

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

**MIGRACIÓN DE UNA RED INDUSTRIAL PARA SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS AL PROTOCOLO IEC 61850**

Tesis para optar el Título de Ingeniero Electrónico, que presenta el bachiller:

María Elena Quintana Pando

ASESOR: Ing. Luis Angelo Velarde Criado

Lima, Febrero del 2012

RESUMEN

El presente documento aborda la investigación para plantear el modelo de migración de una red industrial destinada al control y monitoreo de una subestación eléctrica al protocolo IEC 61850 como estándar en la comunicación interna de equipos y concentrando la información en un sistema SCADA.

Para un mejor entendimiento de la investigación, el trabajo realizado se divide en cuatro capítulos, los cuales son detallados a continuación:

- i. El Capítulo 1 describe la problemática que motiva la realización del estudio, la cual consiste principalmente en la incompatibilidad de protocolos utilizados para la automatización de una subestación eléctrica.
- ii. El Capítulo 2 abarca los conceptos teóricos involucrados en la investigación realizada. Se describen los conceptos básicos de redes industriales que permiten la automatización en el sistema eléctrico, enfocándose al campo de las subestaciones eléctricas. De la misma manera, se introduce el protocolo IEC 61850 y lo que éste propone para los sistemas y redes de comunicación en subestaciones.
- iii. El Capítulo 3 desarrolla el modelo de migración del sistema de comunicación convencional de una subestación eléctrica al protocolo IEC 61850. Para ello, se realiza la selección e ingeniería de equipos adecuados que cumplan con el estándar y se plantea la arquitectura del nuevo sistema de comunicación siguiendo el modelo definido en el estándar.
- iv. El Capítulo 4 complementa el análisis del modelo realizado en el capítulo anterior. Se evalúan los resultados esperados y las respectivas pruebas de validación que deben ser realizadas. Además, se realiza la comparación de la disponibilidad de un sistema convencional con otro basado en el estándar IEC 61850.



TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO

Título : Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850
 Área : Comunicaciones # 960
 Asesor : Ing. Luis Angelo Velarde Criado
 Alumno : María Elena Quintana Pando
 Código : 20052253
 Fecha : 21 de Octubre del 2011



Descripción y Objetivos

Los rápidos cambios en la industria eléctrica impulsados por los competitivos niveles de productividad, eficiencia y de calidad de servicio que exige el mercado en la actualidad, requieren de una constante innovación a la hora de resolver el monitoreo y automatización de una Subestación Eléctrica, lo cual puede significar difíciles desafíos.

Una red industrial en una Subestación Eléctrica se compone de una variedad de Dispositivos Inteligentes Electrónicos (IEDs) que necesitan estar comunicados entre sí, para esto se hace fundamental el desarrollo de un medio de comunicación entre ellos. Es de gran interés lograr la integración de los IEDs usando los diversos protocolos que existen, por lo que debemos conocer su lógica de operatividad, sus principales características y reforzar sus debilidades.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar el diseño de un sistema y red de comunicación, utilizando el protocolo IEC 61850, que permita solucionar los problemas encontrados en los sistemas de automatización de subestaciones que utilizan una arquitectura convencional.

El diseño del sistema de mejora incluye la integración de equipos que forman parte de una subestación eléctrica concentrando la información en un sistema SCADA para realizar el monitoreo en tiempo real, en el cual se utilizan las potencialidades más importantes del protocolo IEC 61850. De la misma manera, el diseño involucra la descripción de una arquitectura abierta para futuros nuevos conceptos de comunicaciones.

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ - SECCIÓN ELECTRICIDAD Y ELECTRÓNICA

Dr. Ing. BENJAMÍN CASTAÑEDA APHAN
 Coordinador de la Especialidad de Ingeniería Electrónica

MÁXIMO 50 PÁGINAS



TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO

Título : Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850

Índice

Introducción

1. La comunicación en la Ingeniería
2. Redes Industriales en Subestaciones Eléctricas
3. Migración del Sistema de Comunicación para una Subestación Eléctrica al protocolo IEC 61850
4. Análisis y Resultados

Conclusiones

Recomendaciones

Bibliografía

Anexos

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
SECCIÓN ELECTRICIDAD Y ELECTRÓNICA

Dr. Ing. BENJAMÍN CASTAÑEDA APHAN
Coordinador de la Especialidad de Ingeniería Electrónica




MÁXIMO 50 PÁGINAS

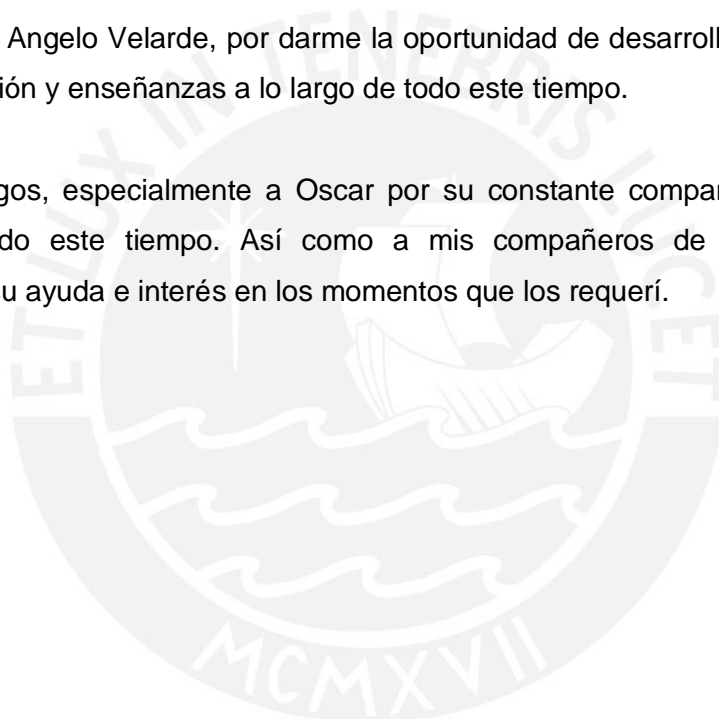
AGRADECIMIENTOS

A mi madre, Elisa Pando, por todo el esfuerzo realizado y el apoyo brindado en todos los proyectos de mi vida, ha sido la mayor fuente de confianza y ejemplo de vida, por los cuales estaré siempre agradecida.

A mi familia más cercana, por su interés, apoyo y consejos, fundamentales para completar mis estudios y formarme a nivel personal.

Al profesor Angelo Velarde, por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto, por su orientación y enseñanzas a lo largo de todo este tiempo.

A mis amigos, especialmente a Oscar por su constante compañía, apoyo y ánimos durante todo este tiempo. Así como a mis compañeros de PROCETRADI, que brindaron su ayuda e interés en los momentos que los requerí.



INDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: LA COMUNICACIÓN EN LA INGENIERÍA.....	2
1.1 Automatización Industrial.....	2
1.2 Automatización en el Sector Eléctrico.....	3
1.3 El Factor de Complejidad: La Comunicación entre Dispositivos.....	4
1.4 Declaración del Marco Problemático.....	5
CAPÍTULO 2: REDES INDUSTRIALES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	6
2.1 Estado del Arte.....	7
2.1.1 Presentación del Asunto del Estudio.....	7
2.1.2 Estado de la Investigación.....	8
2.2 Implementación de Redes Industriales en Subestaciones Eléctricas.....	9
2.2.1 Modelo de Sistema de Monitoreo y Control en Subestaciones Eléctricas.....	9
2.2.2 Medios de Comunicación.....	10
2.2.3 Arquitectura del Sistema de Comunicación.....	11
2.3 Tendencias de las Redes Industriales en Subestaciones Eléctricas.....	12
2.4 El estándar IEC 61850.....	14
2.4.1 Objetivos de Estándar IEC 61850.....	16
2.4.2 Modelado de dispositivos.....	17
2.4.3 Modelo de Comunicaciones.....	17
2.4.4 Lenguaje de Configuración de Subestaciones.....	18
2.5 Sistema de Automatización de Subestaciones.....	19
CAPÍTULO 3: MIGRACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AL PROTOCOLO IEC 61850.....	21
3.1 Migración al estándar IEC 61850.....	22
3.1.1 Migración a nivel de Estación.....	22
3.1.2 Migración en niveles de Bahía y de Proceso:.....	23
3.2 Objetivos.....	24
3.2.1 Objetivo General.....	24

3.2.2	Objetivos Específicos	25
3.3	Presentación de la Subestación Chahuares	25
3.3.1	Nivel de Equipos de Campo de la Subestación Chahuares	27
3.3.2	Nivel de Bahía de la Subestación Chahuares	28
3.3.3	Problemas identificados en la Subestación Chahuares	30
3.4	Solución Propuesta para la migración al estándar IEC 61850	30
3.4.1	Primera Etapa: Selección de IEDs.....	31
3.4.2	Segunda Etapa: Planteamiento de Arquitectura y Topología del Sistema de Comunicación.....	39
3.4.3	Tercera Etapa: Configuración de IEDs.....	45
3.4.4	Solución SCADA Survalent HMI	47
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y RESULTADOS.....		50
4.1	Resultados Esperados.....	50
4.2	Pruebas de Validación.....	51
4.2.1	Modelo de Prueba de Validación	52
4.3	Comparación de disponibilidad.....	54
4.4	Análisis de Costos	54
4.4.1	Alcances de Ingeniería	55
CONCLUSIONES.....		56
RECOMENDACIONES.....		58
BIBLIOGRAFÍA.....		59

INTRODUCCIÓN

Los rápidos cambios en la industria eléctrica impulsados por los competitivos niveles de productividad, eficiencia y de calidad de servicio que exige el mercado en la actualidad, requieren de una constante innovación a la hora de resolver el monitoreo y automatización de una subestación eléctrica, lo cual puede significar difíciles desafíos.

Una red industrial en una subestación eléctrica se compone de una variedad de Dispositivos Inteligentes Electrónicos (IEDs) que necesitan estar comunicados entre sí, para esto se hace fundamental el desarrollo de un medio de comunicación entre ellos. Es de gran interés lograr la integración de los IEDs usando los diversos protocolos de comunicación que existen, por lo que se debe conocer su lógica de operatividad, sus principales características y reforzar sus debilidades.

El presente trabajo tiene como objetivo realizar el modelo de migración de un sistema y red de comunicación al protocolo IEC 61850, que permita obtener la completa integración de los equipos que forman parte de una subestación eléctrica concentrando la información en un sistema SCADA para realizar el monitoreo en tiempo real.

El modelo de migración propone una solución que representa el primer paso para lograr la implementación total de un sistema de automatización de subestaciones utilizando el protocolo IEC 61850, teniendo en consideración que este protocolo está considerado como el nuevo estándar internacional en automatización de subestaciones eléctricas. El modelo propuesto involucra la descripción de una arquitectura abierta y duradera para futuros nuevos conceptos de comunicaciones a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.

CAPÍTULO 1: LA COMUNICACIÓN EN LA INGENIERÍA

El funcionamiento de las sociedades humanas es posible gracias a la comunicación ya que ésta permite el intercambio de información y la interacción entre los individuos. El acto de comunicar es un proceso complejo en el que dos o más personas se relacionan, a través de un intercambio de mensajes con códigos similares, utilizando un canal o medio que actúa como soporte en la transmisión de la información.

Este mismo concepto también puede ser aplicado en la ingeniería, en el campo de las redes industriales, en donde los elementos más importantes son los nodos, el protocolo de comunicación y el medio de transmisión.

Cuando dos humanos se comunican, sin darse cuenta, siguen una serie de reglas que no son nada más que protocolos de comunicación los cuales aseguran que la comunicación sea establecida y que los mensajes fluyan y lleguen bien a través de un determinado medio de transmisión a cada parte. Por lo tanto, las redes industriales no son más que la interconexión de dispositivos, también llamados nodos, que se encuentran unidos a través de un medio de comunicación en el cual la información es enviada siguiendo un determinado protocolo de comunicación.

Las redes industriales son capaces de manejar diferentes niveles de información, permitiendo integrar sistemas de producción de una planta con sistemas administrativos para la supervisión y control de procesos industriales, a todo este proceso se le denomina automatización.

1.1 Automatización Industrial

Actualmente, es necesario que una planta o que un sistema esté altamente integrado debido a que los operadores y los sistemas supervisores cuentan cada vez con más información y ésta información, que es vital para la toma de decisiones, proviene de diversos equipos que funcionan en diferentes niveles de automatización y muchas veces, éstos se encuentren distanciados entre sí. Las redes industriales ocupan un

lugar muy importante en la automatización de procesos ya que hacen posible la comunicación entre los diversos equipos que conforman un sistema.

La automatización de procesos industriales tiene un gran impacto en la mejora de la productividad. Son grandes los beneficios que las empresas obtienen gracias a la modernización de sus sistemas de instrumentación y control, tales como: mejoras significativas en la calidad de sus productos, la reducción de los costos operativos y el tiempo de producción. Por lo tanto, gracias a la automatización, una empresa resulta ser más competitiva y con una mejor presencia ante un mercado globalizado.

1.2 Automatización en el Sector Eléctrico

El principal objetivo en la operación del sector eléctrico es generar y comercializar energía eléctrica de calidad, de manera eficiente, confiable y segura, logrando así la satisfacción de la población. Los procesos de automatización en el sector eléctrico son de gran importancia ya que aseguran la confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica, además garantizan la continuidad del servicio eléctrico.

La energía eléctrica generada por distintas fuentes de energía primaria, posteriormente, es transmitida a las diversas subestaciones eléctricas, las cuales tienen como función repartir y transformar la energía eléctrica para que finalmente, ésta pueda ser distribuida a cada uno de nuestros hogares. En el campo de las subestaciones eléctricas, los sistemas de control y supervisión a distancia son una herramienta fundamental para un adecuado funcionamiento de las redes eléctricas. A diferencia de los procesos industriales, en los sistemas de redes eléctricas los requerimientos son muchos más exigentes.

Durante los último años, la necesidad de implementar un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) ha cobrado cada vez mayor importancia dado los beneficios que implica su buen funcionamiento. Además, en muchos países, el gobierno exige incorporar tecnologías avanzadas en la medición, protección y control en las subestaciones que permitan la obtención y el tratamiento de la información de las mediciones eléctricas y el control de la calidad del suministro, para el envío de datos a entidades reguladoras. Esto implica tener implementado un sistema de

comunicaciones adecuado, seguro y confiable; adicionalmente tener alto un grado de automatización en los distintos segmentos del sector eléctrico para lograr dicho control.

1.3 El Factor de Complejidad: La Comunicación entre Dispositivos

De la misma manera que la comunicación es un factor muy importante en las relaciones humanas para el intercambio de información y la interacción entre los individuos que forman parte de una red social, también lo es para lograr la integración entre los dispositivos que forman parte de una red industrial. Bajo este punto de vista, es importante analizar los aspectos de la comunicación que hacen complejo el diseño de una arquitectura robusta y abierta de redes industriales aplicadas a Sistemas de Automatización en Subestaciones.

Uno de los obstáculos mayormente encontrados en la automatización de una subestación eléctrica es lograr que los equipos básicos de protección, control y medición puedan intercambiar información en tiempo real a través de los diversos protocolos de comunicación disponibles en el mercado de las redes industriales. La dificultad está en lograr la integración de estos equipos que, mayormente, provienen de distintos fabricantes. Otro caso muy similar ocurre con los equipos que poseen muchos años de operación, aproximadamente entre 10 a 20 años. Esto hace referencia a las diferentes versiones que se pueden encontrar de un mismo dispositivo dentro de la subestación. Por lo tanto, la complejidad radica en lograr que estos equipos, de diversas versiones y/o de diferentes fabricantes, puedan utilizar el mismo protocolo de comunicación o hablar en el mismo “idioma”.

El problema de la diversidad de protocolos presentes en el sistema de comunicación de una subestación afecta no sólo a los usuarios sino también a los integradores de sistemas y consultores ya que esto demanda personal muy capacitado y con mucha experiencia en diversos protocolos, de la misma manera, el trabajo puede verse más complicado. Los fabricantes de equipos también se ven afectados ya que deben realizar mayor esfuerzo en campañas de marketing para poder lidiar con la gran competencia. Todos estas razones representan factores que influyen en el costo de un proyecto de modernización de la subestación.

Otro inconveniente encontrado debido a la diversidad de fabricantes es la configuración que se ha de realizar a cada uno de los dispositivos. Así como existe un protocolo propio por fabricante, también existe una herramienta propia que permite realizar la configuración de los dispositivos aumentando así el nivel de complejidad y el costo en la implementación de la red de integración entre los diversos dispositivos.

