



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN
DE UN SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIONES
PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS BAJO EL
ESTÁNDAR IEC 61850**

JULIAN ANDRES YEPES LOPERA

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2020

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIONES PARA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS BAJO EL ESTÁNDAR IEC 61850

Julián Andrés Yepes Lopera

Trabajo final de profundización como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Ph.D., Germán Darío Zapata Madrigal

Línea de Profundización:

Automatización de Sistemas de Potencia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2020

Dedicatoria

A mis padres

Gilma y Ramiro por la orientación durante mi niñez y adolescencia, por enseñarme el valor del trabajo honesto y dedicado.

A mi esposa.

Laura por ser un referente de superación y de esfuerzo, por su apoyo, su motivación y soporte en esta etapa de mi vida académica, por su paciencia, por el tiempo sacrificado y el amor que ha depositado en cada palabra que me ha alentado en mejorar mis capacidades como profesional.

“Education is the Passport to the future. The future belongs to those who prepare for it today” - Martin Luther King JR.

Agradecimientos

Agradezco infinitamente a Dios por guiar mis pasos y permitirme gozar de oportunidades para enriquecer mis conocimientos y aportar a la sociedad.

Agradezco inmensamente al Grupo Empresarial ISA, particularmente a ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. y a las personas que hacen parte de esta gran empresa por su confianza en mí como persona y como profesional, por la motivación y los reconocimientos, especialmente por ello a Yov Steven Restrepo, Director de Mantenimiento; también agradezco a ISA INTERCOLOMBIA por haber brindado los espacios de tiempo suficiente para el desarrollo de mis actividades académicas para lograr este producto y darme la oportunidad a acceder a gran parte de la documentación usada. También a los equipos de trabajo de la Dirección Mantenimiento y la Gerencia de operaciones de ISA INTERCOLOMBIA, especialmente al equipo de SPAT por haber enriquecido mi carrera profesional con grandes conocimientos necesarios para la realización de este trabajo.

Agradezco inmensamente al director de este trabajo, el profesor Germán Darío Zapata Madrigal, Doctor en Ciencias Aplicadas, profesor de la Universidad Nacional de Colombia, por el apoyo, el aporte y la orientación para que este trabajo cumpliera las expectativas y llegara a feliz término.

Resumen

Los sistemas de control de las subestaciones eléctricas cumplen un papel fundamental en la operación de sistemas eléctricos de potencia, pues proveen los mecanismos de control y supervisión de las variables eléctricas de estos sistemas. A lo largo del tiempo, estos sistemas han tenido grandes variaciones y avances tecnológicos que permiten diseñar e implementar sistemas SAS más robustos, confiables, seguros y económicos. Uno de los grandes avances sobre los sistemas de subestaciones es la estandarización. A través del estándar IEC 61850 se ha logrado viabilizar la implementación de tecnologías de vanguardia, homologar el leguaje de los usuarios y los fabricantes, hacer los sistemas interoperables y fácilmente expandibles, con un beneficio final de reducción de costos y aumento de confiabilidad. En este trabajo se detalla este estándar, su propósito, sus partes, su aplicación y ventajas. Una de las aplicaciones de este estándar son las subestaciones digitales, que maximizan los beneficios de los sistemas; este trabajo presenta una propuesta técnico-económica de aplicación de subestación digital, en un caso real, planteando sus consideraciones técnicas, arquitectura de red de comunicaciones para redes de estación y de proceso, técnicas de control de tráfico, sincronización de tiempo y redundancia. Este trabajo presenta los beneficios técnicos y económicos de diferentes etapas del ciclo de vida para activos de control y protecciones, y los retos a futuro de las subestaciones digitales cuando se aplica el estándar IEC 61850.

Palabras clave: IED, IEC 61850, Sistema de Automatización de Subestaciones SAS, arquitectura de comunicaciones, protocolo de comunicaciones, Ethernet, Sistemas de potencia.

Abstract

The automation systems for electrical substations plays a fundamental role in the operation of electrical power systems, since they provide the control and supervision mechanisms of the electrical variables of these systems. Over time, these systems have had great variations and technological advances that allow the design and implementation of more robust, reliable, safe and economical SAS systems. One of the greatest advances over substation systems is standardization. With the IEC 61850 standard, the implementation of modern technologies has been made feasible, standardizing the language between users and manufacturers, making systems interoperable and easily expandable, with a final benefit of cost reduction and increased reliability. This work details this standard, its purpose, its parts, its application and advantages. One of the applications of this standard are digital substations, which maximize the benefits of the systems; This work presents a technical-economic proposal for the application of a digital substation, in a real application case, setting out its technical considerations, communications network architecture for station and process networks, traffic control techniques, time synchronization and redundancy. This work presents the technical and economic benefits of different stages of the life cycle for control and protection assets, and the future challenges of digital substations when the IEC 61850 standard is applied.

Keywords: IED, IEC 61850, Substation Automation System SAS, network architecture, communication protocol, Ethernet, Power systems.

Title: Technical and economic analysis of the application of a control and protection system for electrical substation using the IEC 61850 standard

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Introducción	1
Objetivos	4
Objetivo general	4
Objetivos Específicos	4
Metodología	5
1. Los sistemas de control y protecciones en las subestaciones	7
1.1 Las subestaciones y su función en el sistema de potencia	7
1.2 Sistemas de control de las subestaciones	9
1.2.1 Requisitos generales de los sistemas de control	10
1.2.2 Sistemas de control de acuerdo con su tecnología	11
1.2.3 Arquitecturas de los SAS	16
1.2.4 Funcionalidades de los SAS	20
1.2.5 Beneficios del uso de los SAS	27
1.3 Sistemas de protección de las subestaciones	28
2. El estándar IEC 61850	31
2.1 Beneficios del estándar IEC 61850	34
3. Requisitos normativos y técnicos	36
3.1 Requisitos normativos	37
3.1.1 CREG 025 – Código de redes	37
3.1.2 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE	39
3.1.3 Convocatorias UPME de transmisión de energía	39
3.2 Requisitos Técnicos propuestos	41
3.2.1 Estándar	45
3.2.2 Consideraciones para la arquitectura del bus de estación	46
3.2.3 Consideraciones para la arquitectura del bus de proceso	48
3.2.4 Redundancia de red	54
3.2.5 Sincronización de tiempo	56
3.2.6 Control de tráfico	60
4. Dimensionamiento de equipos para una solución digital de control y protecciones basado en IEC61850	65
5. Dimensionamiento de arquitectura de SAS	71

5.1.1	Arquitectura del bus de estación	71
5.1.2	Arquitectura del bus de proceso	73
5.1.3	Sincronización de tiempo	73
5.1.4	Control de tráfico	74
6.	Documentación y mantenimiento en sistemas de control y protección digitales	82
6.1	Documentación	82
6.2	Metodologías de pruebas y mantenimiento	83
7.	Análisis económico	86
7.1	Recomendaciones	91
8.	Conclusiones	93
A.	Anexo : Resumen del estándar IEC 61850	97
	Modelo de objetos y de datos	97
	Especificación de las comunicaciones	103
	Lenguaje de configuración	109
	Partes del estándar IEC 61850	111
	La red de estación y la red de proceso	113
	Bibliografía	119

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1: Etapas de la cadena de transporte de la energía.....	8
Figura 1-2: Tecnologías y arquitecturas generales de los sistemas de control [3]....	12
Figura 1-3: Ejemplo de la arquitectura de un Sistema de Control Coordinado.	14
Figura 1-4: Principio de integración usado en los SAS [5].....	14
Figura 1-5: Arquitectura de un SAS [6].	15
Figura 1-6: Diferentes niveles de control en arquitecturas de SAS.	17
Figura 1-7: IHM de Nivel 2 de una subestación.	21
Figura 1-8: Despliegue de arquitectura en IHM de Nivel 2 de una subestación.	21
Figura 1-9: IED con una IHM de Nivel 1.....	22
Figura 1-10: Despliegue de eventos y alarmas de Nivel 2 de una subestación.....	26
Figura 3-1: Diagrama unifilar general de un diámetro y dos bahías de línea.....	43
Figura 3-2: Ejemplo de una red local Ethernet [12].	47
Figura 3-3: APDU, ASDU y Data Set de IEC 61850-9-2 en trama Ethernet [14] [15].	49
Figura 3-4: Frecuencias de muestreo en tramas Ethernet y No. de ASDU por trama en IEC 61869-9 [16].	50
Figura 3-5: Compatibilidad de tipos de tramas para una Merging Unit del mercado (6MU85 de SIEMENS).	52
Figura 3-6: Tamaños aproximados de componentes claves en una trama de SV definida en 9-2LE [17].	53
Figura 3-7: Red con protocolo PRP aplicado [12].	55
Figura 3-8: Red con protocolo PRP aplicado [12].	56
Figura 3-9: Corrección de tiempo en el protocolo PTP.....	59
Figura 3-10: Niveles e interfaces en los SAS [18].	61
Figura 4-1: Diagrama unifilar del caso de estudio.	66
Figura 4-2: Diagrama unifilar del caso de estudio con la propuesta de digitalización. 68	
Figura 5-1: Arquitectura de red para el bus de estación.....	72
Figura 5-2: Arquitectura de redundancia de PTP propuesta.	74
Figura 5-3: Arquitectura de red simplificada para un diámetro del caso de estudio..	75
Figura 6-1: Aplicación de pruebas de redes de estación y de proceso.....	85
Figura A-1: División de IEC 61850 entre modelo de datos y los servicios de comunicaciones [23]......	98
Figura A-2: Jerarquía del modelo de datos de IEC 61850 [3].	99
Figura A-3: Modelo de datos de IEC 61850 [23]......	100

Figura A-4:	Nombre de objetos y su correspondencia en el modelo de datos.....	102
Figura A-5:	Estructura del nombre de objetos [25].....	103
Figura A-6:	Concepto del enfoque de modelamiento de equipos y funcionalidades [26]	103
Figura A-7:	Topología con las funciones de SAS que se soportan en las comunicaciones [26].	104
Figura A-8:	Resumen de funcionalidades y perfiles de comunicación [27].....	107
Figura A-9:	Ejemplo de aplicación de comunicaciones al modelo de referencia OSI [3] [26].	108
Figura A-10:	Nodos Lógicos, Dispositivos lógicos y los servicios de Comunicaciones [28].	109
Figura A-11:	Modelo de referencia del flujo de información del SCL [29].	110
Figura A-12:	Partes del estándar IEC 61850 y su relación entre ellas [23].....	113
Figura A-13:	Pila de protocolos de IEC 61850 [12].	114
Figura A-14:	Tráfico en los buses de estación y de proceso [12].	117

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Elementos que influyen sobre los diseños de arquitecturas de SAS.....	19
Tabla 3-1: Contactos auxiliares de posición de un interruptor requeridos por bahía, en una subestación convencional sin bus de proceso.	44
Tabla 3-2: Contactos auxiliares de posición de un interruptor requeridos por bahía, en una subestación digital con bus de proceso.	45
Tabla 3-3: Clases de sincronización y su aplicación para etiqueta de tiempo y de muestreo [18].	57
Tabla 3-4: Trafico en las diferentes interfaces de los SAS [12].....	61
Tabla 3-5: Definición de las interfaces de SAS en 61850-5 [12].	62
Tabla 4-1: IEDs en el bus de estación para solución convencional del caso de estudio	67
Tabla 4-2: IEDs en el bus de estación y de proceso para solución digital del caso de estudio	70
Tabla 5-1: Asignación de mensajes de SV desde SAMU a IEDs de Nivel 1	77
Tabla 5-2: VLANs asignadas a cada mensaje de SV publicados desde las SAMU	79
Tabla 5-3: Asignación de prioridades por tipo de servicio y de mensaje.....	81
Tabla 7-1: Valor en % de los suministros y actividades de control y protección para una subestación con sólo bus de estación	87
Tabla 7-2: Valor en % de los suministros y actividades de control y protección para una subestación digital.....	89
Tabla A-1: Estructura del CDC de Single Point Status (SPS) [24].	101

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

Abreviatura Término

SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
CND	Centro Nacional de Despacho
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
PVID	Port VLAN Identifier
PPCP	Port Priority Code Point (Prioridad por defecto)
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos

Introducción

La energía eléctrica se ha convertido en un servicio esencial para las personas en los países desarrollados y en vía de desarrollo. El servicio llega a el usuario final a través de una cadena compuesta por tres etapas generales: la producción o generación, el transporte y la entrega final al usuario. Usualmente, la generación de energía eléctrica se hace en sitios de generación a gran escala, es decir, sitios donde se producen grandes cantidades de energía para suplir el servicio a un gran número de usuarios. Hay muchas formas de producción de energía eléctrica a gran escala; por citar algunos ejemplos: existen centrales de generación de energía a través de biomasa, centrales geotérmicas, parques con grandes extensiones de paneles fotovoltaicos, parques de generadores eólicos, centros hidroeléctricos, centrales de generación usando combustibles fósiles, centrales de generación usando energía atómica, entre otras.

En general, los centros de producción de energía eléctrica se encuentran separados por grandes distancias de los sitios de consumo y de las grandes ciudades, porque los recursos de donde proviene la materia prima o donde se encuentra la energía que se convierte en energía eléctrica, están retirados decenas o cientos de kilómetros del lugar donde la energía eléctrica se requiere. Para poder llevar la energía producida hasta el usuario final, dentro de límites técnicos de pérdidas que hagan viable el negocio, es necesario elevar las tensiones a las que se produce la energía eléctrica, a niveles de varios cientos de kV en los que se transmite la energía eléctrica. Esta etapa de la cadena se denomina transmisión. Para hacer realidad el servicio de energía eléctrica es necesario entregarlo al usuario final en niveles de tensión que sean seguros para su utilización, por lo que se reduce el nivel de tensión a unas pocas decenas de kV para su distribución. El proceso de elevación de tensión para la transmisión de la energía y el de reducción de tensión en los sistemas de potencia, se hace a través del uso de transformadores de potencia en las subestaciones de energía.

Las subestaciones representan una interface entre los diferentes niveles o secciones de los sistemas de potencia, con la capacidad de cambiar o reconfigurar las conexiones a través de varias líneas de transmisión o distribución [1], además proveer interconexión entre sistemas regionales.

Los cambios y reconfiguraciones de las conexiones en las subestaciones se pueden realizar por diferentes razones como contingencias, fallas, restauraciones después de apagones, actividades de mantenimiento y mejoramiento de la eficiencia del sistema. Estas maniobras se realizan usando los sistemas de control y protección de las subestaciones, y pueden hacerse local o remotamente utilizando un Sistema de Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés).

En Colombia por lo general, las subestaciones eléctricas que tienen más de 10 años de servicio cuentan con sistemas de control y protecciones que no usan tecnología de vanguardia, estas tecnologías están basadas en desarrollos de un fabricante específico, usan en sus comunicaciones protocolos propietarios y arquitecturas de comunicaciones con eficiencias desoptimizadas e índices menores de confiabilidad. En gran número de casos, ni siquiera se cuenta con sistemas de comunicaciones entre el sistema de supervisión de la subestación y los equipos de control y protecciones.

El estándar IEC 61850 establece un modelo de virtualización de la subestación eléctrica y define las comunicaciones para los sistemas de automatización y protecciones.

La gran mayoría de fabricantes de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) han basado sus equipos, o los han adaptado, al estándar IEC 61850; con esto se solucionó un gran problema de inflexibilidad que tenían las subestaciones, ya que, bajo el estándar, los equipos de cualquier fabricante pueden integrarse a sistemas de control y protecciones de otro fabricante, cosa que no podía hacerse antes cuando se usaban sistemas basados en protocolos propietarios.

Además de lo anterior, la aplicación de la norma trae múltiples beneficios, como reducción de cableado en la subestación, monitoreo continuo de las comunicaciones, y unificación de protocolos; sin embargo, su aplicación requiere una arquitectura de comunicaciones de alta capacidad y confiabilidad, y ante las múltiples alternativas de implementarse, surge el

cuestionamiento de cuál es la mejor arquitectura a establecerse, qué tecnología se debe utilizar y cómo medir su desempeño, para alcanzar los estándares requeridos.

Con la implementación del estándar IEC61850, gran cantidad de señales que anteriormente se cableaban, ya pueden ser implementadas usando los protocolos y sistemas de comunicaciones, esto obliga a que la metodología de las labores de mantenimiento también sea diferente.

La falta de experiencia en este ámbito ha generado resistencia al cambio de tecnologías y temor en la implementación completa del estándar. La implementación del estándar IEC 61850 debe incluir una clara metodología de pruebas y mantenimiento con seguridad para los equipos, las personas y la continuidad del servicio. De allí surgen los interrogantes ¿Cuál debe ser esta metodología de pruebas de equipos bajo IEC 61850? ¿Qué plantea el estándar para abordar las necesidades de pruebas y mantenimiento en un sistema bajo IEC 61850?

La experiencia actual en implementación de sistemas que se basan en el estándar IEC 61850 se han caracterizado por la falta de una metodología para la documentación de las señales implementadas en los equipos, es decir, normalmente los proyectos de subestaciones no presentan una memoria o plano donde se presente el detalle de las señales que se configuraron en los sistemas de control y protecciones, y esto queda sólo en la memoria de las personas encargadas de la puesta en servicio de estos sistemas. El estándar no define una metodología de documentación que pueda usarse por cualquier persona que deba realizar un mantenimiento, por lo que se pretende presentar una alternativa de documentación basada en los análisis y la experiencia con estos sistemas.

Partiendo de las necesidades técnicas y económicas de un sistema de control y protecciones para subestaciones, es muy importante definir cuáles son las arquitecturas y requisitos tecnológicos para implementar un sistema de comunicaciones adecuado en cuanto a confiabilidad y desempeño, en los diferentes niveles de comunicaciones para la subestación. Además, la metodología más acertada para realizar pruebas y mantenimiento de los sistemas sin vulnerar la seguridad de las personas, los equipos y la continuidad del servicio de energía. Y cómo debe documentarse de manera clara la configuración de sistemas de control y protecciones bajo IEC 61850, tal que, a la vuelta de varios años, esta información se encuentre disponible y completa para consulta. Definir lo anterior permitirá establecer un sistema acotado y optimizado desde miradas técnicas y económicas, con los

niveles de confiabilidad seguridad esperados para instalaciones de subestaciones de transmisión, que derivarán en sistemas eléctricos de potencia confiables y económicos para finalmente el beneficio de los usuarios.

Objetivos

Objetivo general

Especificar los requerimientos de un sistema de control y protecciones bajo el estándar IEC 61850, que abarque los buses de estación y de proceso, con el detalle de los requerimientos tecnológicos y que ayude a aumentar la confiabilidad, seguridad y disponibilidad de estos sistemas en las subestaciones eléctricas de transmisión de energía.

Objetivos Específicos

1. Definir las arquitecturas necesarias para el bus de proceso y el bus de estación en sistemas bajo IEC 61850 y la tecnología a utilizar.
2. Dimensionar los equipos necesarios para la implementación de los buses de proceso y de estación.
3. Estimar los costos de la implementación de los sistemas, hacer un comparativo de costos de inversión de sistemas actuales y hacer un estimativo de los beneficios económicos que a mediano y largo plazo puede traer la inversión del sistema propuesto.
4. Presentar cuáles son las metodologías aplicables para llevar a cabo pruebas y labores de mantenimiento de los sistemas implementados bajo el estándar IEC 61850.

Metodología

Definir cada parte de los sistemas de control y protecciones en las subestaciones, establecer los requerimientos técnicos de cada parte, plantear las alternativas de cumplimiento de dichos requerimientos enmarcados en las exigencias regulatorias en Colombia e internacionales, y finalmente exponer cuál es la mejor alternativa que cumple los requerimientos técnicos y económicos considerando todo el ciclo de vida de los activos. Se partirá de una contextualización de los sistemas de control y protección de subestaciones, se presentará el propósito y aplicación del estándar IEC61850, se presentarán los requisitos técnicos de la aplicación de un sistema de control y protección moderno bajo el estándar y finalmente se propone un caso de estudio con su análisis técnico y económico.

Para la definición de arquitectura se realiza un comparativo y un análisis de las arquitecturas convencionales y se propone una arquitectura ideal desde el punto de vista de requerimientos técnicos y viabilidad económica.

En el dimensionamiento de los equipos, se parte de la definición inicial de la arquitectura; a partir de allí se definen los requisitos técnicos de los equipos y su ubicación espacial en la subestación.

Las metodologías de pruebas y mantenimiento se focalizan en aquellas que se adaptan a las prácticas de seguridad de personal y de equipos usualmente implementadas en las empresas del negocio de transmisión, además a las regulaciones vigentes que rigen el mercado de la transmisión de energía en Colombia.

1. Los sistemas de control y protecciones en las subestaciones

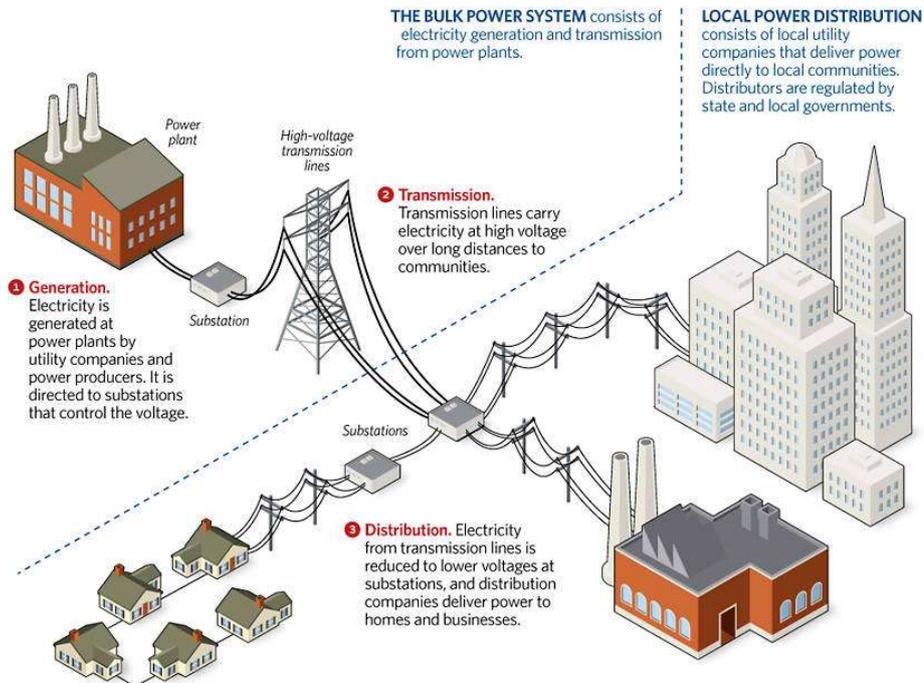
1.1 Las subestaciones y su función en el sistema de potencia

De un sistema de suministro de energía eléctrica, se busca que cumpla con los siguientes propósitos:

- Suministrar la potencia eléctrica requerida a todos los usuarios de manera ininterrumpida.
- Suministrar energía de manera segura
- Tener el mínimo de fallas y estas con la mínima duración
- Plantas de generación y redes con óptima eficiencia
- Suministrar energía eléctrica dentro de los límites establecidos para de frecuencia y tensión
- Suministrar energía a los usuarios con el mínimo costo posible.