El uso de un medio de transmisión adecuado también complica el diseño e implementación de un SAS ya que muchas veces, los equipos no se encuentran próximos unos de otros. Esto implica utilizar nuevas tecnologías que puedan transmitir información a través de largas distancias y también, implica realizar un excesivo cableado entre los dispositivos que forman parte de la red. Esto genera desorden en la arquitectura del sistema y posteriormente, complica el mantenimiento de la subestación.

1.4 Declaración del Marco Problemático

De acuerdo al análisis realizado en el punto anterior, se puede destacar los aspectos más resaltantes que actualmente resultan ser inconvenientes para el desarrollo y modernización del diseño de redes industriales aplicadas a Sistemas de Automatización de Subestaciones, estos aspectos son:

- Diversidad de fabricantes de equipos
- Existencia de una gran variedad de protocolos de comunicación
- Diferencia tecnológica entre los equipos que forman parte de una subestación
- Cableado excesivo en las subestaciones generando vulnerabilidad de errores en el funcionamiento del sistema debido a la interferencia electromagnética
- Baja disponibilidad, eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico.
- Costos elevados en equipos y proyectos de integración
- Diferentes estándares de comunicación en una misma subestación eléctrica
- Arquitectura poco flexible a los avances tecnológicos

Por lo tanto, estos son los factores a considerar para optimizar el diseño de una arquitectura de comunicación preparada a las exigencias de la próxima generación.

CAPÍTULO 2: REDES INDUSTRIALES EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Los procesos de medición y protección, mayormente presentes para el buen funcionamiento de las subestaciones eléctricas, son controlados por equipos diseñados para cada una de las funciones necesarias de cada implementación. Estos equipos son denominados IED (Intelligent Electronic Device). Sabemos que para lograr un mejor desempeño de estos equipos, las empresas eléctricas cuentan con sistemas de monitoreo y control en tiempo real, los cuales son denominados sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) que son desarrollados sobre plataformas como Windows y Linux.

Las redes industriales en subestaciones eléctricas tienen como principal objetivo la integración de IEDs en sistemas robustos y confiables que puedan trabajar sin detenerse (on-line) las 24 horas del día; para de esta manera, resguardar una correcta operación de todo el sistema, monitoreando y almacenando la información importante ante la ocurrencia de cualquier evento o incidencia. Este es el proceso de automatización de subestaciones eléctricas, el cual, viene siendo normado y necesario en diferentes países ya que al estar automatizada la subestación, se pueden implementar sistemas SCADA que a su vez puedan comunicarse con otros sistemas SCADA y lograr la transferencia de información de uno a otro lado, de manera automática. La comunicación entre sistemas SCADA es, en la actualidad, una de las principales necesidades entre empresas eléctricas, pues el intercambio de información es siempre favorable, ya que de esta manera ante el suceso de un evento o incidencia, se puede abarcar con mayor detalle el rango que fue afectado, contando con la información no solo de un sistema SCADA.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, para lograr la integración de IED's a los sistemas SCADA, existen diversos protocolos de comunicación que pueden ser propietarios y exclusivos para cada una de las marcas de equipos (por ejemplo empresas como Siemens, ABB, GE, etc.), o pueden ser libres o abiertos, como lo son por ejemplo el protocolo Modbus, DNP 3.0, IEC 60870-5-101, y el cada vez más usado protocolo IEC 61850 (International Electrotechnical Commission).

2.1 Estado del Arte

El avance tecnológico de los equipos presentes en una subestación eléctrica que controlan su correcta operación viene enfocado al uso de nuevas tecnologías; sin embargo, el objetivo sigue siendo el de lograr una integración total de cada uno de los equipos y principalmente lograr la interoperabilidad entre todos los equipos, para que de esta manera las acciones puedan ser realizadas en el menor tiempo posible y con la precisión necesaria.

Para lograr dicha interoperabilidad, se debe superar el problema de la existencia de una gran cantidad de protocolos en el mercado que son incompatibles entre sí mismos. Actualmente, la solución a este problema viene siendo dada por el uso más frecuente de protocolos libres en las redes industriales.

2.1.1 Presentación del Asunto del Estudio

El presente trabajo, aborda la investigación de los factores más importantes a considerar para plantear un modelo de migración del sistema de comunicación de una subestación eléctrica al protocolo IEC 61850 como estándar en la comunicación interna de equipos, concentrando la información en un Sistema SCADA para de esta manera, lograr el monitoreo y control de dicha red.

A continuación, se mencionan las principales características que, de acuerdo a las exigencias actuales del mercado y a los avances tecnológicos, se deben tener en consideración en un sistema de automatización de subestaciones.

- Interoperabilidad entre dispositivos de diferentes marcas
- Libre Arquitectura que permita una simple ampliación o modificación
- Estabilidad a largo plazo
- Menor cableado
- Flexibilidad y funcionalidades ampliadas
- Incremento de disponibilidad en el sistema eléctrico
- Facilidades para realizar diagnósticos y mantenimiento

Con los requerimientos ya declarados, se define, entonces, el asunto de estudio como la investigación y el análisis de los factores involucrados en la migración de una red industrial a un protocolo libre, como el IEC 61850, que permita la modernización de un sistema de automatización de una subestación eléctrica.

2.1.2 Estado de la Investigación

El desarrollo de protocolos no propietarios ha cobrado mayor importancia en los últimos años debido a la necesidad de crear un único estándar internacional aplicado a subestaciones eléctricas con la finalidad de brindar al cliente diferentes soluciones de diversas marcas. Como resultado de esta necesidad, apareció el protocolo IEC 61850, gracias a la colaboración de los trabajos realizados en Europa (IEC) y América del Norte (EPRI).

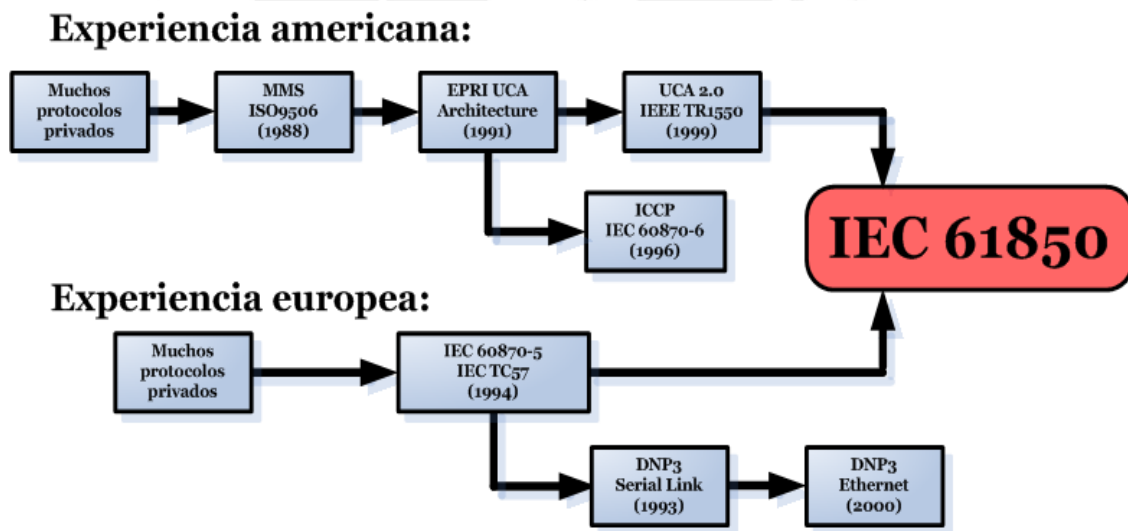


Figura 2.1 – Creación del protocolo IEC 61850. [7]

El protocolo IEC 61850, es en la actualidad un estándar en la industria eléctrica que tiene como principal característica la interoperabilidad entre equipos. Hasta el momento, ya existen muchos proyectos pilotos e instalaciones reales aplicando el protocolo IEC 61850 en las cuales se ha obtenido resultados positivos pero éstos no siempre con la facilidad que se esperaba. Es por ello que es necesario realizar más plantas pilotos para mejorar estas técnicas ya que muchas empresas eléctricas

prefieren mantener sus sistemas de comunicaciones a la espera de solucionar los problemas actuales.

2.2 Implementación de Redes Industriales en Subestaciones Eléctricas

Para el desarrollo de una red industrial en una subestación eléctrica existen otros factores a tomar en consideración a parte de la implementación del protocolo de comunicación. Estos factores son el planteamiento de un modelo de sistema de control y monitoreo, la elección de un medio de comunicación adecuado para dicho modelo y el diseño de una arquitectura adecuada para el sistema de comunicación.

2.2.1 Modelo de Sistema de Monitoreo y Control en Subestaciones Eléctricas

Siguiendo los modelos de los sistemas de control, desde el punto de vista del control y automatización de subestaciones eléctricas; por lo general se definen 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior. [6]

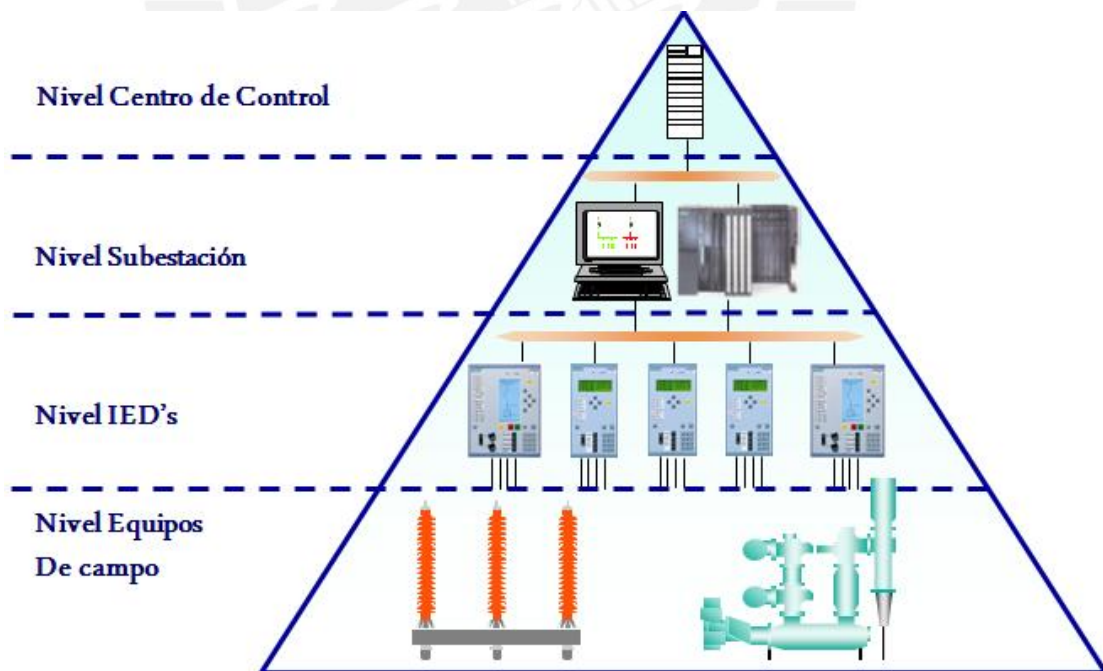


Figura 2.2 - Niveles de la Automatización. [6]

El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio o nivel de Procesos, en el cual se encuentran los equipos de campo, como lo son interruptores y seccionadores. Estos equipos, por lo general, poseen el mando del control en cada uno de ellos. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

El segundo nivel (nivel 1), es el nivel de Bahía o IEDs, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel, el control de la operación es dado desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se poseen pulsadores, botones y relés auxiliares que en conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo.

El tercer nivel (nivel 2), es el nivel de Subestación, en el cual desde un sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación. En este nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del sistema SCADA.

El cuarto nivel (nivel 3), es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los sistemas SCADA HMI de cada subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

2.2.2 Medios de Comunicación

Tal y como se mencionó antes, es muy importante la correcta utilización de los medios de comunicación. Para determinar qué medio de comunicación es el más adecuado se debe conocer las características de la zona en la cual está ubicada la subestación, las tecnologías que se amoldan mejor a la integración, y principalmente el capital con el que se cuenta para contratar, comprar e implantar un buen medio de comunicación. En

la implementación de sistemas SCADA y centros de control, los medios de comunicación son diversos y libres a la elección del cliente. Los medios de comunicación más utilizados son:

- Fibra Óptica (monomodo o multimodo, dependiendo de la distancia)
- Enlaces UTP/STP
- Internet ADSL
- Tecnología GPRS
- Onda portadora

2.2.3 Arquitectura del Sistema de Comunicación

El diseño de la arquitectura de una red de comunicación para el monitoreo de una subestación eléctrica está directamente influenciado por el tipo de equipos utilizados y por la tecnología de comunicación, esto hace referencia principalmente a los protocolos de comunicación y los buses de datos existentes y aplicables en los sistemas de comunicación en subestaciones.

Básicamente, en el modelo del sistema de automatización de una subestación, se identifican dos buses de datos, los cuales son:

- **Bus de Proceso:**
Permite comunicación entre los niveles de proceso y de bahía.
- **Bus de Estaciones:**
Permite comunicación entre los niveles de bahía y de estación.

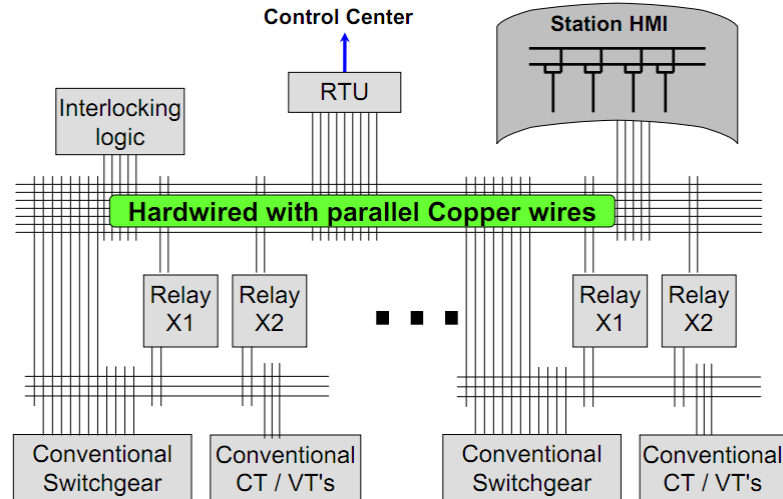


Figura 2.3 – Arquitectura Convencional en un Sistema de Control de una Subestación Eléctrica. [8]

2.3 Tendencias de las Redes Industriales en Subestaciones Eléctricas

La introducción de las nuevas tecnologías ha logrado que las compañías eléctricas puedan manejar y controlar a distancia las subestaciones sin necesidad de mantener personal en las instalaciones.

En el siguiente gráfico, se presenta la arquitectura de un sistema de automatización que permite el control y monitoreo de una subestación eléctrica proyectada a futuro. Como se puede observar, ambos buses, el de proceso y el de estación, están basados en redes Ethernet, lo cual permite una comunicación punto a punto entre los IED's y los equipos de campo. También, se puede identificar la reducción del cableado existente entre los niveles de proceso y bahía existentes en una arquitectura convencional, esto se debe a la aparición de dispositivos que cuentan con funciones específicas de concentración y transmisión de datos.

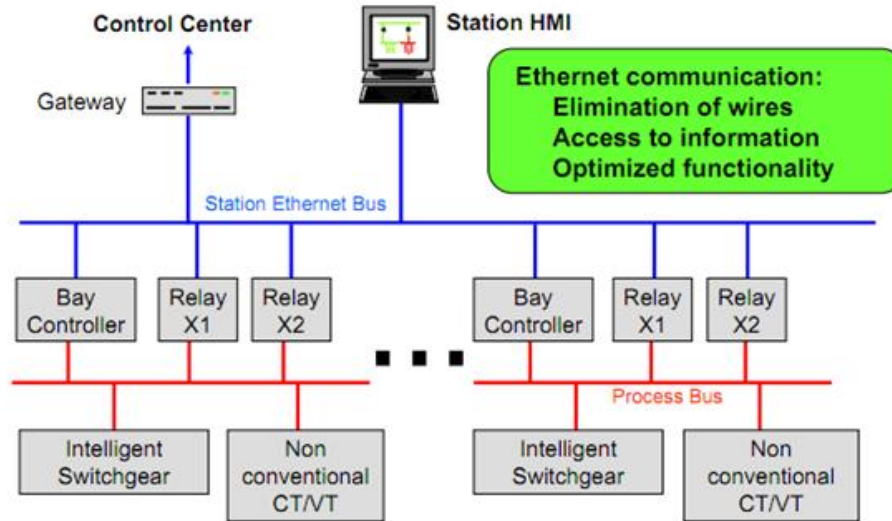


Figura 2.6 – Automatización Proyectada de la Subestación Eléctrica. [8]

Existen dos medios de comunicación que cada vez se posicionan con más fuerza, pues en la actualidad ofrecen mejores ventajas y beneficios frente a otro, estos son: los enlaces de comunicación con fibra óptica y los enlaces de comunicación satelital.