Para lograr estos objetivos hay varias tareas que se realizan en las etapas de generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica: Estas tareas se realizan en las subestaciones y en las centrales de generación a través de equipos manuales, semiautomáticos y completamente automáticos.

Figura 1-1: Etapas de la cadena de transporte de la energía.



Fuente:

https://silinda.bekasikab.go.id/app/assets/upload/Smart_Energy_Grid_based_on_Blockchain_Technology2.pdf

De estas tareas, se resaltan las siguientes que se ejecutan en las subestaciones de transmisión y distribución:

- Realizar la protección de los sistemas de potencia
- Controlar los flujos e intercambios de energía
- Aseguramiento de la estabilidad de estado estable y transitoria
- Deslastres de carga y prevención de pérdida de sincronismo (mantenimiento del sistema en los límites aceptables de frecuencia)
- Control de tensión. Control de flujo de potencia reactiva y control de cambiadores de tomas en transformadores.
- Transmisión de datos de comunicaciones a través de sistemas de onda portadora y a través de cables de fibra óptica en las líneas de transmisión. Para los sistemas de supervisión y protección.

- Supervisión y monitoreo del estado de las variables eléctricas en el sistema de potencia para conocimiento del estado en tiempo real del sistema y para la toma de decisiones.
- Establecimiento de la distribución económica de carga.
- Identificación, detalle y análisis de fallas del sistema para su corrección [2].

Para la realización de todas las tareas descritas, son absolutamente necesarios los sistemas de control y protección de las subestaciones.

1.2 Sistemas de control de las subestaciones

Los sistemas de control de las subestaciones son un conjunto de equipos y de dispositivos encargados de realizar las tareas de medida, indicación, registro, regulación de variables, supervisión, señalización, protección y control de equipos de las subestaciones. Los sistemas de control permiten supervisar, controlar, automatizar y proteger la transmisión y distribución de energía en los sistemas de potencia.

La medida en los sistemas de control hace referencia a las labores de detección de las variables eléctricas del sistema de potencia, que se entregan a través de equipos primarios de medida o transductores en niveles que pueden ser tomados de manera segura por el sistema de control; señales como estas son las ondas de tensión, de corriente, para algunos equipos de temperatura, entre otros. Por ejemplo, elementos físicos que miden la señal de corriente tomada por un transformador de corriente.

La indicación se refiere a la interpretación de las señales detectadas en la medida y la presentación de estas señales en interfaces digitales o analógicas, con su unidad correspondiente, para entendimiento de las personas o sistemas que son usuarios del sistema de control. Por ejemplo, la indicación de la medida de corriente en amperios de un medidor digital.

El registro hace referencia al almacenamiento de las indicaciones en bases de datos digitales o impresas, para llevar un histórico de los cambios en señales del sistema de potencia o de la subestación.

La regulación se refiere a la capacidad de definir una acción específica del sistema de control cuando una variable supera un nivel, previamente establecido, para así mantener esa misma u otra variable dentro de un rango. Por ejemplo, la conexión automática de reactores en una subestación, para absorción de potencia reactiva del sistema y regular los niveles de tensión.

La señalización corresponde a la indicación y registro de las variables y señales en una interfaz de usuario, ya sea local en la misma subestación, o remota en un centro de control.

La protección de los sistemas hace referencia a la habilidad de reducir los efectos de las fallas en los sistemas eléctricos para prevenir afectación en su normal funcionamiento, disminuir el peligro sobre seres humanos y animales, y minimizar los daños en los equipos que sufren la falla.

El control de equipos se refiere a la capacidad del sistema de hacer maniobras sobre equipos de patio en las subestaciones de manera manual o automática. Por ejemplo, una maniobra de apertura de un interruptor por orden local de un operador para mantenimiento.

1.2.1 Requisitos generales de los sistemas de control

Los sistemas de control de subestaciones tienen los siguientes requerimientos, y en torno a ellos es que muchas de sus características técnicas se diseñan.

- **Facilidad de Expansión:**

Los sistemas de control deben ser fácilmente expandibles porque los sistemas de potencia y las subestaciones así lo son. Las necesidades de expansión de las subestaciones son muy comunes con los crecimientos de la demanda y la masificación de la red, por ello, los sistemas de control deben poderse expandir también.

- **Automatización de funciones:**

La operación automatizada de las subestaciones depende normalmente de la información propia de estas, donde la acción de los dispositivos puede ser realizada o inclusive modificada local o remotamente.

Los sistemas de control deben tener la capacidad de automatizar acciones como maniobras sobre equipos, regulación de variables del sistema, indicación de señales, reporte de alarmas, etc.

- Seguridad:

Las fallas en los sistemas secundarios de las subestaciones pueden afectar directamente la seguridad de todo el sistema. No es posible evitar las fallas en su totalidad por lo que se debe prever precauciones para minimizar los efectos.

- Disponibilidad:

Teniendo en cuenta que uno de los propósitos de los sistemas de suministro de energía eléctrica es proveer la potencia eléctrica requerida a todos los usuarios de manera ininterrumpida, los sistemas de control deben estar igualmente disponibles continuamente para proveer sus funciones al sistema de potencia. Estos sistemas no deben tener puntos únicos de falla, deben tener la redundancia necesaria que asegure su disponibilidad. [3]

1.2.2 Sistemas de control de acuerdo con su tecnología

Los sistemas de control actuales se dividen en tres grupos de acuerdo con su tecnología: los sistemas de control convencionales (tecnología iniciada a mediados de la década de 1960), los sistemas de control coordinado (SCC, tecnología iniciada a finales de la década de 1980), y los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS), tecnología que comenzó con la popularización del estándar IEC 61850 después del año 2004.

- Sistemas de control convencionales:

En estos sistemas, todas las funciones control y supervisión se realizan a través de señales cableadas (cables conductores).

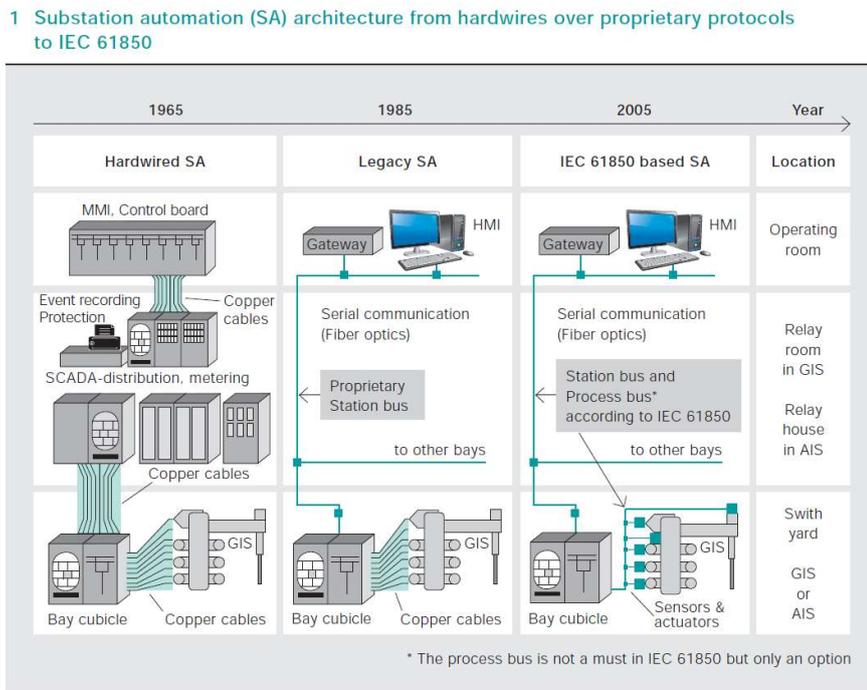
Las señales de las variables eléctricas desde el patio, es decir las señales analógicas, y las señales digitales, como son las posiciones de los equipos de patio, se llevan cableadas a los tableros en los edificios de control de las subestaciones. Las indicaciones de las variables y los estados de los equipos se presentan en paneles de alarmas completamente electromecánicos. Los comandos y maniobras se realizan desde mímicos cableados y todos los enclavamientos de seguridad para las maniobras se hacen con lógicas cableadas.

La supervisión remota se realiza a través de Unidades Terminales Remotas (RTU) que reciben las señales cableadas en los edificios de control, y comparten los datos con los centros de control a través de canales de comunicaciones usando conversores de protocolo.

Los equipos y elementos electromecánicos que hacen parte de estos tipos de instalaciones se encuentran fuera de línea de producción y no es posible conseguir repuestos. Los diseños de estos sistemas son obsoletos, no permiten hacer monitoreo masivo y requieren grandes inversiones en cableado de cobre. Todo lo anterior, encarece el mantenimiento y su sostenimiento, por parte de las empresas, transmisoras es poco práctico cuando empiezan a presentar fallas.

Estos sistemas se encuentran en desuso y normalmente sólo están en instalaciones antiguas que, por lo general, hacen parte de procesos o planes de renovación.

Figura 1-2: Tecnologías y arquitecturas generales de los sistemas de control [3].



- Sistemas de control coordinado.

En estos sistemas, las funciones de control y supervisión son realizadas por dispositivos independientes y autónomos, que intercambian información entre sí a través de señales cableadas o a través de un sistema de comunicaciones basado en protocolos propietarios, es decir, protocolos exclusivos de una marca o de una familia de equipos.

En estos sistemas de control, se introdujo la posibilidad de usar un subsistema de supervisión digital, es decir una Interfaz Hombre - Máquina (IHM) desde donde se puede visualizar el estado del sistema y hacer control sobre los equipos de la subestación usando una herramienta computacional.

Las señales de las variables eléctricas y señales de los equipos en el patio se cablean controladores independientes y cada uno de estos intercambia información con el sistema de supervisión de usuario usando protocolos propietarios.

Los equipos para estos sistemas en muchos casos se encuentran fuera de línea de producción por los fabricantes, pero aún se ofrecen repuestos de unos pocos modelos particulares.

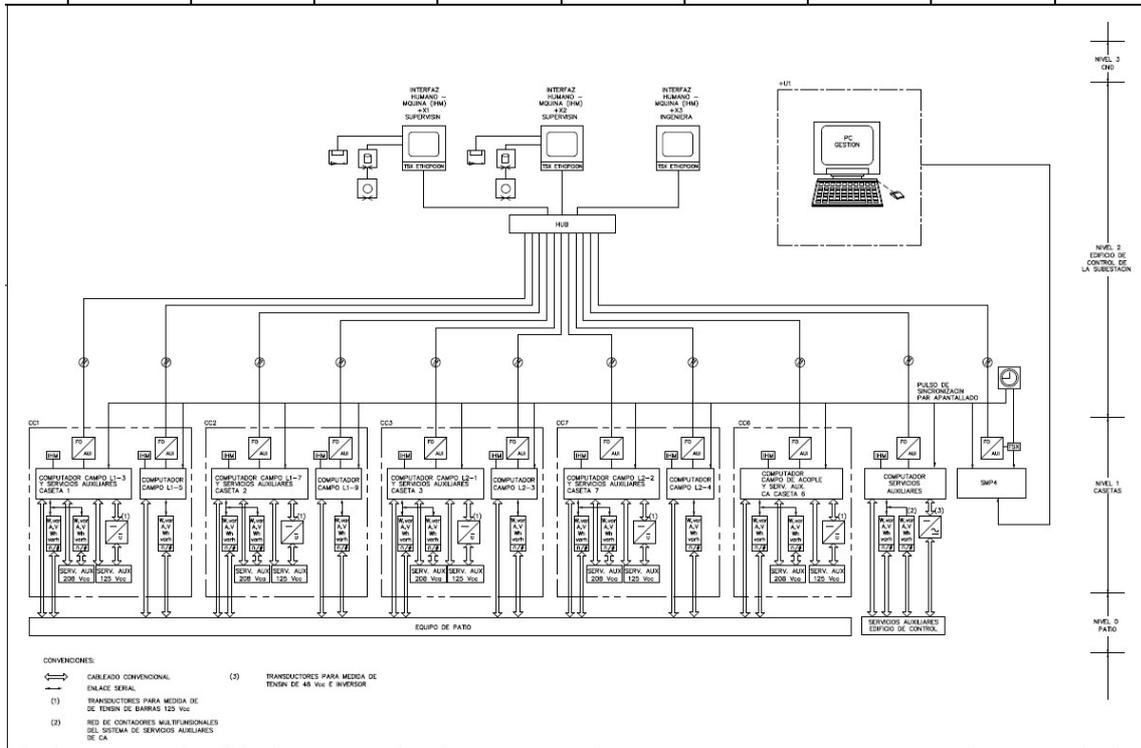
En la práctica, estos sistemas tienen una vida útil de 20 años aproximadamente, y la gran mayoría de los sistemas operativos de esta tecnología fueron instalados antes del año 2000, por lo que muchos de ellos hacen parte de procesos o planes de renovación.

- Sistemas de Automatización de Subestaciones SAS.

Estos sistemas se basan en el uso de IED's (Intelligent Electronic Devices), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa. [4]

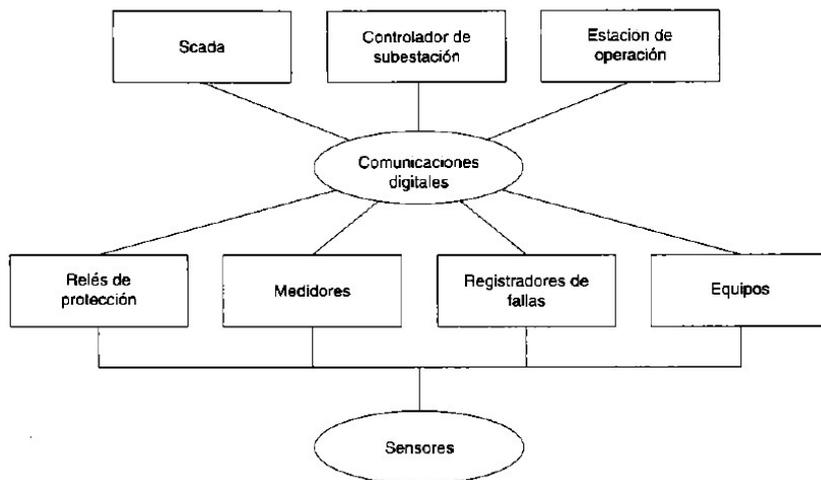
El sistema de automatización de subestaciones busca la integración en una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e IED's que se emplean en una subestación, **Figura 1-4**. Los IED s pueden ser equipos de medida, protecciones, registradores de fallas, controladores, equipos de monitoreo y diagnóstico de equipos de patio, etc. El sistema integra los diferentes IED's en una misma red de datos de control, ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos.

Figura 1-3: Ejemplo de la arquitectura de un Sistema de Control Coordinado.



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

Figura 1-4: Principio de integración usado en los SAS [5].

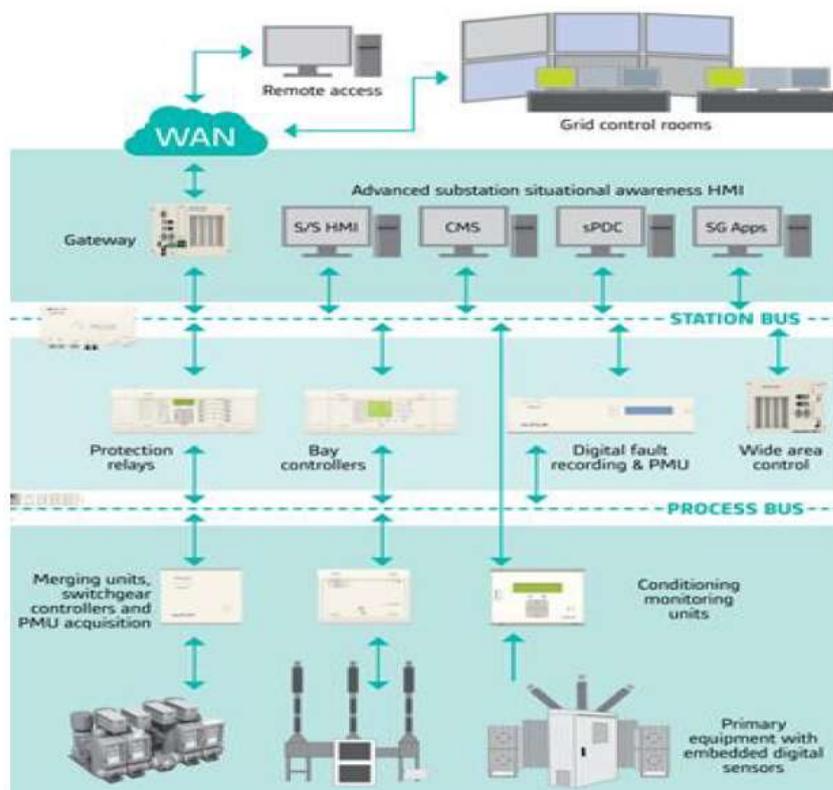


En estos sistemas los IEDs intercambian información entre sí usando protocolos de comunicaciones estándar y abiertos, o protocolos propietarios. En los SAS, se utiliza en

gran medida las comunicaciones digitales, disminuyendo sustancialmente el uso de cables de cobre, haciendo los sistemas más económicos, más fáciles de monitorear y más flexibles.

El uso de protocolos abiertos permite la integración de equipos de diferentes familias o fabricantes, haciendo de estos sistemas independientes del tipo de equipo, más simples para expandir y fáciles de renovar.

Figura 1-5: Arquitectura de un SAS [6].



En este trabajo no se profundizará más en características de los sistemas de control convencionales ni en los sistemas de control coordinado, por ser sistemas basados en tecnologías superadas y no hacer parte del alcance. Las alusiones a sistemas de control y sus características estarán orientadas a los SAS, a menos que se indique que se refiere a un sistema de otra tecnología.

1.2.3 Arquitecturas de los SAS

La arquitectura, en [4], es el proceso de definición de un grupo de componentes de hardware y software, incluyendo sus interfaces, para establecer la infraestructura de un sistema de computación.

De igual manera se puede establecer para los SAS, que la arquitectura es la definición de los componentes en hardware y software del sistema, la forma en cómo están distribuidas las funciones de control, comunicación y protección, y también, la forma física en cómo están distribuidos y conectados los IEDs que hacen parte del sistema. La arquitectura también establece la jerarquía de los equipos de control y protección.

Los SAS cumplen una estructura jerárquica, de acuerdo con las funcionalidades de los IEDs que la conforman, su ubicación descentralizada y de acuerdo con los niveles de control que se tengan definidos.

Los niveles de control son puntos específicos de la arquitectura desde los cuales se puede obtener información de los sistemas supervisados por el SAS y se puede hacer control sobre los equipos.

En cada nivel de control existen grupos de IEDs cumpliendo una función específica e interfaces cableadas o de comunicaciones que conectan con los diferentes niveles o equipos.

En términos generales, las arquitecturas de los SAS se pueden dividir en tres niveles, un Nivel 0 (cero), donde se encuentran los equipos de patio como seccionadores, interruptores, transformadores de medida, transformadores de potencia, etc. desde los equipos en el patio se cablean las señales hasta los IEDs ubicados en tableros de control y protecciones tipo interior (en casetas o edificio de control) o tipo exterior (en el patio de la subestación).

Desde los tableros tipo interior se pueden hacer mandos sobre los equipos usando elementos electromecánicos. Normalmente los mandos desde Nivel 0 se realizan bajo contingencias en las cuales, por algún fallo de los demás niveles o su comunicación con ellos, únicamente es posible realizarlos desde Nivel 0.

El control de Nivel 0 se encuentra ubicado en los tableros de control en los edificios o en los gabinetes de equipos en el patio, depende de la práctica operativa de la empresa de transmisión y distribución (T&D). En ISA INTERCOLOMBIA, por ejemplo, por seguridad del personal, no es permitido hacer mandos directamente en los gabinetes de patio de los

equipos para energizar o desenergizar sistemas (abrir/cerrar interruptores), por lo que los mandos de Nivel 0 se realizan únicamente usando los mímicos de emergencia en los gabinetes de control en edificios.

La interfaz entre el Nivel 0 y el Nivel 1, puede ser una interfaz cableada desde los equipos de patio y los IEDs de Nivel 1, o puede ser una interfaz de comunicaciones, como se hace por ejemplo en los sistemas bajo el estándar IEC 61850-9, en los cuales se implementa una red de comunicaciones de proceso que comunica los IEDs de Nivel 1 con los IEDs de Nivel 0 llamados Merging Units. En las Merging Units se cablean las señales desde los equipos de patio y estos a su vez llevan la información a digitalizada a los diferentes IEDs que la requieran.

Figura 1-6: Diferentes niveles de control en arquitecturas de SAS.



En el Nivel 1 de control se encuentran los siguientes IEDs: controladores de bahía, relés de protección, suiches de comunicaciones, medidores multifuncionales y los equipos de

registro de fallas. Las señales monitoreadas por estos equipos llegan por lo general cableadas desde el patio y se digitalizan en estos IEDs de nivel 1 a través de entradas digitales y analógicas. En el nivel 1, a través de los paneles de control de los IEDs o usando los softwares de gestión de estos equipos, es posible monitorear cada una de las señales que llegan al IED y conocer el estado del sistema. Los mandos de Nivel 1 sobre los equipos se realizan utilizando las IHM de cada IED.

El Nivel 1 tiene una interfaz de comunicaciones con el siguiente nivel de control, a través del cual se le entrega toda la información, que inicialmente llegó cableada, ya de manera digital.

El Nivel 2 corresponde a la interfaz de operación centralizada de la subestación, donde se realiza el procesamiento del SAS, se puede tener un control de todos los equipos de las diferentes bahías que componen la subestación, se tiene la información monitoreada completa, se hace el registro y almacenamiento de datos, eventos, fallas, alarmas y demás indicaciones, se animan visualmente las señales y se implementan avisos sonoros que alertan al operador de los sucesos importantes. Generalmente, el Nivel 2 se encuentra en el edificio de control de la subestación.

El Nivel 2 tiene una interfaz de comunicaciones con el siguiente nivel de control, el Nivel 3, a través de la funcionalidad de Gateway del SAS.

El Nivel 3 corresponde al nivel de control remoto. Los sistemas de control de Nivel 3 son sistemas SCADA equipados para controlar múltiples subestaciones y normalmente son unificados por las empresas de T&D, es decir, desde un centro de control específico se pueden controlar todas las subestaciones de esa empresa.