Los enlaces de comunicación con fibra óptica, son utilizados cada vez más con mayor frecuencia y a futuro sea quizás el medio predominante en estos procesos de automatización, entre sus principales características mencionamos; el amplio ancho de banda que brinda, las altas velocidades de TX/RX de datos, y el costo que puede considerarse aceptable y de buena proyección. Es importante mencionar que una de las ventajas principales de los enlaces de fibra óptica es su inmunidad total a las perturbaciones de origen electromagnético, las cuales son muy comunes en subestaciones y son consideradas una gran amenaza para interferir en el buen funcionamiento del sistema.

Por otro lado, los enlaces de comunicación satelital, también son muy utilizados en los procesos de automatización para el envío de datos hacia un sistema centralizado de control y supervisión. Son utilizados como solución secundaria y de respaldo a los enlaces de fibra óptica, pues cuentan con las siguientes características: amplio ancho de banda y altas velocidades de TX/RX que ofrecen la solución de integración de

subestaciones eléctricas, considerando que estas Subestaciones son alejadas y de difícil acceso.

2.4 El estándar IEC 61850

Como hemos visto, las redes con cableado de cobre convencional están siendo sustituidas por redes Ethernet y protocolos avanzados, cuyo máximo exponente, en cuanto a integración, flexibilidad y apertura hacia el futuro está representado por el estándar IEC61850. Este es considerado el estándar para la automatización de equipos de subestaciones eléctricas de diversos fabricantes; fue diseñado como el único protocolo que ofrece una completa solución de comunicación y el principal beneficio que ofrece es la interoperabilidad entre equipos. En la actualidad se vienen realizando investigaciones para la constante evolución de este protocolo [9].

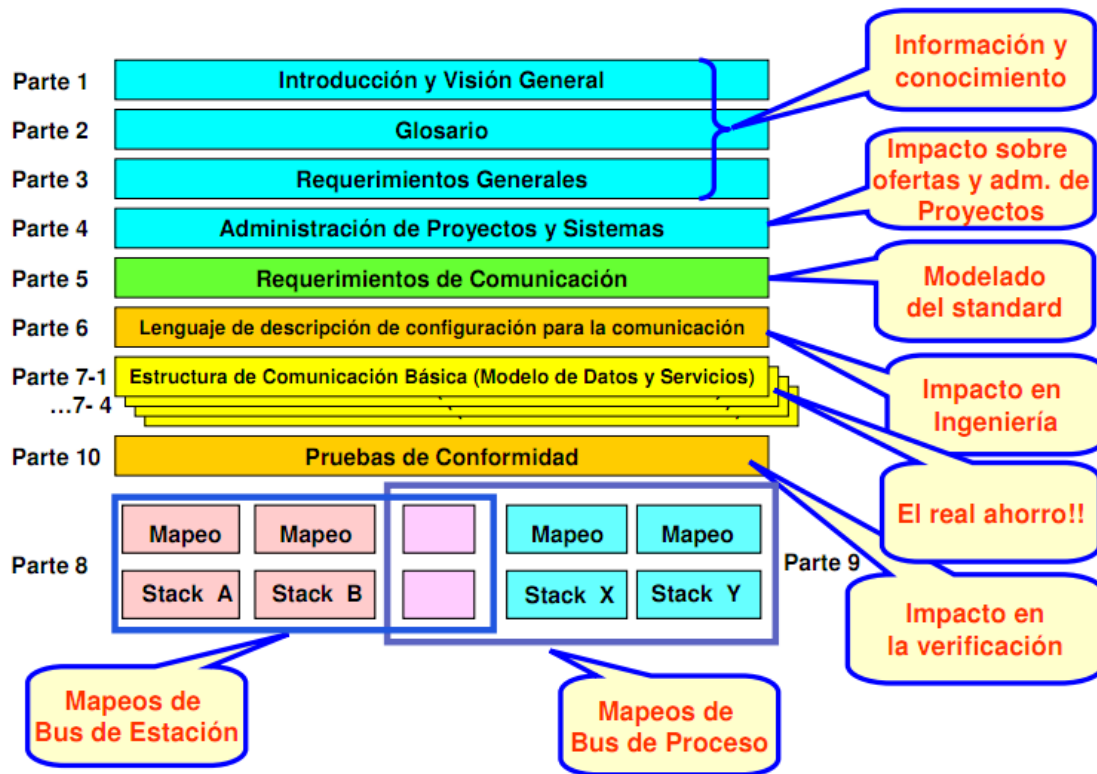


Figura 2.7 – Partes del estándar IEC 61850 [4]

La parte 1 de la norma IEC 61850 define las formas de comunicación entre IEDs en la subestación eléctrica y los requisitos relacionados al sistema.

La parte 2 contiene el glosario de terminología específica y de definiciones que se utilizan en el contexto de los sistemas automáticos en subestaciones eléctricas, así como en las normas complementarias a esta.

La parte 3 especifica los requisitos generales de las redes de comunicación, con especial énfasis en los requisitos de calidad. Igualmente trata los requisitos relativos a las condiciones ambientales y de servicios auxiliares así como las recomendaciones correspondientes a requisitos específicos provenientes de otras normas y especificaciones.

La parte 4 describe los requisitos del proceso de gestión de sistema y proyecto y de las herramientas de soporte especial para ingeniería y pruebas.

La parte 5 describe los requisitos para la comunicación de funciones y modelos de los equipos eléctricos en las subestaciones.

La parte 6 especifica una descripción del lenguaje para la configuración de los IEDs en las subestaciones eléctricas.

La parte 7 se definen las estructuras básicas de comunicación para los equipos eléctricos en subestaciones y alimentadores de distribución.

La parte 8 define el mapeo específico de servicio de comunicación de los objetos y servicios de la Interfaz de Servicios de Comunicación Abstracta a especificación de mensajes de fabricación.

La parte 9 define el mapeo específico de servicio de comunicación para la comunicación entre el nivel campo (bahía) y el nivel proceso en enlaces punto a punto.

Y por último, la parte 10 define los métodos de pruebas de conformidad del equipo usado en las subestaciones eléctricas.

2.4.1 Objetivos de Estándar IEC 61850

La norma IEC-61850 surge con el objetivo de garantizar la interoperabilidad entre distintos equipos electrónicos inteligentes (IED, Intelligent Electronic Device) que componen un sistema de automatización de una subestación eléctrica.

Para lograr este objetivo, la norma desarrolla un modelo de datos que recoge toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica, de modo que todos los IEDs que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos. La interoperabilidad, sin embargo, no garantiza la intercambiabilidad, lo que viene a significar que las funcionalidades para las que está preparado cada dispositivo no están estandarizadas.

El alcance del estándar, no obstante, es mucho más amplio, ya que propone no sólo un nuevo concepto de automatización en subestaciones, basado en una nueva arquitectura de comunicaciones, sino que también define modelos de información, y lenguajes de configuración basados en el lenguaje “EXtensible Markup Language” (XML).

Asimismo estandariza la utilización de redes Ethernet con prioridad, define el intercambio de mensajes críticos denominados “Generic Object Oriented Substation Event” (GOOSE), como así también valores muestreados (Sampled Values) para las mediciones de los transformadores de medida de corriente y tensión. Estas mediciones pueden realizarse a través de nuevos modelos de transformadores de medición, cuyos valores de salida son digitales o mediante unidades específicas que convierten las mediciones analógicas convencionales en información digital.

Los modelos de información y los servicios de comunicaciones son independientes del protocolo, y la utilización del protocolo “Manufacturing Message Specification” (MMS) en la capa aplicación y servicios de web, permitirán el crecimiento y vigencia de esta norma al permitir incorporar nuevas tecnologías de comunicaciones.

2.4.2 Modelado de dispositivos

Los dispositivos se modelan en términos de Nodos Lógicos (LN). Un LN es la entidad más pequeña de una función que intercambia información, y representa la función en el dispositivo físico, realizando alguna operación para dicha función. Diversos Nodos Lógicos, conforman un Dispositivo Lógico, y a su vez, un dispositivo lógico es siempre implementado en un IED (Intelligent Electronic Device). En síntesis, los dispositivos físicos, son modelados como un modelo virtual. Un Nodo Lógico contiene una serie de aproximadamente 20 datos específicos, cada uno de los cuales comprende diversos detalles, denominados en la norma "atributos de información". Una conexión lógica es el enlace de comunicación entre nodos lógicos.

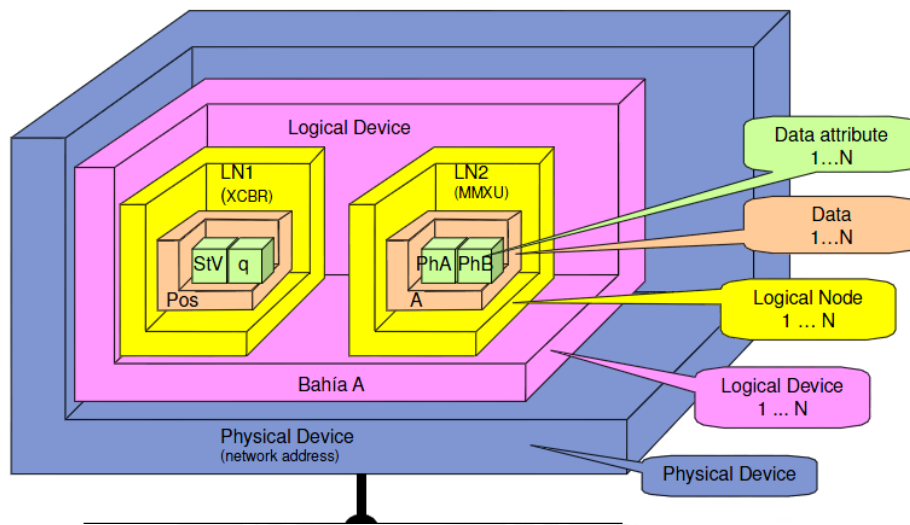


Figura 2.8 – Estructura del modelo de datos. [4]

2.4.3 Modelo de Comunicaciones

En el estándar IEC 61850, se han definido todas las posibles interfaces de comunicación que existen dentro de una subestación eléctrica. Cada uno de los tipos de comunicación mostrados en el siguiente gráfico, se detallan a continuación:

- Intercambio de valores muestrados (1)
- Intercambio rápido de datos para la protección y control: mensajes GOOSE (2)

- Señales de control (3)
- Señales de actuación (4)
- Configuración e ingeniería (5)
- Supervisión y monitoreo (6)
- Comunicación con Centro de Control (7)

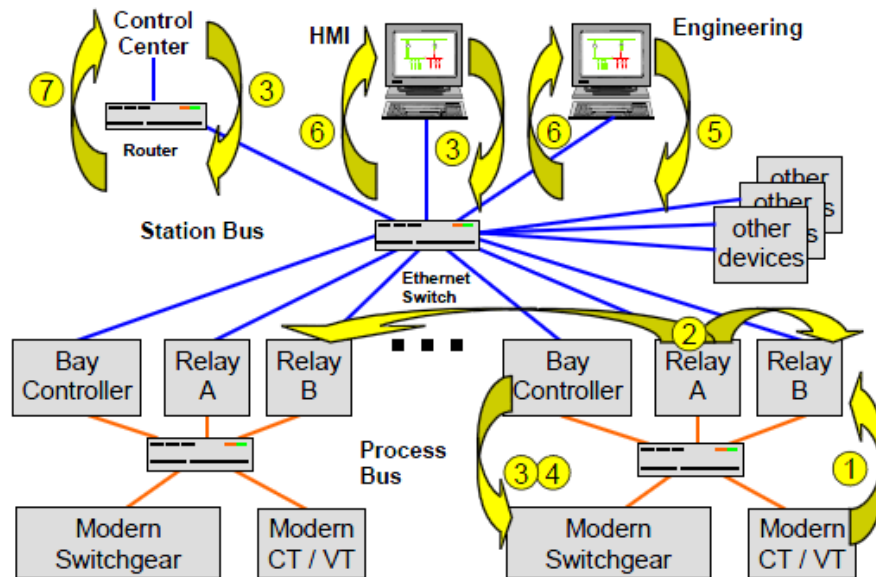


Figura 2.9 – Modelamiento de dispositivos [1]

Los mensajes GOOSE y los valores muestreados son considerados de tiempo crítico y es por ello, que son mapeados directamente al nivel bajo de la capa Ethernet. Esto da la ventaja de mejorar la performance en la transferencia de mensajes en tiempo real reduciendo la trama Ethernet y el tiempo de procesamiento. Los otros tipos de comunicación son considerados como comunicación cliente- servidor los cuales son mapeados al protocolo MMS. El mapeo de las comunicaciones según el estándar IEC 61850 se muestran en el ANEXO A.

2.4.4 Lenguaje de Configuración de Subestaciones

El lenguaje de comunicación SCL (Substation Configuration Language) es un lenguaje de descripción para la comunicación de IED's en la Subestación Eléctrica. Es un

lenguaje basado en formatos XML que provee una formal descripción de los IED's. Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red de comunicación de las subestaciones se puede describir y preservar para su utilización en cualquier etapa del ciclo de vida del sistema. El estándar requiere que los dispositivos a integrar provean un archivo SCL con la descripción de sus capacidades, por tal razón es muy importante que este archivo pueda ser leído por otros dispositivos. En este punto se pueden mencionar las siguientes características:

- Entrega un lenguaje descriptivo de configuración en la subestación (SCL).
- Es abierto a las diferentes filosofías de sistemas.
- Respalda una comprensiva y consistente definición de sistemas e ingeniería.

2.5 Sistema de Automatización de Subestaciones

Un SAS consta de todo el equipo electrónico necesario para controlar, supervisar y proteger de forma permanente la red. Este equipo está interconectado y se comunica a diferentes niveles dentro y fuera de la subestación. Estos niveles forman parte del modelo de automatización en una subestación eléctrica, los cuales son: nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación.

El éxito de un SAS viene dado por el uso de un efectivo sistema de comunicación capaz de integrar los equipos de protección, control y monitoreo presentes en las subestaciones. El mayor reto para los ingenieros de control y automatización es el de lograr la interoperabilidad entre todos estos equipos que, mayormente, provienen de diversos fabricantes. Hasta el momento, se siguen utilizando protocolos de comunicación propietarios en los sistemas de automatización de subestaciones. Es por ello que enormes cantidades de dinero son invertidas en el trabajo de ingeniería y configuración de un sistema SAS, especialmente, en convertidores de protocolos para lograr la interoperabilidad entre equipos.

De la misma manera, otro reto en el desarrollo de un sistema de comunicación en subestaciones eléctricas es el de definir la arquitectura para los buses de proceso y de estación ya que, en la actualidad, no se tiene suficiente experiencia práctica en la

implementación de estas arquitecturas. Esto, debido a la antigüedad de los equipos que forman parte de cada nivel de automatización, especialmente, en el nivel de proceso que obligaron a las redes industriales, por muchos años, a utilizar comunicación serial.

Como solución a este problema, surge una propuesta totalmente novedosa para encarar la automatización en subestaciones, la cual se concreta en el nuevo estándar IEC 61850. Este estándar representa la primera norma global, ya que en su elaboración han participado organismos técnicos y representantes de Europa y América del Norte.

A continuación, se presenta el modelo de un SAS basado en la norma IEC 61850. Como se puede observar, los buses de estación y de proceso utilizan tecnología Ethernet. También se incluye el uso de Unidades Concentradoras (MU) en el nivel de Proceso para la recolección de datos de los equipos de patio reduciendo así el costoso cableado convencional en el nivel de patio o proceso.