Los IEDs de control y protecciones en el Nivel 1 pueden también equiparse con interfaces de comunicaciones que, enrutadas, tienen la capacidad de llevar la información digitalizada directamente al Nivel 3. Esta solución es conveniente para aplicaciones donde no se implementa un Nivel 2, por ejemplo, en subestaciones remotamente atendidas, en las que no se necesita un operario que haga control centralizado de Nivel 2, sino que, ante la necesidad de operación local, lo podrá hacer a través de las IHM de los IEDs de Nivel 1.

Las arquitecturas de los SAS definidas por los fabricantes de estos sistemas o las compañías de T&D, son en términos generales muy similares, pero tienen pequeñas diferencias. Tales diferencias dependen de las necesidades de las empresas de T&D, sus requerimientos funcionales, criterios de seguridad, procedimientos operativos que desee implementar y metodologías de mantenimiento, estas características influyen de manera determinante los diseños de arquitectura. [7] [4]

Tabla 1-1: Elementos que influyen sobre los diseños de arquitecturas de SAS.

Factor influenciador en el diseño del SAS	Impacto sobre la arquitectura del sistema
<p>1. Regulación y normatividad del país: la regulación vigente y normatividad aplicable puede definir los requerimientos técnicos de los sistemas de control de las subestaciones, por ejemplo, la tecnología bajo la cual deben ser implementados, los niveles de control, las normas internacionales aplicables, entre otras.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología y estándar bajo el cual se define el sistema. • Protocolos de comunicación. • Niveles de control • Redundancia de IEDs • Cantidad y redundancia de LAN en el sistema
<p>2. Tamaño e importancia de la subestación: Las empresas de T&D usualmente definen criterios diferentes de acuerdo con el nivel de tensión o importancia de la subestación en el sistema de potencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad y redundancia de LAN en el sistema • Redundancia de IEDs • Niveles de control
<p>3. Tamaño de la subestación: Cantidad de bahías, cantidad de niveles de tensión, cantidad de edificios de control o casetas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad y redundancia de LAN en el sistema • Cantidad de controladores de subestación
<p>4. Topología de la subestación: Formas de conexión de la subestación, por ejemplo, interruptor y medio, barra principal más transferencia.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cantidad de controladores de bahía • Cantidad de tableros de control y protecciones.

Factor influenciador en el diseño del SAS	Impacto sobre la arquitectura del sistema
5. Procedimientos operativos: Subestaciones atendidas remotamente o con operario local exigen diferentes diseños, normas de seguridad de las empresas que definen protocolos de operación, señales requeridas.	<ul style="list-style-type: none"> • Niveles de control • Protocolos de comunicaciones de los Gateway • Diseño de IHM
6. Costo de los equipos	<ul style="list-style-type: none"> • Número de equipos • Redundancia
7. Estrategia de renovación	<ul style="list-style-type: none"> • Interfaces con otros equipos • Flexibilidad y adaptabilidad del sistema

1.2.4 Funcionalidades de los SAS

A continuación, se presenta el detalle de las funciones de los SAS modernos.

- Interfaz Hombre – Máquina (IHM)

Los SAS, como se ha presentado anteriormente están equipados con diferentes IHM en diferentes niveles de control. Las IHM son ayudas visuales donde se hace representación gráfica de los componentes de la subestación y los IEDs del SAS, se presentan los valores en los que se encuentran las variables medidas en tiempo real, los estados de los equipos, el estado de los enclavamientos de seguridad de equipos, las señales presentes y pasadas, los eventos del sistema eléctrico de potencia, el estado de las comunicaciones y, además, sirve como herramienta para la programación de funciones del SAS.

Las IHM son pantallas de diferentes tecnologías, pueden ser pantallas táctiles, pantallas LCD de computadores de escritorio o pantallas de IEDs, que incluyen elementos periféricos como botones, mouse o teclados a través de los cuales se pueden realizar acciones sobre los equipos, como mandos, por ejemplo, y navegar en

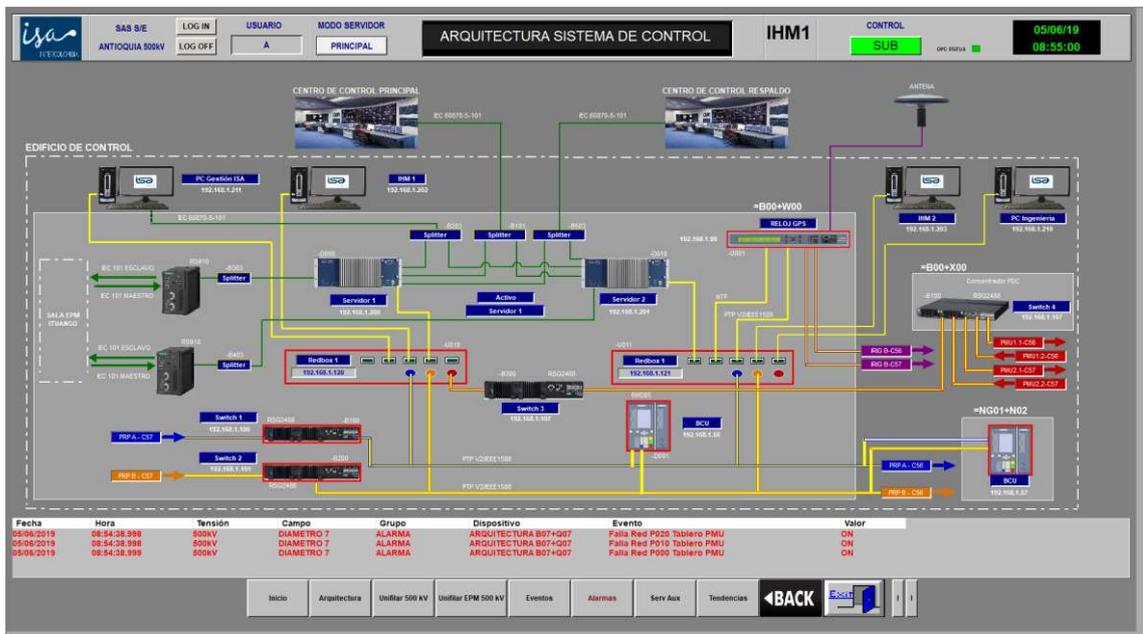
los diferentes despliegues de monitoreo y funcionalidades del SAS o del nivel de control.

Figura 1-7: IHM de Nivel 2 de una subestación.



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

Figura 1-8: Despliegue de arquitectura en IHM de Nivel 2 de una subestación.



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

Figura 1-9: IED con una IHM de Nivel 1.

Fuente: SIEMENS.com

A través de las IHM, usuarios como los operadores de las subestaciones o personal de mantenimiento, pueden tener interacción con el SAS.

Sobre las IHM, por ser estas herramientas computacionales, también se pueden establecer perfiles de usuario para establecer niveles de acceso. Cada perfil se define con un usuario y una contraseña que lo identifica en el sistema. En general se definen tres perfiles presentados en orden de jerarquía y acceso.

Perfil de visualización: como su nombre lo indica, este usuario sólo podrá hacer visualización de los despliegues programados en la IHM, puede ver los estados de los equipos y el sistema, pero no puede realizar comandos sobre los equipos ni modificaciones en la programación del SAS o cualquiera de sus funciones.

Perfil de operación: Este perfil tiene los mismos permisos que el de visualización, pero además puede ejercer control sobre los equipos de la subestación, por ejemplo, apertura y cierre de equipos de maniobra. Normalmente este perfil se asigna a personal de operación de las subestaciones.

Perfil de administrador: este perfil se asigna a personal de mantenimiento de la plataforma del SAS, ya que permite visualizar todos los despliegues, hacer maniobras, pruebas sobre el sistema, y realizar modificaciones, por ejemplo, agregar una nueva bahía con sus elementos y equipos, a los despliegues de la subestación.

- Control y mandos de equipos

Los SAS permiten hacer control de manera local o remota de los equipos de maniobra como lo son los seccionadores, interruptores y cuchillas de puesta a tierra, así como otros equipos de subestaciones que reciben mandos, como cambiadores de tomas bajo carga, ventiladores de refrigeración de equipos inductivos, equipos de refrigeración de Sistemas Flexibles de Transmisión AC FACTS, electrónica de potencia y plantas diesel de los sistemas auxiliares.

Los mandos y el control sobre los equipos se pueden realizar sobre cualquiera de los niveles de control del SAS.

Los mandos sobre equipos requieren realizarse con todas las medidas de seguridad para las personas, los animales y los equipos, por lo que se condiciona cada maniobra a que se cumplan unos enclavamientos de seguridad antes de ejecutarse.

Los enclavamientos se realizan a través de lógicas cableadas, en el caso del nivel cero cableado, o lógica digital en los casos de Nivel 1, Nivel 2 y Nivel 3.

Los enclavamientos de seguridad dependen de la aplicación y consisten en verificar que se cumplan unas señales establecidas para permitir el mando de los equipos, si las señales no se cumplen, los mandos no se ejecutan y el sistema rechaza o no permite la realización de comandos. Las señales usadas en los enclavamientos pueden ser:

Condiciones del sistema eléctrico específicas, por ejemplo, que la magnitud de tensión de un punto de la subestación esté en un valor por debajo de un umbral, para cerrar con seguridad una cuchilla de puesta a tierra.

Condición de estado de un equipo de la subestación, por ejemplo, que un interruptor se encuentre abierto, asegurando que no hay continuidad eléctrica primaria, para poder abrir el seccionador de un circuito.

Condición de tiempo, por ejemplo, en bancos de condensadores de subestaciones, estos equipos tienen la condición que sólo deben energizarse cuando hayan sido descargados a través de una resistencia interna de descarga que poseen; por ello, después de una maniobra de des-energización, deben bloquearse cualquier mando de energización durante el tiempo que dura el proceso de descarga de los condensadores.

Condición jerárquica del nivel de control. Los niveles de control son seleccionables desde el SAS y son excluyentes entre sí, es decir, al seleccionar un nivel de control, los demás quedan inhabilitados para realizar maniobras o mandos sobre los equipos para prevenir errores y por seguridad del personal.

La supervisión y el control de las subestaciones, la mayoría del tiempo se realiza de manera remota desde los centros de control. Sin embargo, por ejemplo, durante mantenimiento, algunas maniobras pueden ser realizadas desde el Nivel 2 o inferiores; en estos casos, antes de realizar maniobras desde cualquier nivel diferente del Nivel 3, en el SAS se debe seleccionar el nivel de control desde donde se va a operar, para que, siguiendo los protocolos de seguridad, se puedan realizar maniobras sin el riesgo que otro usuario haga maniobras desde otro nivel de control.

Los enclavamientos se establecen desde el diseño de las subestaciones y se presentan en planos donde se especifican los principios de funcionamiento de los controles del SAS.

- **Monitoreo del sistema eléctrico y de los equipos de la subestación.**

El SAS tiene la función de monitorear en tiempo real las variables eléctricas del sistema y el estado de los equipos de patio y los mismos IEDs del sistema SAS para determinar su estado y tomar decisiones de acción o indicación.

Las señales eléctricas que el SAS monitorea en las subestaciones son las tensiones y corrientes en diferentes puntos de la subestación (barras, bahías y servicios auxiliares), y a partir de estas señales calcula otras variables eléctricas necesarias para la supervisión y control de los sistemas de potencia, como son por ejemplo potencia aparente, potencia activa y potencia reactiva.

El SAS interpreta las señales eléctricas medidas y las indica a través de las IHM en los diferentes niveles control para que los usuarios puedan determinar el estado instantáneo del sistema de potencia en ese nodo o bahía. También, a través de telecomunicaciones, para que otros sistemas automáticos, como SCADA de respaldo o de otras entidades puedan monitorear el sistema.

Los SAS monitorean a través de los equipos de nivel 1 y el cableado de nivel 0, las posiciones de equipos de maniobra, el estado de los IEDs y el estado de otros equipos eléctricos de la subestación.

- Automatización de funciones de control.

Sobre equipos de nivel 1 o Nivel 2 es posible hacer configuraciones de controles automáticos, por ejemplo, secuencias de maniobra de equipos como apertura de interruptores y luego de seccionadores de manera automática, o transferencia automática de fuentes de servicios auxiliares.

Las secuencias automáticas son iniciadas, desde las IHMs por los usuarios.

- Señalización y registro de eventos

Las alarmas de equipos de la subestación, las maniobras sobre equipos de patio y controlables, eventos del sistema de potencia y demás indicaciones programadas en el SAS se presentan en un despliegue de alarmas y de registro de eventos, en el cual son indicadas con estampa de tiempo, su origen, descripción, estado y clasificación.

Los SAS tienen la capacidad de almacenar los eventos y las alarmas en su secuencia de aparición para análisis de eventos y diagnóstico, y para llevar registros de operación.

Los despliegues de alarmas y de eventos son exportables a archivos informáticos estándar y pueden filtrarse en cualquier campo para facilidad del usuario.

Figura 1-10: Despliegue de eventos y alarmas de Nivel 2 de una subestación.

The image shows two screenshots of the ISA SAS SIE VALLEDUPAR control interface. The top screenshot displays the 'EVENTOS' (Events) window, and the bottom screenshot displays the 'ALARMAS' (Alarms) window.

EVENTOS Window:

Fecha	Hora	Tensión	Campo	Grupo	Descripción	Estado
2017/01/24	09:57:43.361	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 0
2017/01/24	09:03:04.746	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 1
2017/01/24	09:06:27.777	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 0
2017/01/24	09:06:28.078	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 1
2017/01/24	11:44:09.789	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 0
2017/01/24	11:44:10.320	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 1
2017/01/24	13:47:33.170	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 0
2017/01/24	13:47:33.676	220kV	Arquitectura	CONTROL	Falla de comunicación con el CCT	Log change to 1
2017/01/24	15:27:59.674	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Cmd. with feedback	Log change to 1
2017/01/24	15:28:02.732	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Cmd. with feedback	Log change to 1
2017/01/24	15:28:05.577	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Interruptor 8100 Resorte descargado	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.582	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	Interruptor 8100 Fase C Abierta	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.582	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	Interruptor 8100 Fase A Abierto	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.584	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Interruptor 8100 Abierto	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.586	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	Interruptor 8100 Fase B Abierto	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.586	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	Interruptor 8100 Fase B Abierto	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.586	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Enclavamiento Habilitación Mando Sincronizado	Log change to 0
2017/01/24	15:28:05.586	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	Interruptor 8100 Fase B Abierto	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.586	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Interruptor 8100 abierto mas de 10 minutos	Log change to 0
2017/01/24	15:28:05.588	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	Condiciones de sincronismo OK para cierre interruptor 8100	Log change to 0
2017/01/24	15:28:05.610	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Interruptor 8100 Cerrado	Log change to 1
2017/01/24	15:28:05.611	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	Arranque general proteccion F004 compensacion 2	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.611	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	Arranque general proteccion F003 compensacion 2	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.611	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 2	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.611	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 2	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.612	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Enclavamiento Habilitación Mando Sincronizado	Log change to 1
2017/01/24	15:28:05.616	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	Arranque general proteccion F004 compensacion 1	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.617	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases compensacion 1	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.620	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 1	Alarm on - not ac
2017/01/24	15:28:05.628	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	Arranque general proteccion F004 compensacion 2	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.628	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	Arranque general proteccion F003 compensacion 2	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.628	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 2	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.629	220 kV	Compensación 2	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 2	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.630	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 1	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.632	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases compensacion 1	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:05.632	220 kV	Compensación 1	PROTECCIONES	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases compensacion 1	Alarm off - not ac
2017/01/24	15:28:14.286	220 kV	Compensación 1	CONTROL	Interruptor 8100 Resorte descargado	Alarm off - not ac

ALARMAS Window:

VENTANA DE ALARMAS PRESENTES

Fecha	Hora	Tensión	Campo	Grupo	Dispositivo	Descripción
2016/12/18	15:49:25.534	220 kV	Corte 7 ATR	CONTROL	6MD85	Seccionador 8075 Abierto
2016/12/18	15:49:25.534	220 kV	Corte 7 ATR	CONTROL	6MD85	Seccionador 8075 Selector en local o desconectado
2016/12/18	15:49:25.534	220 kV	Corte 7 ATR	CONTROL	6MD85	Seccionador 8075 F falla mecanismo de operacion
2016/12/18	15:49:25.534	220 kV	Corte 7 ATR	CONTROL	6MD85	Seccionador 8075 Mecanismo manual insertado
2016/12/18	15:49:25.534	220 kV	Corte 7 ATR	CONTROL	6MD85	Cuchilla PAT 8079 F falla mecanismo de operacion
2016/11/16	17:20:50.332	220 kV	Corte 7 ATR	PROTECCIONES	Proteccion 1	Arranque general proteccion F003 Derivacion ATR

VENTANA DE ALARMAS DESAPARECIDAS NO RECONOCIDAS

Fecha	Hora	Campo	Tensión	Grupo	Dispositivo	Descripción
2017/01/25	14:19:54.561	Compensacion 2	220 kV	CONTROL	6MD85	Interruptor 8110 Resorte descargado
2017/01/25	14:19:45.341	Compensacion 2	220 kV	PROTECCIONES	Proteccion 1	Condiciones de sincronismo OK para cierre interruptor
2017/01/25	14:19:45.312	Compensacion 2	220 kV	PROTECCIONES	50BF	Interruptor 8110 Fase B Abierto
2017/01/25	14:19:45.311	Compensacion 2	220 kV	CONTROL	6MD85	Interruptor 8110 Abierto
2017/01/25	14:19:45.309	Compensacion 2	220 kV	PROTECCIONES	50BF	Interruptor 8110 Fase A Abierto
2017/01/25	14:19:45.309	Compensacion 2	220 kV	PROTECCIONES	50BF	Interruptor 8110 Fase C Abierto
2017/01/25	14:14:07.609	Compensacion 1	220 kV	CONTROL	6MD85	Servidor 2 Indisponible +YD2
2017/01/25	06:13:03.314	Compensacion 2	220 kV	PROTECCIONES	RDF	Arranque de oscilografo Registrador de fallas Compensacion 2
2017/01/24	15:28:14.297	Compensacion 1	220 kV	CONTROL	6MD85	Interruptor 8100 Resorte descargado
2017/01/24	15:28:05.632	Compensacion 1	220 kV	PROTECCIONES	Proteccion 2	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases compensacion 1
2017/01/24	15:28:05.632	Compensacion 1	220 kV	PROTECCIONES	Proteccion 2	Arranque general proteccion F004 compensacion 1
2017/01/24	15:28:05.630	Compensacion 1	220 kV	PROTECCIONES	Proteccion 1	50/51 - Arranque general sobrecorriente de fases Compensacion 1
2017/01/24	15:28:05.629	Compensacion 1	220 kV	PROTECCIONES	Proteccion 1	Arranque general proteccion F003 compensacion 1

Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

- Proveer comunicación entre los IEDs que componen el sistema y entre los diferentes niveles de control

Para poder establecer los niveles de control y viabilizar el intercambio de información entre los IED de la subestación, se equipan los SAS con sistemas de comunicación.

La comunicación de los SAS con los sistemas de supervisión de Nivel 3 se hace usando protocolos propietarios o protocolos abiertos estándar como IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 o IEC 61850, a través de la función de Gateway del SAS. Los medios de transmisión pueden ser Portadora por Línea de Potencia (PLP), microondas, fibra óptica, comunicación satelital, entre otras.

La comunicación de Nivel 2 y desde ese nivel hacia Nivel 1 son por lo general basadas en el estándar IEC 61850 que usa Ethernet como tecnología de comunicación.

Las comunicaciones de Nivel 1 y hacia IEDs de Nivel 0, están basadas también por lo general en el estándar IEC 61850, aunque existen también protocolos propietarios también para esta aplicación

1.2.5 Beneficios del uso de los SAS

Los beneficios que se resumen a continuación se basan en SAS que usan IED y protocolos de comunicaciones abiertos como los definidos en el estándar IEC61850.

- Reducción de costos

Reducción de la cantidad de equipos del sistema por el uso de equipos multifuncionales en los que se implementan varias funciones de control y protección, también en el Nivel 2 se integran funcionalidades con Gateway e IHM.

Reducción de la cantidad de cableado requerido por la facilidad de intercambiar información a través de redes de comunicaciones, y, por ende, reducción del espacio de cárcamos, tableros, casetas y edificios de control.

- Mejora en la continuidad del servicio.

Los equipos y los sistemas tienen rutinas de auto chequeo y autodiagnóstico para alertar los operadores y personal de mantenimiento ante cualquier problema del equipo de manera que se pueda tomar acciones antes que una mala operación ocurra.

La facilidad de acceso y gestión de los IEDs permite hacer diagnósticos rápidos a través de registros oscilográficos, Secuencia de eventos (SOE) y alarmas, para determinar la causa de problemas y evitar operaciones inadecuadas, o en el caso de que estas se materialicen, permiten reponer rápidamente el servicio, por ejemplo, la indicación de distancia de fallas en líneas de transmisión.

- **Mejora en la confiabilidad**

Reducción del tiempo medio entre fallas (MTBF) del sistema completo con la reducción de la cantidad de equipos y la redundancia de funciones.

La complejidad de mucho del cableado y de los enclavamientos de seguridad se reemplaza por programación lógica de los IEDs, esta programación es chequeada automática y continuamente por el IED.

Mejora en la visibilidad e indicación de funciones críticas y con mayor detalle para los usuarios y operadores, de manera que puedan tomar decisiones con más información y más rápidamente.

- **Mejoras en el mantenimiento**

La planeación de actividades de mantenimiento se facilita por la información que se puede obtener de los IEDs.

Se reducen las pruebas periódicas ya que los equipos incluyen autodiagnóstico y pruebas automáticas.

- **Posibilidad de implementar tareas automáticas o periódicas**

El control y gestión remota que se pueden realizar facilita el monitoreo de la condición de los equipos y verificación de operatividad.

Automatización de funciones o secuencias de control.

1.3 Sistemas de protección de las subestaciones

El propósito de un sistema de potencia es generar y abastecer de energía a los consumidores. Los sistemas de potencia deben suministrar dicha energía de una manera

confiable y económica. Desabastecimientos prolongados o frecuentes no cumplen con los requerimientos de los consumidores, los cuales demandan un servicio de calidad, cada vez con mayores exigencias de confiabilidad, seguridad y economía. Por lo anterior, el diseño, la operación y el mantenimiento de los sistemas de potencia se convierten en parte crucial del funcionamiento adecuado de los sistemas de potencia.

Gran parte de los componentes de un sistema de potencia son equipos muy costosos. La implementación de una porción de un sistema de potencia, como puede ser una central de generación, una subestación, o una línea de transmisión, representa una inversión de capital muy grande; para asegurar el retorno de estas inversiones es importante implementar los elementos adecuados de protección de los equipos e instalaciones.

Los sistemas de potencia, independientes de su diseño, siempre estarán expuestos a la ocurrencia de fallas en sus equipos, dichas fallas pueden ocasionar daños considerables, incluso irreparables, si no se despejan en los tiempos indicados y bajo los criterios de selectividad, seguridad y confiabilidad requeridos; además, las fallas, pueden ocasionar graves inestabilidades y otras afectaciones a los sistemas de potencia interconectados. [8] En este escenario es donde los sistemas de protección cobran su relevancia.