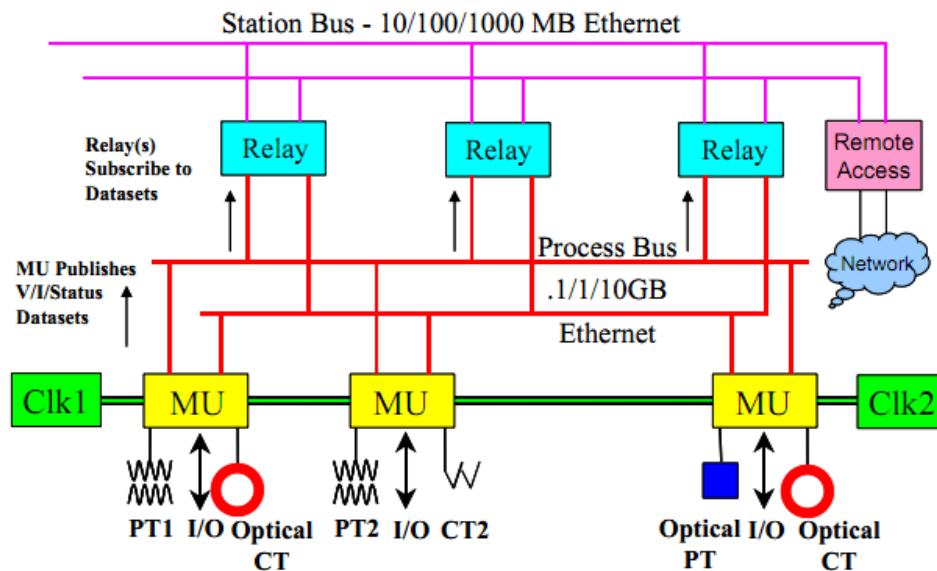


Figura 2.11 – Modelo de un SAS basado en el estándar 61850 [2]

CAPÍTULO 3: MIGRACIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA AL PROTOCOLO IEC 61850

Después de haber revisado los aspectos y beneficios más importantes del estándar IEC 61850, el siguiente punto a analizar es cómo lograr la migración de un SAS convencional a un SAS basado en dicho estándar. La integración del estándar IEC 61850 con las tecnologías existentes y la reconversión de subestaciones existentes a la nueva norma son aspectos clave para alcanzar un grado de compatibilidad aceptable entre tecnologías.

La migración de instalaciones existentes a la norma IEC 61850 es una tarea compleja que depende en gran medida del tipo de tecnología y de las expectativas funcionales que deseemos alcanzar. El primer paso es evaluar las capacidades funcionales de los equipos existentes y a partir de este análisis determinar si es posible mapear los servicios y capacidades de los sistemas existentes con los de la norma. [21]

El proceso de migración debe ser dado de manera paulatina y será dado por la combinación de nuevas y antiguas tecnologías. Desde este punto de vista, los escenarios más interesantes en la migración de un SAS son en los cuales nuevos equipos basados en IEC 61850 se van integrando al sistema ya existente, ya sea en el nivel de proceso, bahía o estación.

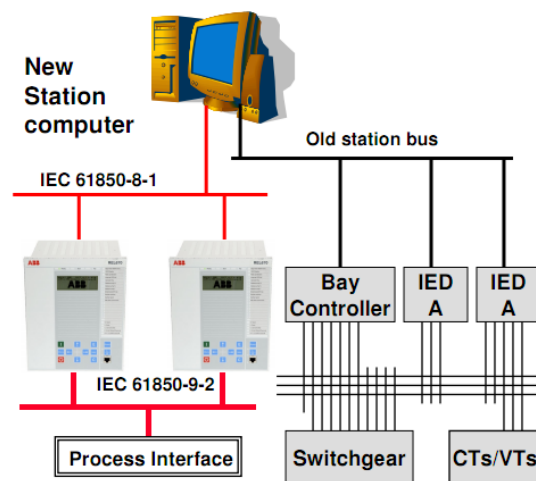


Figura 3.1 – Proceso de Migración. [4]

3.1 Migración al estándar IEC 61850

La migración será técnicamente posible si se cumplen las siguientes condiciones:

- Se reemplazan los dispositivos a nivel de Estación
- Se reemplazan total o parcialmente los dispositivos a nivel de Bahía
- Se reemplazan total o parcialmente los dispositivos a nivel de Proceso

A continuación, se detallará el proceso de migración para cada uno de los tres niveles: Estación, Bahía y Proceso.

3.1.1 Migración a nivel de Estación

En este nivel, se encuentran equipos como estaciones de trabajo y gateways, los cuales tienen el menor tiempo de vida entre los diferentes equipos que se pueden encontrar en un SAS. Es por ello que aquí ubicamos los primeros candidatos para empezar el proceso de migración. La actualización de esta parte de la subestación representa el punto de inicio más factible para la migración de un SAS al IEC 61850.

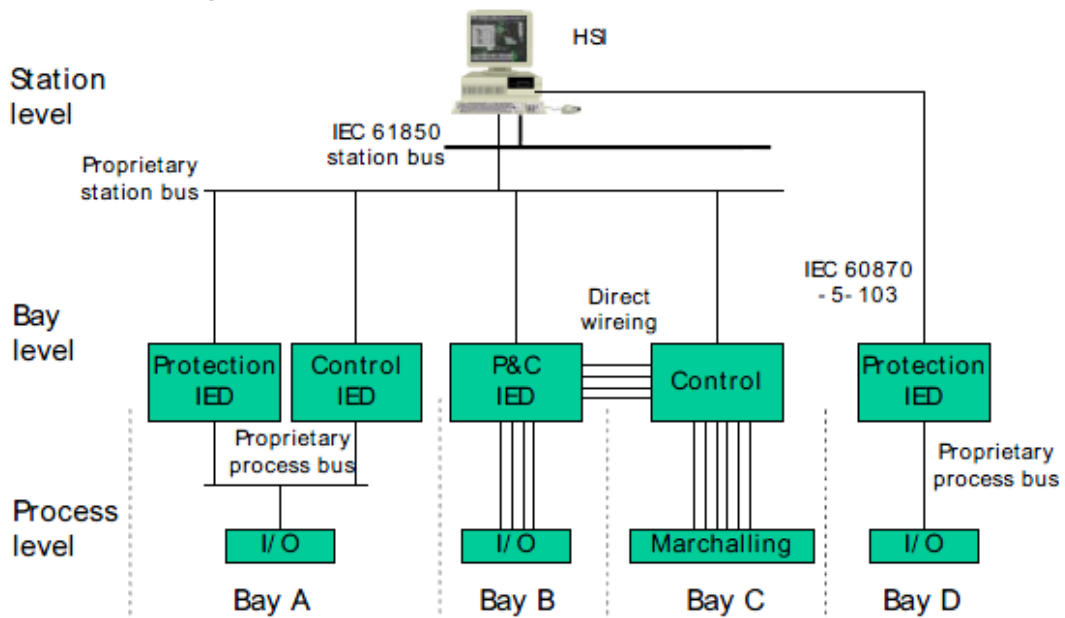


Figura 3.2 - Migración a Nivel de Estación. [3]

En este escenario, se puede observar diferentes buses de estación presentes debido a la variedad de protocolos que se utilizan en este nivel. Esto podría ser un inconveniente si el bus de estación es usado para intercambio rápidos entre pares (communication peer-to peer) como por ejemplo, enclavamientos, ya que la transferencia entre dos buses puede tomar mayor tiempo de lo esperado.

3.1.2 Migración en niveles de Bahía y de Proceso:

A diferencia de la migración en el nivel de estación, la incorporación de equipos que cumplan con el estándar IEC 61850 en el nivel de bahía y/o de proceso tienen impacto directo sobre los buses de proceso y estación utilizados en el SAS.

- **Reemplazo solamente de un IED**

Si un IED requiere ser reemplazado, es siempre recomendable considerar un IED que posea una interfaz compatible a su bus existente pero también se debe considerar que éste sea compatible con el estándar IEC 61850 para que pueda ser utilizado en una futura integración a un bus de estación basado en IEC 61850. Es por ello, que el reemplazo eventual de IEDs es considerado un punto de partida para empezar el proceso de migración.

- **Modernización de Bahías o de Equipos de Patio**

Se debe seleccionar un grupo de IEDs y equipos de patio o primarios, como CTs y VTs inteligentes, ya existentes en el SAS que sean compatibles con el estándar IEC 61850. En este caso, normalmente, se tendrá que incorporar una “Merging Unit” (MU), o Unidad Concentradora, que recibe la información tanto de los transformadores de la línea como de sus entradas binarias y de sincronización y monitorización. Los datos recogidos son enviados por el MU a los distintos IEDs del nivel de bahía. En el caso de realizar una modernización al SAS, se reemplazarán los transformadores de corriente y voltaje convencionales por sensores inteligentes que presenten interfaces compatibles para interactuar con un bus de proceso basado en el IEC 61850.

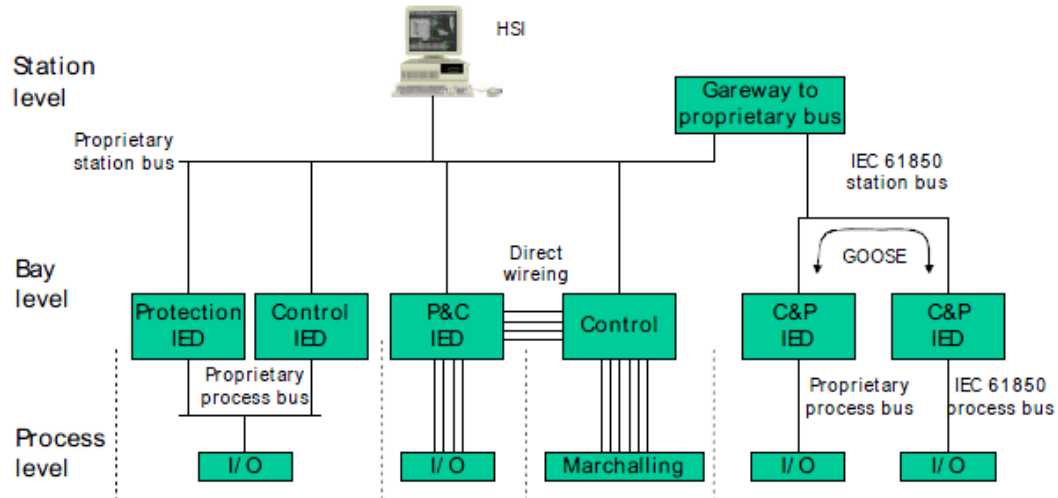


Figura 3.3 - Migración a nivel de Bahía y de Proceso. [3]

3.2 Objetivos

3.2.1 Objetivo General

El presente trabajo tiene como objetivo realizar el modelo de migración de un sistema y red de comunicación al protocolo IEC 61850, que permita obtener la completa integración de los equipos que forman parte de una subestación eléctrica concentrando la información en un sistema SCADA para realizar el monitoreo en tiempo real.

El modelo de migración propone una solución que representa el primer paso para lograr la implementación total de un sistema de automatización de subestaciones utilizando el protocolo IEC 61850, teniendo en consideración que este protocolo está considerado como el nuevo estándar internacional en automatización de subestaciones eléctricas. El modelo propuesto involucra la descripción de una arquitectura abierta y duradera para futuros nuevos conceptos de comunicaciones a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.

Para realizar dicho modelo, es necesario presentar la arquitectura actual del sistema de comunicación convencional de una subestación ejemplo, en la cual se puedan analizar los aspectos que disminuyan la eficiencia del sistema de automatización y a partir de ello, se pueda plantear un modelo de migración.

3.2.2 Objetivos Específicos

A continuación, se presentan los objetivos específicos para desarrollar el modelo de migración:

- Definición del nivel de automatización en el cual será realizado el modelo de migración para la subestación ejemplo
- Selección de IEDs adecuados que soporten el estándar IEC 61850
- Planteamiento de la arquitectura del nuevo sistema de comunicación

3.3 Presentación de la Subestación Chahuares

Se tomará como ejemplo la subestación Chahuares, ubicada en la localidad de Chahuares, distrito de Echarati, Provincia de La Convención, departamento de Cusco.

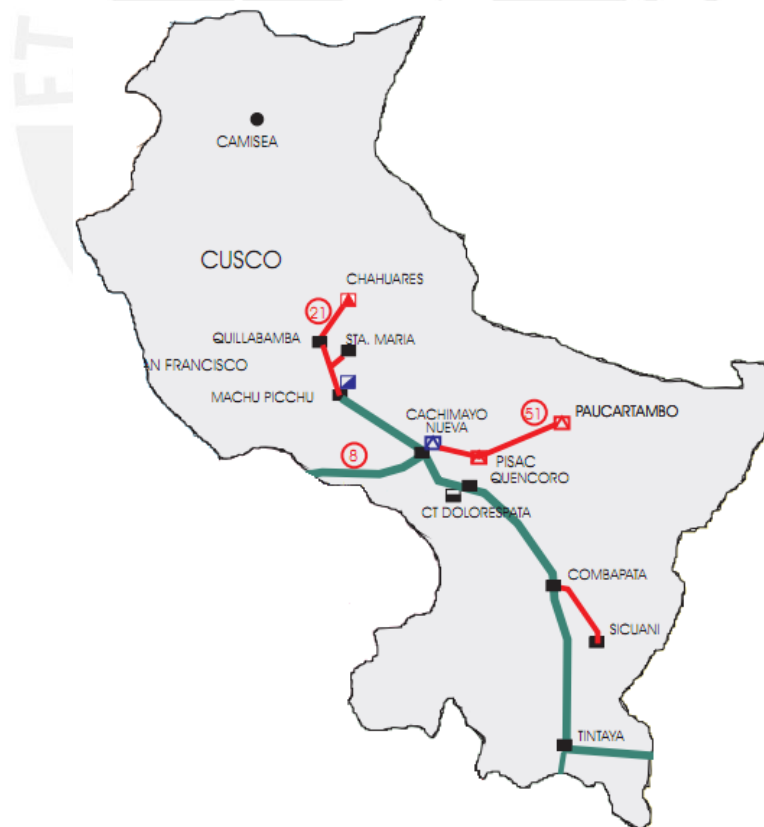


Figura 3.4 – Ubicación geográfica de la Subestación Chahuares [19]

De la figura 3.4, las líneas rojas representan líneas de transmisión. Actualmente, existe la línea de transmisión L-6002 de 60 kV que recorre las subestaciones Santa María – Quillabamba - Chahuares. [20]

De esta manera, el centro de transformación Chahuares utiliza 60 kV como tensión de entrada que son transformados a niveles de 22.9 kV y 10 kV por un transformador de 3 arrollamientos. Principalmente, la subestación alimenta a tres salidas en 22.9 KV (Salidas CH01, CH02 y CH03) siendo la primera la que alimenta a los sectores de Sahuayaco – Echarati, la segunda que alimenta a los sectores de Quellouno – Quebrada – Colca y la tercera a los sectores de Palma Real – Kiteni – Kepashiato- Comunidad nativa Chima, todas zonas netamente rurales. La potencia entregada por la subestación Chahuares es de 7MVA. En la siguiente grafica, se presenta el diagrama unifilar eléctrico de la subestación con los valores de corriente y potencia respectivos para cada una de las líneas de transmisión.

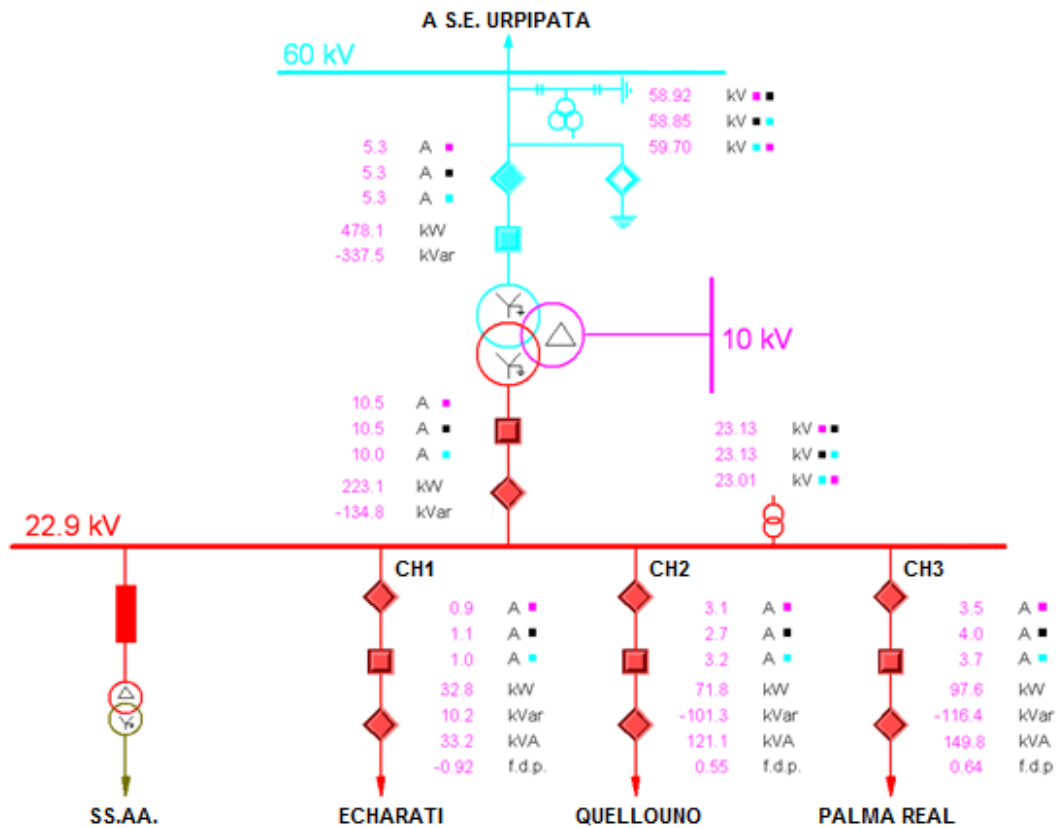


Figura 3.5 - Diagrama Unifilar de la Subestación Chahuares (Elaboración Propia)

De la figura anterior, también se muestran los equipos de protección como interruptores y seccionadores. A continuación, la simbología de los estados de estos equipos.

Abierto	Cerrado	En Viaje	Error	
				Interruptor 60 kV
				Seccionador 60 kV
				Interruptor 22.9 kV
				Seccionador 22.9 kV

Figura 3.6 - Simbología de los estados de los equipos. (Elaboración Propia)

3.3.1 Nivel de Equipos de Campo de la Subestación Chahuares

Como se vio en el punto anterior, el nivel de equipos de campo de la subestación Chahuares está compuesto por equipos de seccionamiento y protección. Los equipos de seccionamiento y protección son los encargados de efectuar la apertura, cierre total o parcial de un circuito. Dependiendo del tipo de equipo, la apertura / cierre se efectuará con o sin carga y algunos de ellos tendrán la capacidad de efectuar la apertura ante la presencia de falla (cortocircuito bifásico, trifásico o falla a tierra por ejemplo). El conocimiento en tiempo real del estado de los equipos (abierto/cerrado), la capacidad de apertura/cierre remoto y las situaciones de alarma en los mismos son necesarias a efectos de minimizar el tiempo de reposición del sistema y prevenir una posible falla del equipo.

3.3.1.1 Interruptores de potencia en 60kV y 22.9kV

- Son equipos de montaje a la intemperie destinados para abrir / cerrar circuitos en condiciones normales de carga así como en condiciones anormales que se presentan en el caso de cortocircuitos.
- Son maniobrados a voluntad o en forma automática mediante relés de protección.

- La operación de apertura/cierre se efectúa desde el patio de llaves vía su tablero de control. También es posible efectuarlas desde el tablero de automatización ubicado en la subestación.

3.3.1.2 Seccionadores de 60 kV y 22.9 kV

- Son equipos de montaje a la intemperie destinados para abrir / cerrar circuitos sin presencia de carga.
- La operación de apertura/cierre se efectúa desde el patio de llaves vía su tablero de control. También es posible efectuarlas desde el tablero de automatización ubicado en la subestación.

3.3.2 Nivel de Bahía de la Subestación Chahuares

Actualmente, la subestación Chahuares posee 2 equipos controladores de celda, CSP2-F5, para las celdas de 22.9 y 60 kV respectivamente. La información recopilada por los equipos CSP2-F5 permite:

- La supervisión del estado de interruptores y seccionadores
- La supervisión de medidas eléctricas
- La supervisión de eventos y alarmas de las celdas
- La ejecución de comandos remotos para la apertura/cierre de los interruptores y seccionadores

La información de campo de los equipos de protección y seccionamiento recopilada por los IEDs CSP2-F5 es enviada al Concentrador de Subestación (CDS) Scout vía comunicación serial RS485 en protocolo IEC-870-5-103.

También existen 3 medidores multifunción ION 6200, los cuales son enlazados en protocolo Modbus RTU, y tendrán como maestro Modbus al CDS Scout. Los valores analógicos son obtenidos de estos medidores, los mismos que formaran una red RS485 en protocolo Modbus RTU para luego ser concentrada en el CDS Scout.

A continuación, se presenta un esquema de la arquitectura actual del sistema de comunicación del nivel de Bahía de la subestación presentada:

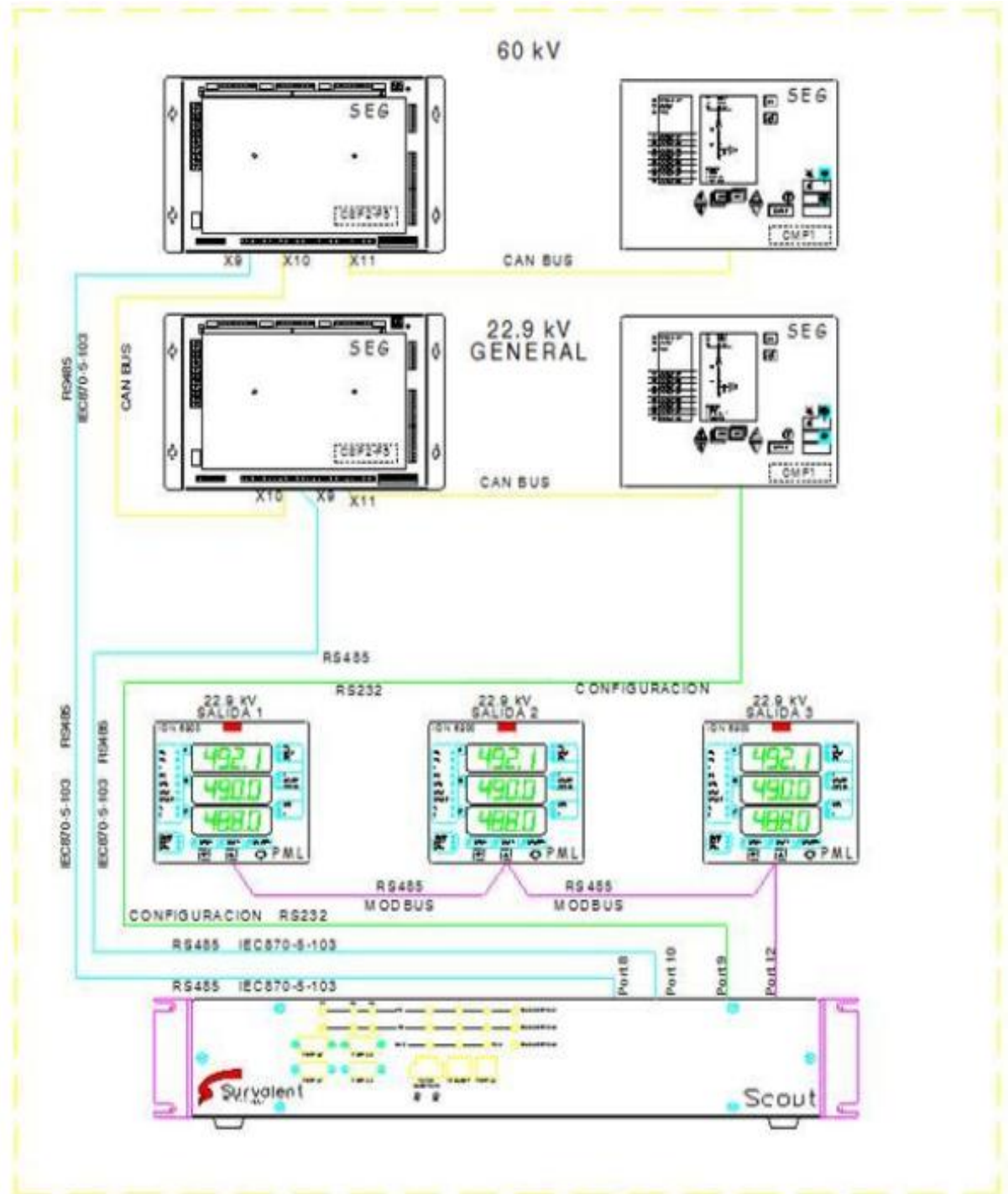


Figura 3.7 - Arquitectura Actual del Sistema de Comunicación de la Subestación Chahuares (Elaboración Propia)

3.3.3 Problemas identificados en la Subestación Chahuares

El presente trabajo plasma el panorama para la modernización parcial de la subestación eléctrica Chahuares y la necesidad de replantear la arquitectura del sistema de comunicación para efectuar el envío de datos al sistema SCADA. A continuación, se presentan los problemas más resaltantes en el caso en particular que se plantea:

- La diversidad de protocolos de comunicación empleados en el sistema de comunicación de la subestación ejemplo: IEC-870-5-101, IEC-870-5-103 y Modbus RTU
- El uso de concentradores de datos los cuales representan equipamiento adicional al sistema lo cual provoca retrasos en la comunicación; además, representa una importante fuente de error
- Cableado excesivo entre el nivel de bahía y el nivel de equipos de campo
- Retardo en el tiempo de respuesta de los equipos
- Constantes fallas en el sistema de comunicación
- Crítica disponibilidad del sistema

3.4 Solución Propuesta para la migración al estándar IEC 61850

Se ha revisado los niveles de equipos de campo y de bahía respectivamente en la subestación Chahuares, en donde se han identificado la mayor cantidad de inconvenientes en el nivel de bahía; por lo que el modelo de migración al estándar IEC 61850 será aplicado a este nivel.

Para la implementación de un sistema abierto se requiere un protocolo único de comunicaciones. Debido a la perspectiva de largo plazo, el protocolo de comunicación debe tener una alta estabilidad a pesar del rápido desarrollo, especialmente en tecnología de comunicaciones. Es por ello que se utilizará el protocolo IEC 61850 ya que es la estandarización de la industria eléctrica para la normalización de las comunicaciones entre dispositivos de subestaciones de diversos fabricantes. Las propiedades de IEC 61850 permiten optimización de bajo costo y soluciones libres de mantenimiento, pero muy confiables.

La primera etapa de la solución propuesta será la de seleccionar los IEDs que cumplan con las necesidades de control y protección de la subestación y que, a la vez, cumplan con el estándar IEC 61850. El siguiente paso será diseñar la arquitectura del sistema de comunicación requerido, para ello se definirá la topología del sistema y las conexiones que deberán realizarse entre los equipos seleccionados durante la primera etapa. Finalmente, se ejecutará la ingeniería de detalle la cual consiste en la forma de integración lógica, configuración de IEDs al sistema de comunicación planteado. Debido a que no se cuenta con los equipos, sólo se mencionarán los pasos a ejecutar para realizar dicha configuración.

3.4.1 Primera Etapa: Selección de IEDs

En esta primera etapa de la solución propuesta se presenta el proceso de selección de IEDs. En primer lugar, se analiza la necesidad de utilizar dichos equipos en la subestación Chahuares y luego, se presenta una comparación de los equipos actualmente existentes en el mercado para poder realizar la selección.

3.4.1.1 Equipos necesarios en la subestación Chahuares

Es importante mencionar que el presente estudio tiene como objetivo cumplir con los requerimientos de la subestación inicialmente planteados; lo cual supone incluir equipos de protección y control con similares características a los ya existentes. Por lo tanto, será necesario contar con concentradores de celda para ambos niveles de tensión (60 kV y 22.9 kV) y medidores multifuncionales para cada una de las líneas de transmisión con el requerimiento de que éstos puedan ser integrados utilizando el estándar IEC 61850. Adicionalmente, se propone la integración de otros IEDs que permitirán mejorar el sistema de control, monitoreo y protección de la subestación Chahuares. Estos equipos son:

- **Relé de Protección:**

Los relés de protección son derivados de los relés de medición, los cuales por su funcionamiento rápido y automático, hacen posible la agrupación y aislado.

El funcionamiento general de los relés de protección es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan, hace disparar al interruptor de potencia.

Para el sistema eléctrico de la subestación Chahuares se identifica la necesidad de contar con relés de protección para de esta manera resguardar la confiabilidad del sistema. Dadas las necesidades de protección de los circuitos eléctricos de la subestación en mención, se propone incluir un sistema de protección compuesto por relés de sobrecorriente en cada una de las líneas de transmisión de 22.9 kV. Los relés de sobrecorriente son diseñados para que actúen cuando la corriente que circula sobrepasa la corriente nominal, abriendo los circuitos previamente configurados. Los requerimientos de estos relés son los siguientes:

- Soportar el estándar IEC 61850
- Soportar diversos protocolos de sincronización
- Capacidad de soportar cortocircuitos sin deformarse
- Exactitud de los valores de funcionamiento
- Indicación de los valores de funcionamiento mediante señales ópticas
- Contar con más de un puerto ethernet

- **Reloj GPS:**

La importancia del manejo de un reloj GPS dentro de un sistema SCADA viene dada por la necesidad de uniformizar los tiempos en los que suceden ciertos eventos o fallas dentro de una subestación; para así determinar la secuencia de la falla y determinar su origen de forma absoluta y confiable. Es por esto, la utilidad de sincronizar las señales que se manejan en la subestación Chahuares. El reloj GPS a considerar debe cumplir con las siguientes características:

- Capacidad de distribuir la señal de tiempo en un bus de tiempo o directamente a un equipo

- Soportar diversos protocolos de sincronización como IRIG-B, NTP, SNTP, PPS
- Número adecuado (más de 2) de puertos de sincronización ya sea ethernet, IRIG-B o PPS
- Capacidad de operación en ambientes hostiles

3.4.1.2 Comparación de fabricantes de equipos

Ya determinados los equipos necesarios para la solución, en este punto se presentan dos opciones de fabricantes para cada uno de los equipos propuestos. El análisis es realizado entre dos fabricantes que ofrecen equipos que cumplan con las características definidas en el punto anterior.

Los primeros equipos a analizar son los relés de protección. A continuación, se presentan dos opciones de fabricantes: SEL y SIEMENS

- **Relés de protección**

Opción 1:

Fabricante: Schweitzer Engineering Laboratories

Modelo: SEL-351

Precio: \$3500

Descripción: El SEL-351 agrega flexibilidad a la implementación de soluciones pues permite el monitoreo de la calidad de la energía que circula por la red eléctrica, brindando protección en aplicaciones de sobrecorriente a nivel industrial. Entre las principales aplicaciones de este sistema de protección se encuentra la integración y automatización de la subestación mediante el protocolo IEC 61850, protegiendo la red eléctrica y equipos ante sobrecargas, y enviando datos al SCADA para la automatización. Cuenta con opciones múltiples de puertos Ethernet para poder ser integrados en una red redundante. Para la configuración de los relés, se cuenta con el software Acselevator. Soporta los protocolos de sincronización IRIG B y SNTP. [22]

Opción 2:**Fabricante:** SIEMENS**Modelo:** SIPROTEC 7SJ62**Precio:** \$6500

Descripción: Los equipos de la familia SIPROTEC son equipos de protección utilizados en redes de alta y media tensión de servicio digital, que cumplen también funciones de mando y supervisión. A través de sus puertos Ethernet y del protocolo IEC 61850, los equipos pueden además intercambiar datos entre ellos y se pueden mandar mediante su software de configuración, DIGSI. Cuentan con pantallas grandes para el monitoreo local de la red. Soporta el protocolo de sincronización IRIG B. [23]

En cuanto al reloj GPS, a continuación, se presentan las dos opciones de los fabricantes SEL y Arbiter respectivamente

- **Reloj GPS**

Opción 1:**Fabricante:** Arbiter Systems**Modelo:** 1093B Opción 32**Precio:** \$3490

Descripción: El modelo 1093B proporciona una precisión mayor a los 500 nanosegundos. Puede trabajar a temperaturas entre -20°C y +70°C, cumple con los estándares ANSI/IEEE C37.90-1 e IEC 801-4. La opción 32 le permite al reloj que actúe como servidor de tiempo sobre una red ethernet usando el protocolo de tiempo de red operando en modo de servidor. La opción 32 soporta todas las funciones SNTP y NTP requeridas para la buena operación del servidor. Cuenta con puertos RS232, IRIG B y Ethernet. El módulo SNTP y NTP puede ser configurado sobre el puerto ethernet o por la opción del puerto RS-232. El puerto ethernet es el preferido, ya que no se requieren de cambios de configuración para usar este puerto. Posee una pantalla LCD y LEDs indicadores para facilitar la visualización del estado del equipo. [24]

Opción 2:**Fabricante:** Schweitzer Engineering Laboratories**Modelo:** SEL 2407**Precio:** \$1500

Descripción: Se trata de un reloj sincronizado por satélite que proporciona el tiempo de una manera confiable y exacta, con una precisión de ± 100 nanosegundos. Este equipo es capaz de adaptarse a los ambientes de trabajo más hostiles dentro de una subestación, a temperaturas entre -40°C y $+80^{\circ}\text{C}$, y soportar estándares como el IEE C37.90 e IEC60255 para relés de protección. El reloj GPS SEL 2407 proporciona salidas IRIG-B demoduladas o moduladas y PPS brindando una exactitud de $\pm 100\text{ns}$ cumpliendo así con los requerimientos en aplicaciones de medición de tiempo tanto actuales como futuras. [25]

Como se ha visto, para el caso de los medidores multifuncionales, la subestación Chahuares actualmente cuenta con medidores modelo ION 6200. Debido a que la empresa eléctrica ya conoce el modo de operación de estos medidores, se recomienda mantener la inclinación por este fabricante. Es por ello que se propone reemplazar los ION 6200 por su versión actualizada, la cual puede trabajar en una red basada en el estándar IEC 61850 y cumple con los requerimientos de medición de valores de tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva. La mejor alternativa para medidores multifuncionales en la subestación Chahuares se detalla a continuación:

- **Medidores multifuncionales**

Fabricante: Schneider Electric**Modelo:** ION 7650

Descripción: ION 7650 es un medidor multifuncional para montaje en tablero que posee funcionalidades de medición, análisis de calidad de la energía, facturación eléctrica, control de cargas, ejecución de algoritmos y despliegue gráfico de información. Tiene la suficiente autonomía para comportarse como un PLC si es requerido. El software de programación está enfocado al control distribuido y permite la interacción con dispositivos Modbus, DNP y Ethernet. Cuenta hasta con 5 puertos Ethernet 100Base-TX y 100Base-FX. [16]

Finalmente, se presentan las dos mejores opciones, SEL y ABB, para la solución planteada en cuanto a los controladores de bahía.