Un sistema de protección es un arreglo de equipos secundarios y otros dispositivos cuya función está relacionada con reducir la influencia de una falla del sistema eléctrico de potencia, hasta el punto de que no se afecte el funcionamiento y se minimicen o no se presenten daños sobre equipos, ni tampoco se ponga en peligro a los seres humanos y los animales.

Los sistemas de protección se diseñan e implementan para monitorear permanentemente el sistema o equipo eléctrico que protegen, y actúan sobre los interruptores de potencia en el momento en que ocurren cortocircuitos o comportamientos anormales que puedan poner en peligro la operación o comprometer la seguridad de esta.

Los sistemas de protección están compuestos por transformadores de instrumentación, cableado secundario, elementos de disparo de interruptores, sistemas auxiliares, sistemas de comunicaciones y relés de protección [10].

Los relés de protección son los equipos encargados de realizar la medición de las variables del sistema, evaluar las condiciones de acuerdo con la medida y realizar la operación correspondiente de acuerdo con los cálculos realizados, que puede ser el comando de un disparo, la generación de una alarma, la iniciación de otra función de protección, etc.

Dada la complejidad de los sistemas y los múltiples modos de falla que se pueden presentar, existen diferentes formas de detectar una condición anormal en el funcionamiento de un sistema. Estos métodos se aplican a través de funciones de protección.

Los relés de protección modernos son equipos electrónicos programables que contemplan la posibilidad de implementar varias funciones de control, protección y comunicaciones en el mismo dispositivo, es decir, son también IEDs del sistema secundario de las subestaciones.

2. El estándar IEC 61850

Como se presentó anteriormente en 1.2, en el pasado, mediados de los años 1990s y años anteriores, los sistemas de control y protecciones constaban de gran cantidad de equipos electromecánicos como suiches (suiches manuales), selectores, pulsadores, relés repetidores monoestables y biestables, indicadores luminosos, paneles de alarmas, medidores analógicos, gran cantidad de cables de cobre y algunos sistemas digitales para reportes remotos bajo protocolos propietarios. El control local de las subestaciones se realizaba en sitio a través de mímicos plasmados en gabinetes donde además se podía tener visualización de la topología de las subestaciones.

A partir de mediados de los años 90 hasta el año 2004 aproximadamente, con la introducción de relés y controladores digitales microprocesados, los sistemas de control y protecciones en las subestaciones dejaron de usar sistemas de anunciación electromecánicos, y fueron reemplazados por una interfaz hombre máquina en un computador, desde donde un usuario, local o remotamente, podía comandar los equipos de la subestación y monitorear sus variables. Los equipos microprocesados fueron dotados de interfaces de comunicación serial y podían conectarse con la IHM usando un enlace de comunicaciones, lo que ayudó a disminuir una cantidad de cableado considerable.

Estos sistemas eran aceptablemente confiables, pero de poca flexibilidad para ampliaciones o renovaciones, ya que los protocolos que usaban eran propietarios o eran protocolos abiertos de otras aplicaciones adaptados al uso en las subestaciones. La búsqueda de interoperabilidad para estos sistemas de tecnología anterior con nuevas versiones de equipos, tecnologías o de otros fabricantes, se convertía en una tarea que demandaba grandes esfuerzos que terminaba en la implementación de costosos conversores de protocolo, la reingeniería de los sistemas o la adquisición de equipos del mismo fabricante e incluso muchas veces de la misma tecnología, lo que además los hacía obsoletos para los avances tecnológicos posteriores.

Conscientes de estos problemas, las instituciones de estandarización existentes empezaron a realizar trabajos de normalización de las comunicaciones aplicadas a los sistemas de control de las subestaciones, a nivel de estación y a nivel de comunicaciones con los centros de control remotos. ANSI/IEEE trabajaba, por su cuenta, sobre UCA 2.0 (Utility Communication Architecture en su segunda versión), y el IEC trabajaba ya sobre la norma 61850, que buscaba en términos generales lo mismo.

A finales de los años 1990s, comenzó un trabajo colaborativo entre ANSI/IEEE e IEC, en lo que ya venían trabajando de manera independiente, llegando a un único resultado que fue la publicación de la norma IEC 61850 en el año 2004. Este nuevo estándar fue diseñado con tres propósitos generales:

- Definir un único protocolo para toda la subestación.
- Implementar un formato común que describa la subestación y sus funciones, y facilite el modelamiento de objetos y los datos requeridos en la subestación.
- Definición de los servicios básicos requeridos para transferir los datos usados en los protocolos de comunicación.

Estos propósitos que se buscaron cumplir se hicieron enmarcados requerimientos identificados en el mercado, de los que se destacan, la interoperabilidad, la libre elección de las arquitecturas de las redes y la estabilidad del estándar a largo plazo. [9]

- Interoperabilidad:

El estándar buscaba soportar todas las funciones de la subestación como lo son las de control, protección, monitoreo, medida, y, además, servicios como por ejemplo, la sincronización de tiempo; estas funciones son implementadas por el software de los IEDs. La interoperabilidad hace referencia a la capacidad que deben tener los equipos de diferentes fabricantes y los de diferentes versiones del mismo fabricante tienen para intercambiar información entre ellos sin la necesidad de la implementación de conversores de protocolo o la interpretación de las personas.

- **Arquitectura libre:**

Las arquitecturas de los SAS son definidas por las empresas de T&D de acuerdo con sus prácticas empresariales y de acuerdo con la regulación y normatividad que lo acoge. El carácter global que tiene la norma hace que muchos de los temas sean opcionales o libres de definir por los usuarios, y por esto, el estándar IEC 61850 soporta cualquier tipo de arquitectura.

- **Estabilidad a largo plazo:**

Los sistemas primarios de las subestaciones (equipos de patio y conexiones primarias) tienen vidas útiles entre los 40 y 60 años. Similarmente, las funcionalidades requeridas en las subestaciones no varían en muchos años y se mantienen, en términos generales, invariantes. Sin embargo, los equipos secundarios que hacen parte de los SAS tienen vidas útiles mucho más cortas (15-20 años), y en el periodo de vida útil de los equipos primarios, es usual que los secundarios se cambien varias veces, o se requiera alguna expansión del sistema. Por ello, la interoperabilidad de los equipos debe ser garantizada en el largo plazo, a través del establecimiento de un modelo de datos orientado al objeto.

En conclusión, el estándar IEC 61850, como su nombre lo indica, es el estándar para las redes de comunicación y los sistemas en las subestaciones. Los componentes principales son:

- Definición de un modelo de objetos que describe los equipos primarios y todas las funciones de las subestaciones.
- Especificación de las comunicaciones entre los IED del sistema de automatización la subestación.
- Definición de un lenguaje de configuración para herramientas de ingeniería de las subestaciones y los centros de control.

En el Anexo A de este trabajo se presentan un resumen del estándar IEC 61850 como base para el entendimiento de la aplicación de este trabajo.

2.1 Beneficios del estándar IEC 61850

A continuación, se presentan los principales beneficios del estándar IEC 61850, de acuerdo con lo expuesto acerca de sus definiciones y funcionalidades. Los beneficios del estándar, en general, se establecen en comparación con sistemas y protocolos anteriores, que serían la opción de implementación en vez de IEC 61850. [9] [10]

- Eliminación de ambigüedades en la adquisición: A través del SCL es posible configurar IEDs y los sistemas, definir de manera precisa los requerimientos de las subestaciones y los dispositivos. El SCL permite especificar exactamente y sin ambigüedades qué se requiere en cada IED sin ser posible la mala interpretación de fabricantes o proveedores.
- Disminución de costos de instalación: Al permitir el, IEC 61850, el intercambio rápido de datos y estados usando GOOSE y GSSE sobre la LAN de la instalación, sin necesidad de cablear dichas señales, se reduce significativamente la inversión necesaria en cableado, y consecuentemente se reduce la necesidad de construcción de ductos, cárcamos y otras canalizaciones, se simplifican los diseños de detalle, y se hace más fácil la implementación.
- Disminución de costos de transductores: A través de la aplicación de SV en la subestación, se elimina la necesidad de cablear las señales de tensión y de corriente a cada uno de los equipos de control y protecciones de la subestación; una única Merging Unit que soporte SV puede entregar las señales requeridas a muchos dispositivos reduciendo el cableado, las necesidades de calibración y los costos de mantenimiento.
- Disminución de costos de puesta en servicio: Los costos de configuración y puesta en servicio de sistemas basados en IEC 61850 se reducen drásticamente ya que estos no requieren tanto trabajo manual como los sistemas antiguos. Muchas aplicaciones permiten la configuración automática con sólo cargar un archivo de SCL, reduciendo tiempos de configuración y evitando errores o reprocesos.

-
- Disminución de costos de migración: La estandarización que ofrece IEC 61850 permite que equipos de diferentes fabricantes utilicen las mismas convenciones y modelos, haciendo que su reemplazo requiera muy poca o ninguna configuración adicional.
 - Disminución de costos de expansión: Ya que los dispositivos basados en IEC 61850 no requieren ser configurados de manera exhaustiva para compartir sus datos, cualquier adición que requiera hacerse es fácil de ejecutar. La adición de nuevas funcionalidades o nuevos equipos pueden ser realizadas con mínimo o ningún impacto sobre el resto de los equipos del sistema. Adicionalmente, la interoperabilidad entre equipos de diferentes versiones o de diferentes fabricantes permite expandir los sistemas con mínimos impactos.
 - Implementación de nuevas aplicaciones: Las capacidades de virtualización de funciones y uso de tecnologías de comunicación, abiertas, populares y de vanguardia, permiten la implementación de nuevas aplicaciones, por ejemplo, sistemas de monitoreo de equipos de subestaciones, integración de sensórica y herramientas computacionales que usen los datos tomados de la subestación, por ejemplo, para identificar tendencias, o caracterizar la red.
 - Sobre protocolos propietarios, tiene la ventaja que su modelo de objetos define nombres y elementos asociados a una jerarquía y no a un direccionamiento indizado, lo que permite un entendimiento más rápido y menos tendiente a errores.

3.Requisitos normativos y técnicos

El establecimiento de una propuesta técnico económica para un sistema de control y protecciones debe basarse en unos criterios técnicos que acoten los alcances, ya que existen múltiples formas de diseñar estos tipos de sistemas que son válidas al final porque son funcionales y cumplen el propósito de controlar y proteger los sistemas eléctricos de las subestaciones.

Los factores relevantes a la hora de establecer los sistemas de control y protecciones es que se cumplan los niveles de confiabilidad y disponibilidad esperados, que muchas veces no están especificados en un valor definido medible, sino en unos criterios técnicos exigidos, los cuales están determinados por dos factores generales que son las exigencias normativas, y la práctica específica o filosofía que la empresa de T&D tenga establecida para estos tipos de sistemas.

Por lo anterior, antes de abordar una propuesta técnico-económica con su justificación, vale la pena revisar las exigencias normativas en Colombia (base para la cual se plantea la propuesta) y una alternativa genérica que las cumpla y sobre la cual se puedan tomar decisiones orientadas a maximizar los beneficios de la inversión de un SAS y protecciones. La propuesta técnica de este trabajo está orientada a sistemas de control y protecciones de subestaciones de alta tensión, es decir, para subestaciones de tensión nominal mayor o igual a 220 kV, sin embargo, estos análisis podrían evaluarse para subestaciones de menor nivel de tensión, pero siempre enmarcados en el contexto normativo y de negocio que las rigen.