- **Controladores de bahía**

Opción 1:

Fabricante: Schweitzer Engineering Laboratories

Modelo: SEL-451-4

Precio: \$6000

Descripción: El IED SEL-451-4 permite aumentar la eficiencia del operador, accediendo y respondiendo rápidamente a la información crítica del sistema, además de reducir las fuentes de error con el despliegue automático del diagrama unifilar de la bahía, mediciones y alarmas configurables requeridas por el usuario. Cuenta con puertos seriales y Ethernet con protocolos DNP3 e IEC 61850. La implementación del estándar de comunicación de subestación IEC 61850 en el SEL-451-4 cubre ambas comunicaciones, vertical y horizontal, incluyendo mensajería GOOSE. Soporta sincronización IRIG B. [26]

Opción 2:

Fabricante: ABB

Modelo: REF630

Precio: \$9000

Descripción: El IED incorpora funciones de control local y remoto, ofrece una cantidad de entradas/salidas binarias asignable libremente y circuitos lógicos para establecer control de bahía y funciones de enclavamiento para interruptores de circuito y seccionadores. Soporta el estándar IEC 61850 y DNP3 para comunicación en subestaciones. La implementación del estándar de comunicación de subestación IEC 61850 en el REF630 cubre ambas comunicaciones, vertical y horizontal, incluyendo mensajería GOOSE. El language de configuración de subestación permite una configuración y puesta en marcha sin problemas de aparatos de subestación. Para un preciso estampado de tiempo el REF630 soporta sincronización sobre Ethernet usando SNTP o sobre una barra separada usando IRIG-B. [14]

3.4.1.3 Selección de equipos

La selección de los equipos está basada en los factores económicos y en los beneficios que brindan cierto fabricante sobre otro con respecto a las características y necesidades del caso propuesto. Aunque los precios definidos en el punto anterior son referenciales, ya que éstos pueden variar de acuerdo a las potencialidades que se quiera implementar en cada equipo, estos precios son los considerados base o estándar para la solución propuesta. A continuación, se presenta un cuadro por cada IED en el cual se certifican las características más importantes de

- **Selección de Relés de Protección**

Características	Opción 1: SEL-351	Opción 2: SIPROTEC 7SJ62
Más económico	X	
Funcionalidades requeridas	X	X
Protocolo IEC 61850	X	X
Sincronización IRIG B	X	X
Puertos Ethernet disponibles	X	X

Tabla 3.1 – Comparación de Relés de Protección

De acuerdo a la tabla 3.1, se puede observar que ambos equipos cumplen con los requerimientos inicialmente planteados, sin embargo, se concluye que el modelo de relé de protección más adecuado para la solución propuesta es el SEL-351 por presentar mayores ventajas económicas.

- **Selección de Reloj GPS**

Características	Opción 1: 1093B	Opción 2: SEL 2407
Más económico		X
Funcionalidades requeridas	X	X
Protocolo IRIG B	X	X
Mayor precisión	X	
Robustez	X	X

Tabla 3.2 – Comparación de Relojes GPS

De acuerdo a la tabla 3.2, se concluye que el reloj GPS que más se adecúa a la solución propuesta es el SEL 2407. Se ha inclinado por la opción 2 ya que los costos son menores. A pesar de que la opción 1 tenga menor precisión (alrededor de los 100ns), éste no es un requerimiento crítico ya que básicamente la precisión de 5ms es ideal para la sincronización básica del tiempo a lo largo de la subestación.

- **Selección de Controladores de Bahía**

Características	Opción 1: SEL-451-4	Opción 2: REF630
Más económico	X	
Funcionalidades requeridas	X	X
Protocolo IEC 61850	X	X
Sincronización IRIG B		X
Puertos Ethernet disponibles	X	X

Tabla 3.3 – Comparación de Controladores de Bahía

De acuerdo a la tabla 3.3, se determina como mejor opción al equipo ABB modelo REF 630. A pesar de que ésta no sea la opción más económica, ésta soporta sincronización IRIG B, la cual es considerada una característica importante ya el protocolo IRIG B es el que más tiene mayor proyección a futuro.

3.4.2 Segunda Etapa: Planteamiento de Arquitectura y Topología del Sistema de Comunicación

De acuerdo a los requerimientos planteados, la arquitectura del sistema propuesto integrará los equipos seleccionados en el punto anterior directamente a una red LAN Ethernet por medio del protocolo IEC61850 con lo que se permite el intercambio de datos entre los IEDs. Estos equipos deben garantizar la no pérdida de información bajo difíciles condiciones EMI (Electromagnetic Interference), ya que la información de la LAN será usada para medir y controlar la operación de la subestación. También, se plantea la implementación de una Interfaz Hombre Máquina (HMI) local, el cual será conectado directamente a la red LAN Ethernet.

Al decidir adoptar una determinada topología de red para una subestación, se deben considerar como aspecto más crítico lograr un adecuado grado de tolerancia a fallas. La red LAN Ethernet de la subestación tiene como topología un arreglo tipo anillo redundante que permite tener un alto grado de confiabilidad en la comunicación de la red. En la arquitectura se muestra el arreglo utilizando switches externos a los IED's de tal forma que los IEDs cumplan exclusivamente funciones de control y protección; mientras el peso de la comunicación y administración de la red caiga en dispositivos externos más eficientes y diseñados para ejecutar exclusivamente las funciones de guiar los paquetes de datos entre los diferentes IEDs.

Hay que tener en cuenta que el protocolo IEC 61850 no es soportado por cualquier tipo de switch, por lo que hay que considerar un switch que cumpla con el estándar. Es por eso que se eligió el switch RSG2300 de la marca RUGGEDCOM, que es el más utilizado en el mundo por empresas eléctricas para la implementación de redes LAN utilizando el protocolo IEC 61850. Las características mínimas que deberán tener los switches son las siguientes:

- Tipo industrial, modular y administrable.
- Diseñado para funcionar confiablemente en subestaciones eléctricas y ambientes industriales exigentes. Amplio rango de temperatura de operación (-40°C a +85°C).
- Proporciona una alta confiabilidad con características avanzadas de seguridad informática y conectividad de red.
- Cuenta con 24 puertos de cobre Ethernet 10/100 TX



Figura 3.9 – Panel Posterior del Medidor ION 7650 [17]

Las funciones de protección y control, se realizan mediante la comunicación punto a punto entre los distintos dispositivos que conforman la red Ethernet. El intercambio de señales entre los distintos dispositivos de protección y control, para interbloqueo, señalización y alarmas, se realizará utilizando mensajes GOOSE que establece la norma IEC 61850.

La distribución de la sincronización temporal puede ser lograda a través de distintos protocolos: NTP, SNTP o IRIG-B (Inter Range Instrumentation Group-B). A pesar de que el estándar IEC 61850 propone utilizar SNTP para la sincronización temporal en redes Ethernet, es conveniente utilizar el IRIG-B ya que en SNTP o NTP la precisión alrededor del milisegundo no es suficiente para los valores muestreados. Es muy probable que en próximas versiones del estándar incluyan el uso del protocolo IRIG-B para alcanzar mayores precisiones. El sistema SCADA se sincroniza usando un reloj GPS que transmite la hora, a través de la red, desde los servidores SCADA hacia todos los equipos de protección y control que se integrarán en la subestación.

3.4.2.1 Integración de los Medidores

Debido a que la tarjeta de red de los medidores ION 7650 cuenta sólo con un puerto Ethernet (encerrado en un círculo rojo en la imagen de abajo), la integración de éstos a la red LAN se realice mediante la conexión vía cable UTP con conectores RJ45 a uno de los 24 puertos Ethernet del switch Ruggedcom modelo RSG2300.

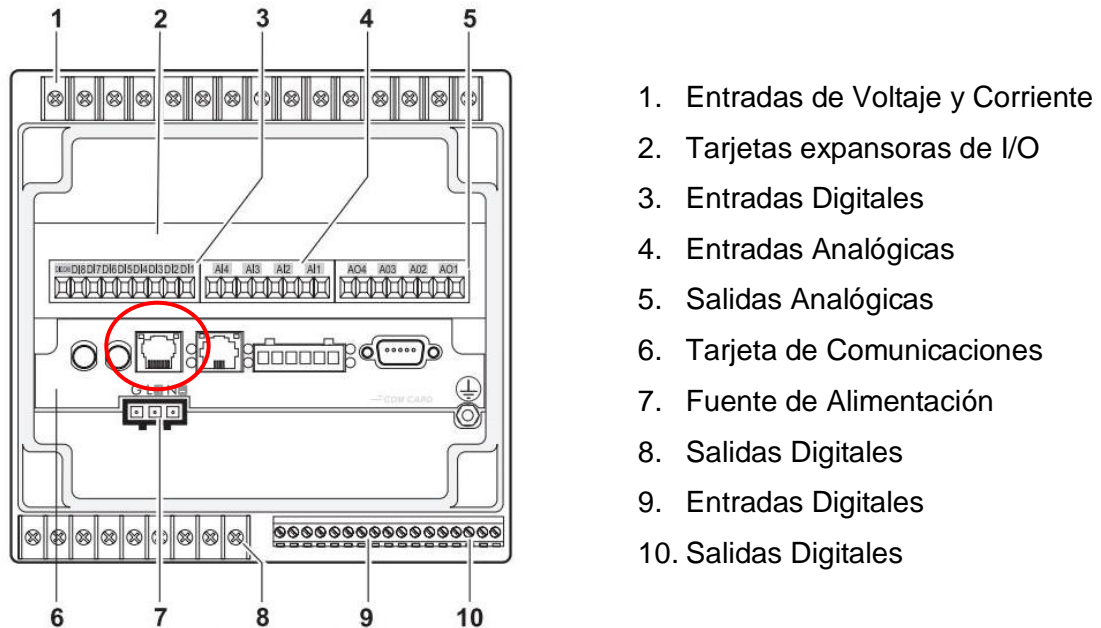


Figura 3.10 – Panel Posterior del Medidor ION 7650 [16]

3.4.2.2 Integración de los Controladores de Bahía

Para realizar la integración de los equipos de la marca ABB modelo REF630 a una red LAN, se debe utilizar la tarjeta Ethernet de dos puertos. Esta tarjeta Ethernet integrada puede soportar conexiones de cobre o de fibra con protección a prueba de fallas. La conexión utilizada será 100 Base TX, la cual transporta 100Mbps de tráfico en modo half-dúplex. Para ello, se utilizará cables UTP categoría 6A que poseen un alto grado de inmunidad electromagnética. El conector utilizado será el RJ45. Por otro lado, se usará el puerto IRIG B para la sincronización del equipo. En la figura siguiente se señalan estos puertos:

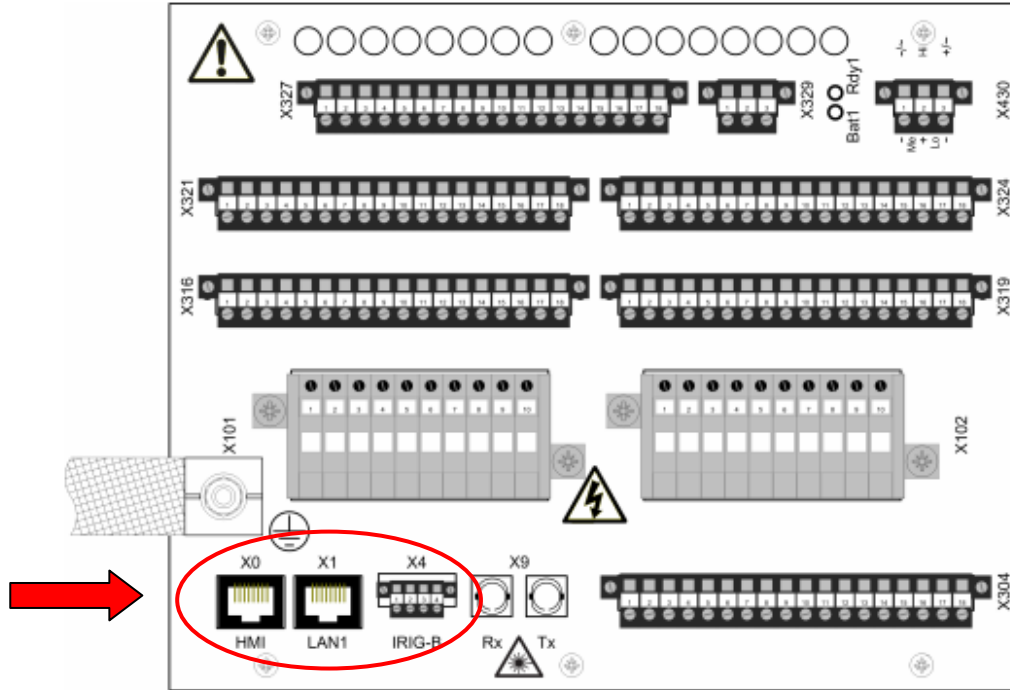


Figura 3.11 – Panel Posterior IED REF 630 [13]

3.4.2.3 Integración de Relés de Protección

De la misma manera que los controladores de bahía, para los relés de protección también es un requerimiento mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema de comunicación. Es por ello que para realizar la conexión de los equipos SEL se incorpora un puerto dual de Ethernet del SEL-351 en una estructura de anillo en configuración redundante. Se utilizan cables UTP categoría 6A con conectores RJ45. Los IED SEL-351 también cuentan con un puerto de entrada IRIG B para la sincronización y el estampado de tiempo de los eventos relacionados a este equipo.

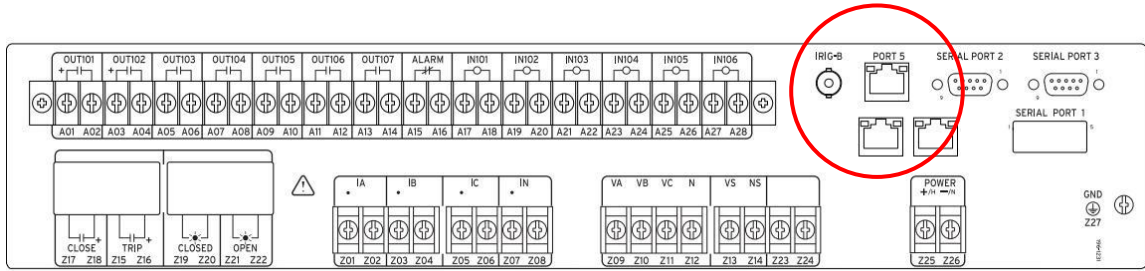


Figura 3.12 – Panel Posterior IED SEL-351 [16]

3.4.2.4 Integración del reloj GPS

Como se puede apreciar en la figura de a continuación, el reloj GPS modelo SEL-2705 cuenta con puertos seriales, puertos de fibra óptica pero especialmente, cuenta con seis puertos de salida IRIG B, los cuales son de nuestro interés ya que utilizaremos estos puertos para la sincronización del SCADA con los IEDs.

En la solución planteada, sólo se utilizará un puerto de salida IRIG B ya que el resto de los equipos serán cableados en cascada, esta configuración se podrá apreciar mejor en la arquitectura general del sistema de comunicación que se detallará en el siguiente punto. Para la integración del reloj GPS, se usará el puerto OUT 1 (señalado en la siguiente figura) el cual debe ser conectado con un cable RG-58 (es un tipo de cable coaxial) y a través de un conector BNC.

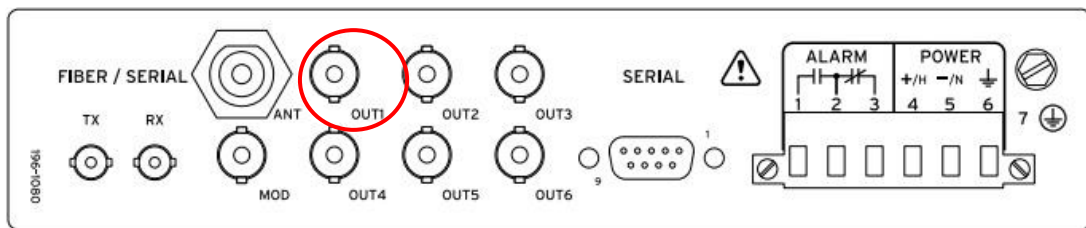


Figura 3.13 – Panel Posterior IED SEL-351 [18]

A continuación, se presenta el esquema general de la arquitectura y topología de la solución planteada:

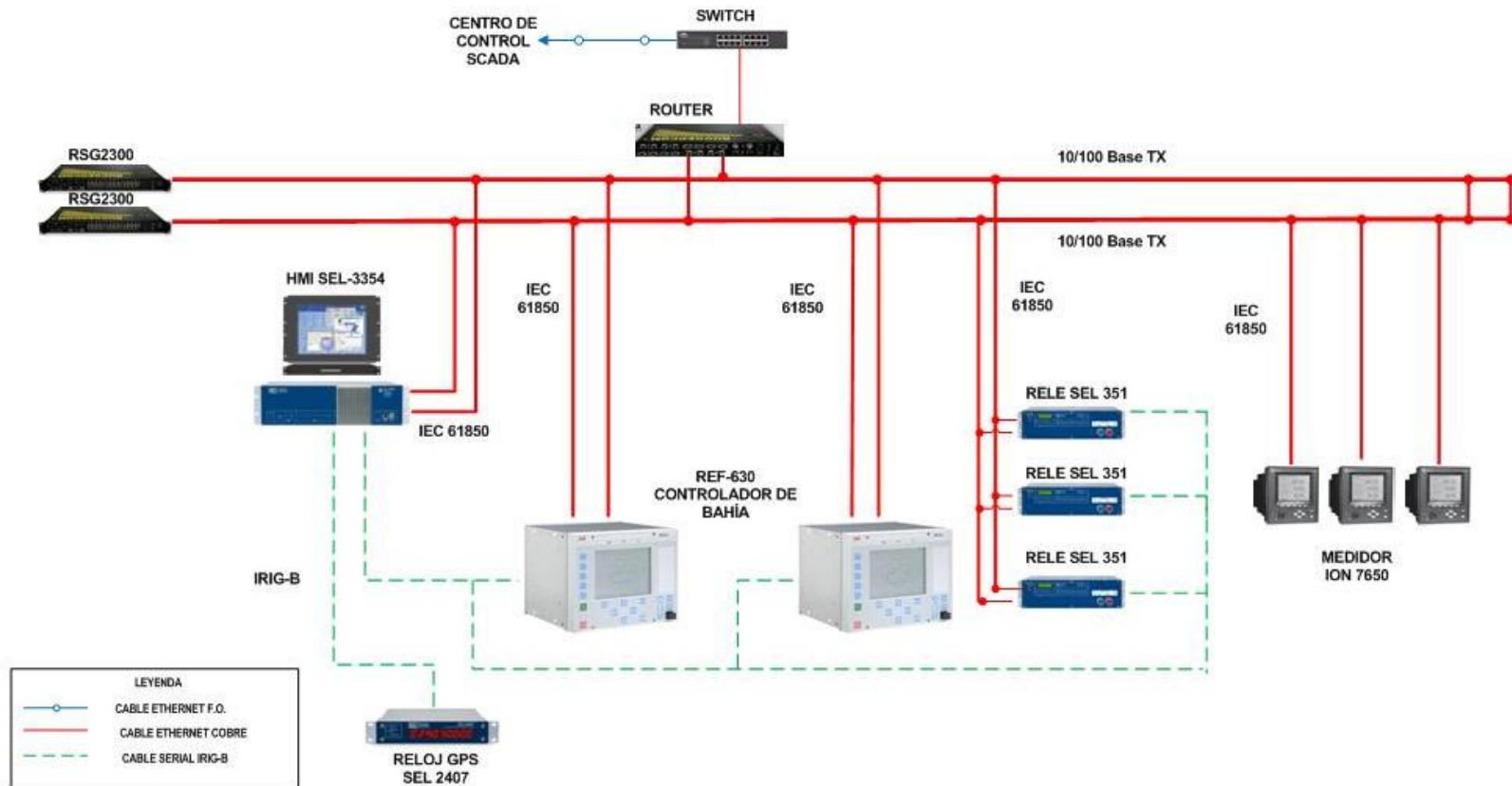


Figura 3.14 - Arquitectura del Sistema de Comunicación Propuesto
(Elaboración Propia)

3.4.3 Tercera Etapa: Configuración de IEDs

En esta etapa se realiza la ingeniería de IEDs. La ingeniería de IEDs es realizada a través de herramientas específicas de cada fabricante. En general, las herramientas de configuración traducen las capacidades y la configuración del IED al Lenguaje de Configuración de Substación (SCL). El estándar IEC 61850 especifica el SCL basado en XML, el cual permite el intercambio de información entre herramientas de configuración de diferentes fabricantes. Los archivos SCL son los siguientes:

- SSD (System Specification Description): Descripción y especificaciones en XML del sistema entero.
- SCD (Substation Configuration Description): Descripción en XML de una subestación entera.
- ICD (IED Capability Description): Descripción en XML de los elementos soportados por un IED
- CID (Configured IED Description): Configuración en XML de un IED.

A continuación, se presenta un esquema con las pautas que se deben seguir para realizar la configuración de los medidores ION 7650, sin embargo, el proceso es similar para todos equipos, cada uno con su herramienta de configuración propia:

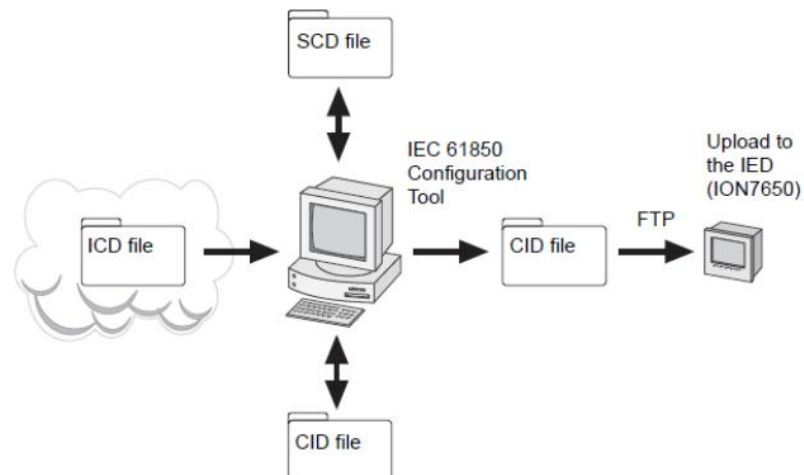


Figura 3.15 - Ingeniería y Configuración de los IEDs. Manual EQUIPO

1. Los archivos ICD (IED Capability Description) son entregados por los fabricantes de los equipos. En estos archivos, se encuentra información de las funciones implementadas en los IEDs.
2. A través de las herramientas de configuración, los archivos CID (Configured IED Description) son creados a partir de los archivos ICD.
3. Una vez obtenido el archivo CID, éste debe ser enviado al IED; en el caso del medidor ION se hace vía FTP (File Transfer Protocol).

A continuación se muestra una imagen de la configuración e ingeniería del concentrador de celda REF 630 utilizando su propia herramienta de configuración.

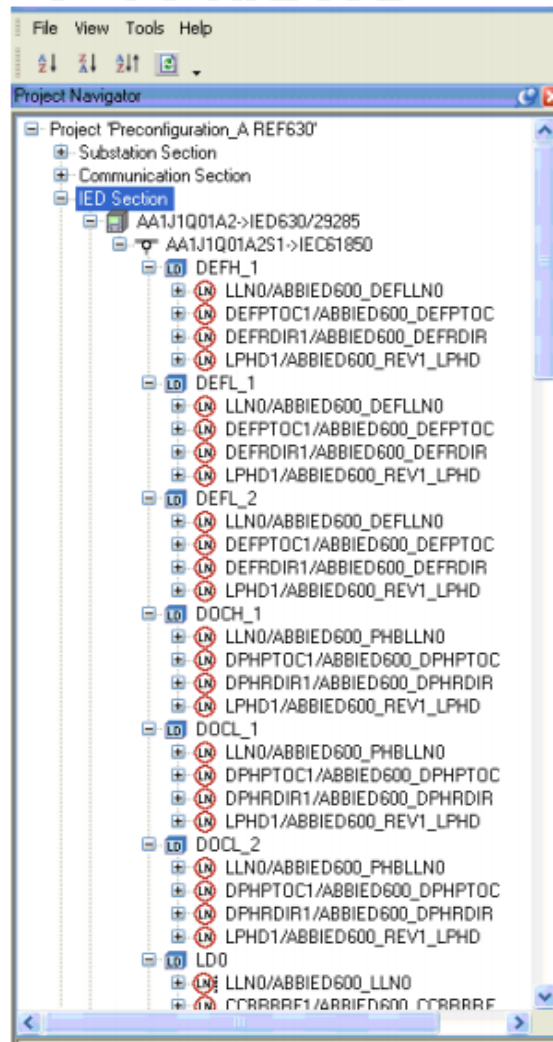


Figura 3.16 - Software CCT600, Nodos Lógicos del IED REF 630 [14]

3.4.4 Solución SCADA Survalent HMI

Los sistemas SCADA son sistemas implementados para el control, supervisión y adquisición de data de los equipos de campo, es la implementación de estos sistemas el punto final de la automatización, pues con la ayuda del software SCADA se puede integrar cada uno de los dispositivos (IEDs). La principal funcionalidad de los sistemas SCADA es brindar a los operadores una herramienta fácil y amigable diseñada sobre plataformas conocidas como Windows o Linux, desde el cual puedan ayudar a desempeñar mejor las labores de los operadores y lograr almacenar la información de las medidas, maniobras o incidencias de un largo periodo de tiempo. La presentación de datos es proporcionada por la interfaz gráfica de usuario, esta es la interfaz hombre-máquina (HMI).

Se plantea la integración de un SCADA HMI o Interfaz Humano Maquina como mejora al sistema de control y monitoreo ya que éste ofrece facilidades al operario para la monitorización de las señales y estados del sistema, además de permitir un control más sencillo de los parámetros del mismo.

El HMI a considerar debe contar con las siguientes características:

- Visualización en pantalla de gráficos y textos
- Posee más de 2 puertos Ethernet para lograr redundancia
- Permite transferencia de información entre programas
- Capacidad de trabajar en ambientes hostiles
- Posee puertos IRIG B de entrada y salida para la sincronización de dispositivos

El control local de la subestación requiere la implementación de un eficiente HMI. Es por ello, que se plantea la solución mediante el equipo SEL 3354, el cual es una plataforma informática de automatización embebida en un chasis robusto capaz de resistir ambientes hostiles en subestaciones y automatizaciones industriales. El SEL 3354 presenta una probabilidad de falla 10 veces menor que el de las computadoras industriales lo cual convierte a este dispositivo en la mejor alternativa para la implementación de un SCADA HMI. La siguiente imagen muestra las vistas frontal y posterior del HMI modelo SEL 3354.

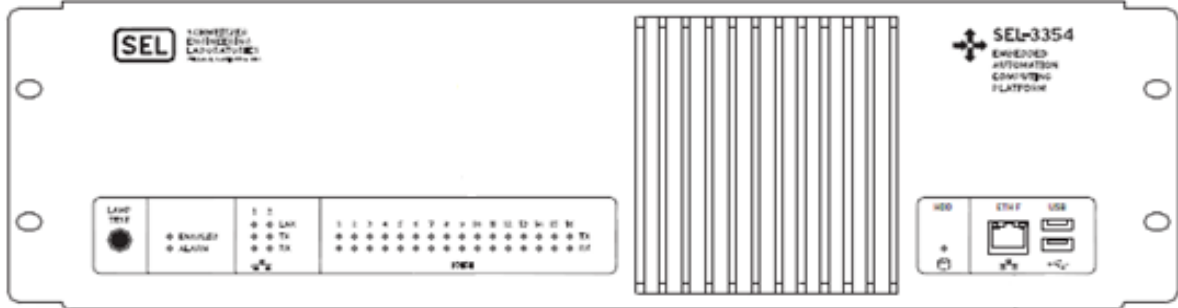


Figura 3.17 - Vista Frontal del HMI SEL 3354 [15]

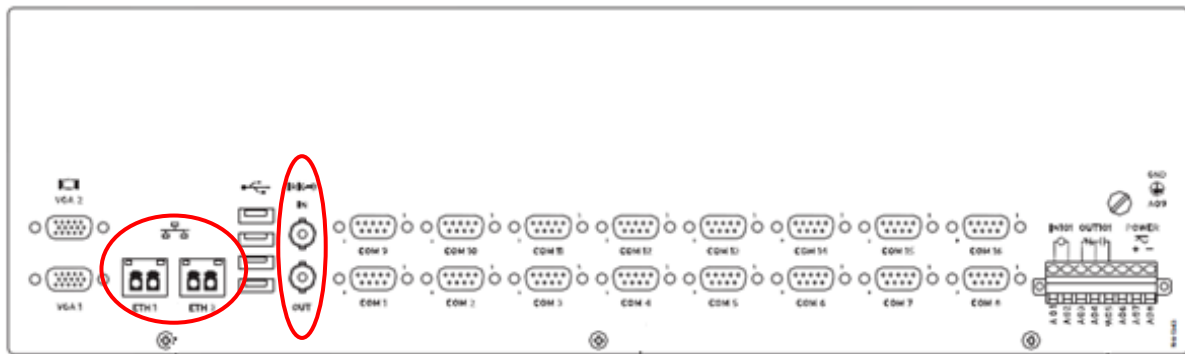


Figura 3.18 - Vista Posterior del HMI SEL 3354 [15]

De la figura 3.18, podemos determinar que el modelo de HMI seleccionado cumple con los requerimientos ya que cuenta con dos puertos Ethernet en la parte posterior que permitirán la redundancia del sistema. De la misma manera, este HMI cuenta con un puerto IRIG B de entrada y otro IRIG B de salida.

Se propone el sistema SCADA del fabricante Survalent ya que actualmente es considerado uno de los más importantes proveedores de sistemas de control y monitoreo en tiempo real. Ofrece una arquitectura completamente abierta y fácilmente escalable, preparada para crecer modularmente sobre el mismo software desde un sistema con un solo servidor hasta un sistema cuádruple redundante. Además, posee una poderosa Interfaz Gráfica que permite mostrar vistas geográficas de áreas de jurisdicción y mediante funciones de zoom, nos permite ingresar desde este nivel de vista hasta una estación remota cualquiera y operar sus equipos en

forma convencional. EL sistema SCADA Survalent está compuesto de tres partes principales:

- El Scada Server: Servidor del Sistema Scada.
- El Scada Client: Desarrollador del Sistema Scada, es donde se efectúan las modificaciones de la base de datos en tiempo real.
- World View: Interfaz gráfica del Sistema Scada

El World View es un software que contiene las herramientas de edición y operación a fin de presentar ante el operador consolas gráficas muy potentes y versátiles. En este nivel se podrá observar el esquema del alimentador ó transformador del diagrama unifilar de la subestación deseada con información mas detallada de los parámetros eléctricos de dicha Subestación. También se tendrá la capacidad de visualizar gráficos en tiempo real y gráficos de históricos así como imágenes relacionados a la Subestación. La figura 3.19 muestra la interfaz gráfica WorldView que contiene la vista con los valores obtenidos por los medidores para una línea de transmisión de 22.9 kV.



Figura 3.19 - Interfaz Gráfica del Sistema SCADA. (Elaboración Propia)

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Resultados Esperados

Con el modelo de migración propuesto en el capítulo anterior, se espera que el sistema cumpla con las siguientes características:

- **Redundancia**

La implementación de una topología en anillo redundante provee un grado de tolerancia a fallas importante dado que se incorporan caminos alternativos que permiten que el sistema siga funcionando aún en presencia de diversas fallas.

De la misma forma, el sistema de comunicaciones propuesto tiene la capacidad de recuperarse ante un corte o caída de un nodo de comunicaciones en 5ms por nodo, capacidad nativa del switch Ruggedcom propuesto (eRSTP Enhance Rapid Spanning Tree Protocol).

- **Disponibilidad**

El grado de disponibilidad del sistema está vinculado con la elección de una adecuada topología y por lo tanto, el nivel de redundancia exigido a la red LAN Ethernet de la subestación. En este sentido, el modelo de migración propuesto permitirá obtener mayor disponibilidad del sistema a comparación de otras topologías ya que la configuración anillo provee un grado de tolerancia a fallas importante dado que se incorporan caminos alternativos que permiten que el sistema siga funcionando aún en presencia de diversas fallas.

- **Escalabilidad**

El sistema SCADA Survalent no es limitado en el número de líneas de comunicación, utilizando los protocolos de comunicación suministrados, por lo que será capaz de crecer ilimitadamente la comunicación con otros IEDs a través de estos protocolos sin necesidad del pago de ninguna licencia adicional o actualización del software del sistema, ni expansión o actualización de hardware o software.

- **Intercambio de datos de alta velocidad**

El uso de enlaces Ethernet que operan a 10 o 100 Mbit/s intercambian los datos recabados y los comandos entre dispositivos a una velocidad mayor que los protocolos tradicionales. Las estaciones maestras pueden realizar control de supervisión con una demora insignificante.

- **Conexión de Uno a Uno (peer to peer)**

Todos los dispositivos digitales dentro de la subestación se pueden comunicar uno con otro sin mayor cableado de los equipos de bahía, esto es realizado a través de mensajes GOOSE. La reducción del cableado de cobre interno genera grandes reducciones en los costos fijos de la ingeniería de los esquemas. La comunicación directa de igual a igual puede filtrar comandos de salida que no necesariamente tienen que pasar a un sistema de control, reduciendo con esto sobrecostos del proceso.

4.2 Pruebas de Validación

Para verificar que el sistema cumpla con las características mencionadas en el punto anterior, se deben realizar pruebas de validación con el objetivo de determinar si el elemento bajo prueba tiene el comportamiento deseado en las condiciones de operación establecidas. La parte 10 de la norma establece los procedimientos, las herramientas y el formato de los informes.

El proceso de validación comprende tres aspectos:

- **Test de Interoperabilidad:** Conjunto de pruebas que permiten determinar si el dispositivo bajo prueba es capaz de interactuar con otros, mediante el intercambio de datos, prestación y utilización de servicios, de acuerdo a los especificados por la norma.
- **Test de Funcionalidad:** Verifica la correcta funcionalidad del dispositivo de acuerdo a las condiciones reales de funcionamiento del sistema.

- **Test de Conformidad:** El objetivo es asegurar que los modelos de datos y servicios se ajusten a la norma. Las pruebas de conformidad pueden ser llevadas a cabo por el fabricante mismo o por una organización de pruebas independiente, como KEMA.

Las pruebas de conformidad incluyen verificación de la información y herramientas suministradas por el fabricante, como por ejemplo:

- La descripción formal del IED dentro del archivo ICD, de Descripción de Configuración del IED.
- El SCD, System Configuration Description, archivo que describe el sistema usado para la configuración del IED.

4.2.1 Modelo de Prueba de Validación

Como se mencionó en el punto anterior, el test de conformidad es realizado por alguna organización de pruebas; sin embargo, los tests de funcionalidad e interoperabilidad son responsabilidad de cada de una de las empresas que realicen la integración de un sistema basado en el estándar IEC 61850.

Para los tests de funcionalidad de los equipos IEC 61850, todavía es posible utilizar los métodos tradicionales de prueba, los cuales consisten en aplicar señales de tensión y corriente al equipo a fin de que éste dispare, pero la diferencia está en la manera en que se monitorea la señal de disparo. Cuando el aparato de protección dispara, la salida se cierra, causando que se active la entrada del equipo de prueba y detenga, ya sea las inyecciones de prueba o un temporizador.

Con los equipos IEC 61850, ya no se monitorea sólo una salida física por parte del equipo de prueba, sino que éste tendrá que ser capaz de detectar y captar un mensaje GOOSE. Una vez que se detecta el mensaje GOOSE correcto, el equipo de prueba debe ser capaz de detener la inyección o el temporizador.

4.2.1.1 Requerimientos para las pruebas de funcionalidad

En cuanto a los requerimientos de la persona encargada de ejecutar las pruebas de funcionalidad, ésta debe saber que mensajes GOOSE monitorear. Para cumplir lo antes mencionado, el usuario debe:

- Conocer el idioma básico del estándar IEC 61850, como son los archivos SCL, ya que éstos contienen toda la información de la configuración de la subestación y, más importante aún, qué mensajes GOOSE están disponibles.
- Manejar la herramienta de configuración de los equipos a testear.

Por otro lado, los sistemas modernos de prueba deben ser capaces de recibir y enviar mensajes GOOSE a través de la LAN de la subestación. Esto requeriría que el sistema de prueba sea capaz de:

- Interrogar la red.
- Adquirir el mensaje GOOSE correcto.
- Detener inyecciones en menos de 2 milisegundos. Este tiempo se consigue con la implementación del algoritmo apropiado en el sistema de prueba.
- Ser capaz de leer archivos SCL. Si un archivo SCL no está disponible, el sistema debería poder interrogar la red y mostrar todos los mensajes GOOSE disponibles en ésta.

4.2.1.2 Procedimiento de Pruebas de Funcionalidad – Mensajes GOOSE

En este procedimiento, se realizará una prueba de esquema de recierre usando IEC 61850. Para ello, se deben ejecutar los siguientes pasos:

1. Conexión del sistema de prueba a la red para determinar qué mensajes GOOSE están disponibles.
2. Después que se encuentren todos los mensajes GOOSE de interés, éstos deben ser "dirigidos" internamente a las entradas y salidas binarias del sistema de prueba.
3. Se inyectan los valores de prueba y el relé dispararía enviando un mensaje de disparo a la red a través de GOOSE.

4. En este momento, el sistema de prueba debe detectar el mensaje y registrará el tiempo de disparo. Después de unos pocos ciclos de retraso usados para simular la apertura del interruptor, el equipo de prueba enviará un mensaje GOOSE a la red, simulando una condición de apertura de interruptor.
5. El relé recibe el mensaje e inicia el recierre. Una vez que expira el tiempo de recierre, el relé enviará otro mensaje GOOSE para recerrar el interruptor. En este momento, el sistema de prueba adquiere el mensaje y envía otro mensaje GOOSE simulando cierre de interruptor. Esto continúa hasta que el relé ejecuta el último ciclo de recierre.

4.3 Comparación de disponibilidad

Una de las razones principales por la cual se optó por una solución basada en el estándar IEC 61850 es la baja disponibilidad que presentan algunos sistemas eléctricos, como es el caso de la subestación planteada como ejemplo en esta tesis.

Existen estudios, como del trabajo presentado por Renato Humberto y Jorge Moreno [18], que garantizan que la implementación de sistemas de automatización en subestaciones eléctricas bajo la norma IEC 61850 presentan un índice de disponibilidad de 0.99%, mientras que en una subestación convencional sólo alcanza el 0.96%. La comparación presenta una metodología basada en cadenas de Markov para el modelado y cálculo de disponibilidad de un sistema de medida, control y protecciones de una subestación. El cuadro comparativo se encuentra detallado en el ANEXO B.

4.4 Análisis de Costos

A continuación, se presenta un estimado del precio total del proyecto de migración de un sistema de comunicación al protocolo IEC 61850. Estos precios están basados en proyectos similares ya ejecutados.

Item	Descripcion	Precio US\$
1	SUMINISTROS	\$18,300
2	INGENIERIA	\$16,438
3	MONTAJE Y TRANSPORTE	\$14,198
4	PRUEBAS FAT, SAT Y CAPACITACION	\$9,281
5	REPUESTOS	\$2,250
	TOTAL US\$	\$60,466

Tabla 4.2 – Cuadro de costos totales del proyecto (Elaboración propia)

4.4.1 Alcances de Ingeniería

En esta sección, se presenta a detalle los ítems del servicio de ingeniería indicando el costo individual de cada etapa del proyecto.

Item	Descripcion	Precio US\$
1	SERVICIOS DE IMPLEMENTACIÓN	
1.1	Instalación de IEDs	\$8,150
1.2	Configuración de IEDs	3,500
1.3	Configuración de Switch Administrable	\$1,500
2	SERVICIOS DE INGENIERÍA	
2.1	Memoria Descriptiva	\$400
2.2	Ingeniería Básica y de Detalle	\$2,088
2.3	Integración de los IEDs a la red LAN SCADA	\$800
	TOTAL US\$	\$16,438

Tabla 4.3 – Cuadro de costos de ingeniería (Elaboración propia)

CONCLUSIONES

En base a la arquitectura del sistema de comunicación actual de la subestación Chahuares, se logró definir el modelo de migración de este sistema al estándar IEC 61850. En la definición de dicho modelo, se puede concluir lo siguiente:

- De acuerdo a los problemas identificados en el sistema de automatización de la subestación Chahuares, se determinó que el nivel de automatización que presenta más problemas es el nivel de bahía por lo que el modelo de migración es aplicado a dicho nivel.
- El modelo de migración propuesto representa el primer paso para lograr la implementación total de un sistema de automatización de subestaciones aplicando el estándar IEC 61850, quedando pendiente la implementación de dicho estándar en los niveles de equipo de campo y de Subestación.
- En el modelo de migración propuesto se formaliza la integración de IEDs de diversos fabricantes de tal manera que se pueda cumplir con el objetivo principal del estándar IEC 61850, el cual es de lograr la interoperabilidad entre IEDs.
- Una de las características de la solución basada en el estándar IEC 61850 es la de brindar mayor confiabilidad en el envío de datos al sistema SCADA ya que la red Ethernet con topología anillo es redundante a fallos y es de alta disponibilidad.
- Utilizando equipos 61850 se reduce el cableado al mínimo entre los equipos que forman parte del nivel de bahía (comunicación horizontal), lo que disminuye las probabilidades de falla de los IEDs por la interferencia electromagnética.
- El uso de un concentrador de datos como el CDS Scout representa un punto crítico de falla para el envío de datos al sistema SCADA por lo que eliminarlo es

la mejor alternativa si lo que se quiere es brindar flexibilidad a los sistemas de automatización de subestaciones.

- Solamente algunos switch son diseñados para trabajar con la trama del protocolo IEC 61850.
- El protocolo de sincronización IRIG B es el más adecuado en una red IEC 61850 a pesar de que el estándar sugiera utilizar el protocolo SNTP ya que este último presenta precisión alrededor de los milisegundos lo cual no es suficiente para los valores muestreados, mientras el IRIG B presenta precisión alrededor de los microsegundos.



RECOMENDACIONES

- Si bien es cierto, con el estándar IEC 61850, se ha demostrado interoperabilidad pero ésta ha sido alcanzada con más dificultades de las esperadas. Es por ello que es necesario el desarrollo de mayor plantas pilotos en las cuales se puedan mejorar estas técnicas y familiarizarse con este proceso.
- Ya que la norma IEC 61850 no define ninguna topología en particular dejando a libre elección de cada empresa, es importante evaluar para cada caso la tolerancia a fallas de la topología seleccionada.
- Es recomendable especificar los requisitos de tiempos de respuesta y de disponibilidad del sistema, resultando para ello imprescindible la definición de la arquitectura de comunicaciones: puede ser conveniente identificar los posibles escenarios de fallo y las pérdidas de disponibilidad aceptables o inaceptables.
- La sustitución del cableado analógico por las redes digitales supone un cambio de paradigma en el que no sólo deben analizarse los aspectos técnicos, sino también otros, tan importantes o más, que tiene que ver con las personas que han de ejercer como agentes operativos: capacitación, resistencia al cambio, confianza en la fiabilidad de la solución, etc.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION
2009 IEC 61850: Communications networks and systems for power utility automation. Ginebra, Suiza.
- [2] MACKIEWICZ, Rafael
2007 “Benefits of IEC 61850”.
<<http://www.sisconet.com/downloads/Benefits%20of%20IEC61850.pdf>>
- [3] Working Group B5.11
2005 The introduction of IEC 61850 and its impact on protection and automation within substations. Rio de Janeiro, Brasil.
- [4] FUENTES, Guillermo
2005 “IEC 61850, El Nuevo Estándar en Automatización de Subestaciones”.
<[http://www02.abb.com/global/clabb/clabb151.nsf/0/584514dde9936a10c12571ef00716097/\\$file/IEC61850_Santiago.pdf](http://www02.abb.com/global/clabb/clabb151.nsf/0/584514dde9936a10c12571ef00716097/$file/IEC61850_Santiago.pdf)>
- [5] Praxis Profiline – Vogel
2007 “IEC 61850 – Global Standards IEC 61850 and IEC 61400’-25 widely accepted new perspectives in utility integration and automation”.
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/ba5c0d1cacc015a7c12577840033f1a2/\\$file/abb_sr_iec_61850_72dpi.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/ba5c0d1cacc015a7c12577840033f1a2/$file/abb_sr_iec_61850_72dpi.pdf)>
- [6] SIEMENS AG
2009 Case study - IEC61850 communications protocol. Alemania.

- [7] RAFAECAS, Josep y LLORET, Pau
2009 Comunicaciones en el sector eléctrico: Norma IEC 61850
CITCEA-UPC, Barcelona.
- [8] ABB, Automation and Power World
2011 “Substation automation migration strategies to IEC 61850 using
Relion protection and control”.
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot299.nsf/veritydisplay/ffec0ab8a7c6d91e852578ef0051fd02/\\$file/wps-136-1.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot299.nsf/veritydisplay/ffec0ab8a7c6d91e852578ef0051fd02/$file/wps-136-1.pdf)>
- [9] EPRI Project Manager
2004 Guidelines for Implementing Substation Automation Using
IEC61850, the International Power System Information Modeling
Standard.
- [10] Working Group B5.201
2008 Exploiting the IEC 61850 potential for new testing and
maintenance strategies. París, Francia.
- [11] ABB Review, The Corporate Technical Journal
2010 “Special Report IEC 61850”.
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/ba5c0d1cacc015a7c12577840033f1a2/\\$file/abb_sr_iec_61850_72dpi.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/ba5c0d1cacc015a7c12577840033f1a2/$file/abb_sr_iec_61850_72dpi.pdf)>
- [12] ALVAREZ, Salvador y DOMINGUEZ, Javier
2009 Sistema de Automatización en Subestaciones Eléctricas en CFE
basado en la norma IEC 61850. México.
- [13] ABB, Relion Protection and Control
2011 630 Series Installation Manual. VAASA, Finlandia.
- [14] ABB, Relion Protection and Control
2011 630 Series Engineering Manual. VAASA, Finlandia.

- [15] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
2009-2011 SEL-3354 Embedded Automation Computing Platform.
Washington, USA.
- [16] Schneider Electric Industries SAS
2007 ION 7550 / ION7560 Technical Data Sheet.
Rueil Malmaison, Francia.
- [17] Ruggedcom Industrial Strength Networks
2008 RuggedSwitch RSG2300. Ontario, Canadá.
- [18] CESPEDES, Renato y MORENO, Jorge
2009 Disponibilidad de Subestaciones con comunicaciones basadas
en el protocolo IEC 61850. Bogotá, Colombia.
- [19] Ministerio de Energía y Minas
2004 "Plan nacional de electrificación rural".
<http://www.cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/3bib_arch.pdf>
- [20] Ministerio de Energía y Minas
2008 "Plan nacional de electrificación rural".
<<http://dger.minem.gob.pe/ArchivosDger/PNER-2008-2017-021.pdf>>
- [21] SAMITIER y PELLIZZONI
2009 Grupo de Trabajo Conjunto "IEC 61850" en el Marco de la
Región Iberoamericana de Cigré. Puerto Iguazú, Argentina.
- [22] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
2010 SEL-351 Protection System.
<<http://www.selinc.com/SEL-351/>>

- [23] SIEMENS AG
2006 Protección Multifuncional con Sistema de Mando SIPROTEC 4
7SJ61/62/63/64. Numberg, Alemania.
- [24] ARBITER SYSTEMS, INC.
1996 Manual de Operación Modelo1093 A/B/C. Paso Robles,
California.
- [25] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
2010 SEL-2407 Satellite-Synchronized Clock.
<<http://www.selinc.com/SEL-2407/>>
- [26] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
2010 SEL-451-4 Sistema de Control de Bahía, Protección y
Automatización.
<<http://www.selincl.com/index.php?opcion=productos&id=31>>