3.1 Requisitos normativos

3.1.1 CREG 025 – Código de redes

La resolución GREG 025 de 1995 – Código de redes, constituye el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional. Tiene como objetivos:

- Especificar los estándares que serán usados por la UPME y los transportadores en el planeamiento y desarrollo del STN.
- Definir los procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME y los transportadores para realizar el planeamiento y desarrollo de las redes que forman parte del STN.
- Promover la interacción entre los Usuarios del STN, la UPME y los transportadores con respecto a cualquier propuesta de desarrollo en el sistema del Usuario que pueda tener un impacto en el funcionamiento del STN.

La sección del código de redes que establece lineamientos asociados a los sistemas de control en las subestaciones es el Código de Conexión; que a su vez tiene como objetivos: garantizar que todos los Usuarios conectados al STN tengan los mismos derechos y deberes y, garantizar que todos los Transportadores cumplan las obligaciones dispuestas por la Ley 142 de 1994 “Servicios Públicos Domiciliarios.

El código de redes entonces es de obligatorio cumplimiento en instalaciones del STN, por lo que en base a sus requerimientos se plantea la propuesta de este trabajo.

El código de Conexión establece para los sistemas de control de las subestaciones, los siguientes lineamientos clave:

- Debe existir una comunicación remota entre los centros de control de las empresas de T&D y las subestaciones, así como desde estos centros de control y el CND: en pocas palabras debe tener un Nivel 3 de control y una interfaz de comunicación que soporte dicho nivel de control.
- Se deben medir y supervisar las siguientes variables eléctricas: Potencia Activa y reactiva de las líneas de transmisión, y transformadores, Potencia reactiva de Reactores y Condensadores, y la tensión de las barras en las subestaciones.

- Deben supervisarse las posiciones de interruptores y seccionadores, alarmas de la subestación y las posiciones de los cambiadores de tomas en transformadores, así como la indicación de su operación remota.
- Debe existir la posibilidad de enviar de maneja remota comandos sobre los interruptores y los cambiadores de tomas en los transformadores.
- Debe tener la funcionalidad de registro secuencial de eventos (SOE), donde queden registrados en orden cronológico y con su estampa de tiempo, todo cambio de interruptores, seccionadores, y las alarmas relacionadas con estos cambios, por ejemplo, actuación de protecciones. El SOE debe tener una resolución no mayor a 1 ms y cada evento debe tener la identificación de la señal, el elemento que cambió de estado, el estado final del dispositivo y la identificación de la subestación.
- Los sistemas de control deben tener la cualidad de ser expandibles, es decir, que, ante la necesidad de ampliaciones, el equipo o sistema deben permitir realizar dicha ampliación.

La resolución CREG 025 de 1995 a la fecha de realización de este trabajo se encuentra vigente y es de obligatorio cumplimiento, sin embargo, es conveniente destacar que la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, el 2019, anunció a través de la Circular 083 de 2019 y 087 de 2019, los resultados de una consultoría que adelantó para revisar este código de redes y allí se están planteando cambios en los requerimientos de control y protección. Este trabajo tiene en cuenta dichas propuestas de modificación del código vigente y la propuesta del sistema de este trabajo tienen en cuenta cumplir con la regulación vigente más los requisitos que se plantean a futuro.

En cuanto al sistema de control y protecciones, lo más destacable de dichas circulares y sus anexos se presentan a continuación.

- Debe implementarse un sistema de control con los siguientes niveles jerárquicos Nivel Jerárquico 0 (a nivel de equipo), Nivel Jerárquico 1 (a nivel de IED), Nivel Jerárquico 2 (a nivel de subestación) y Nivel Jerárquico 3 (a nivel de CSM, CRD o CND). Cuando se seleccione un nivel jerárquico inferior, prevalecerá sobre niveles jerárquicos superiores.
- Los IEDs del Sistema de Control deberán tener autodiagnóstico y autosupervisión. Podrán ser incorporados en los IEDs de protección, siempre y cuando no

perjudique el desempeño del sistema y tanto la protección principal 1 como la protección principal 2 incorporen las funciones de control.

- Los IEDs de protección de cada bahía deben tomar las señales de tensión y de corriente de diferentes devanados (núcleos) de los transformadores de tensión y corriente, respectivamente, en el caso de transformadores de medida convencionales o de diferente interfaz digital en el caso de transformadores de medida ópticos.
- Los transformadores de corriente para el STN deben de tener por lo menos un núcleo de medida con clase de exactitud 0.2S y, 3 núcleos de protección con clase de exactitud 3P y factor límite de exactitud 30.
- Los transformadores de tensión para el STN deben de tener por lo menos tres núcleos con clase de exactitud duales (medida y protección) 0.2 y 3P.

3.1.2 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE

El RETIE es una norma de obligatorio cumplimiento cuyo objetivo fundamental es establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Por su objetivo, son muy pocas las exigencias alusivas a los sistemas de control de las subestaciones, y lo único que se destaca en torno a dicho tema es lo descrito en el artículo 23, numeral 4 “Salas de operaciones, mando y control”, requisito f:

“En la sala de control debe haber indicación de la posición de los contactos de los elementos de interrupción y seccionamiento que muestren el estado real de la operación que se está ejecutando, con el fin de tener plena conciencia de tal condición”

Para efectos de la revisión de las exigencias alineadas con el objetivo de este trabajo, lo que se solicita es que en una IHM los SAS tengan un despliegue que indique las posiciones operativas en tiempo real de los equipos de maniobra.

3.1.3 Convocatorias UPME de transmisión de energía

El ministerio de Minas y Energía en Colombia, a través de la Unidad de planeación Minero Energética UPME, establece cuáles son los desarrollos de infraestructura eléctrica que

requiere el Sistema Interconectado nacional SIN, entre ellos los asociados a la transmisión. El ministerio, a través de la resolución MME180924 de 2003, establece el mecanismo de las Convocatorias Públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión. Estas convocatorias públicas, en sus pliegos, establecen los criterios técnicos que deben cumplir los proyectos de líneas de transmisión y de subestaciones sujetos a convocatoria pública, incluyendo los sistemas de control y protección de las subestaciones.

A continuación, se presenta un resumen de los requisitos de la última convocatoria pública disponible al momento de la redacción de este trabajo, correspondiente a la convocatoria pública UPME 10 de 2019.

- Sistema de Automatización y control

El sistema de automatización y control debe estar constituido por los niveles de control 0, 1, 2 y 3. Las descripciones establecidas en esta convocatoria corresponden a lo descrito en 1.2.3.

Deben ser sistemas flexibles que permitan la ampliación de la subestación si se requiere incrementar las bahías. Debe ser interoperable para IEDs de diferentes fabricantes por lo que debe usar protocolos abiertos.

El SAS debe estar en capacidad de integrar las necesidades de los sistemas en cuanto a protecciones, automatismos, control y monitoreo de la subestación.

La arquitectura del sistema debe estar basada en una red redundante a la cual se conecten los equipos de control y protección. Dicha red debe ser abierta y compatible con equipos de otros fabricantes y debe proveer un medio de comunicación que permita intercambio de información rápida entre equipos.

Las herramientas de gestión de los equipos deben permitir almacenar bases de datos de los sistemas, la integración de elementos futuros, el mantenimiento de cada equipo y, la implementación de mecanismos de seguridad y administración.

El SAS debe poder intercambiar información con el centro de control remoto de la empresa de T&D y con el CND.

Los controladores deben tener las funcionalidades de transmisión de comandos a los equipos de maniobra de la subestación, sincronización de tiempo satelital, registro de fallas y SOE.

- Controladores de bahía.
Deben ser equipos multifuncionales y programables. Deben contar con un diagrama mímico en LCD que permita presentar despliegues del mímico de la bahía con información del proceso, alarmas, eventos, medidas, manejo e indicación del nivel de control seleccionable, y despliegue del estado del equipo.
Deben estar equipados con leds de indicación y deben tener la posibilidad de sincronizarse en tiempo.
- Suiches de red.
Deben cumplir el estándar IEC 61850-3; deben incluir las características de red definidas en IEEE 802.1d, message prioritization, el protocolo RSTP en MAC Bridges y redes virtuales (VLAN).
- Interfaz entre niveles 1 y 2.
Las comunicaciones entre estos niveles de control deben ser a través de una red redundante y compatible electromagnéticamente con el ambiente de las subestaciones de alta tensión.
- Equipos de Nivel 2
Debe existir un control de subestación con las funcionalidades de concentración de los datos de la subestación, almacenamiento y reporte al nivel superior de control. Debe existir un sistema de registro de fallas en el Nivel 2 de la subestación, que descargue automáticamente los eventos registrados y los almacene en un repositorio de información.
El sistema de Nivel 2 debe estar equipado con una IHM a través de la cuales pueda gestionar y tener acceso a la información que captura y registra el sistema de control.

3.2 Requisitos Técnicos propuestos

Los requisitos técnicos propuestos en este trabajo se basan en seguir las mejores prácticas de diseños e implementación de SAS, conservando la confiabilidad de los sistemas que

de acuerdo con la experiencia han dado buenos resultados operativos y de los que se tiene un conocimiento sólido que asegura su mantenibilidad.

También considerar las tecnologías disponibles en el mercado actualmente, de manera que los sistemas sean viables de implementar y exista un balance técnico económico.

Y finalmente, con una mirada de las tendencias futuras que lo hagan adaptable a las necesidades que desde ya se visualizan como una realidad.

En ese sentido de un balance técnico económico, y más que eso, un balance entre Costo – Riesgo – Desempeño de estos sistemas, este trabajo considera como criterio para la definición de la propuesta, la aplicación de un SAS con red de estación (bus de estación) y red de proceso (bus de proceso), basado en los beneficios que se identifican al usar estas dos redes, adicional a los beneficios descritos en 1.2.5 y en 2.1.

Los beneficios más relevantes y diferenciadores se identifican en el uso de la red de proceso, y son los listados a continuación:

- Disminución de la longitud del cableado: El hecho de tener IEDs muy cerca de los equipos de patio.
- Disminución en puntos de conexión cableados: esta disminución en cobre no se da solamente en la longitud de los cables de cobre que se requieren para cumplir las funciones de control y protección, sino también en la disminución de la cantidad de puntos de conexión y por ende el número de cables de cobre que se requieren. Este tema ha sido debatido internamente en las áreas afines de control y protección para subestaciones en empresas del sector eléctrico y fabricantes de equipos, ya que existen prácticas comúnmente aceptadas y aplicadas por varios fabricantes a nivel mundial, y es instalar los IEDs de control y protección de nivel 1 en el patio alojados en gabinetes tipo intemperie, cerca de los equipos de las bahías. Esta solución permite que los cables desde los equipos de maniobra, CTs y PTs, hasta los equipos de control y protección sean mucho más cortos que se llevan hasta casetas de relé o edificios de control; y la supervisión y gestión de estos equipos, es decir, la interfaz con el Nivel 2 se hace a través de cables de comunicaciones, particularmente fibra óptica hasta la IHM del SAS, ahorrando así longitud de cable de cobre y lo demás como se destacó en el párrafo anterior. Sin embargo, esta solución puede requerir muchos más puntos de conexión en comparación con el uso del bus de proceso, y se explica a continuación con un ejemplo.

Suponiendo una bahía de línea sobre la que se va a implementar un nuevo sistema de control y protección, como la de la **Figura 3-1**, analicemos la necesidad de supervisión de la posición del interruptor de la bahía para efectos de control y protección; se requieren los siguientes puntos de conexión para cablear los contactos auxiliares de posición:

Figura 3-1: Diagrama unifilar general de un diámetro y dos bahías de línea.

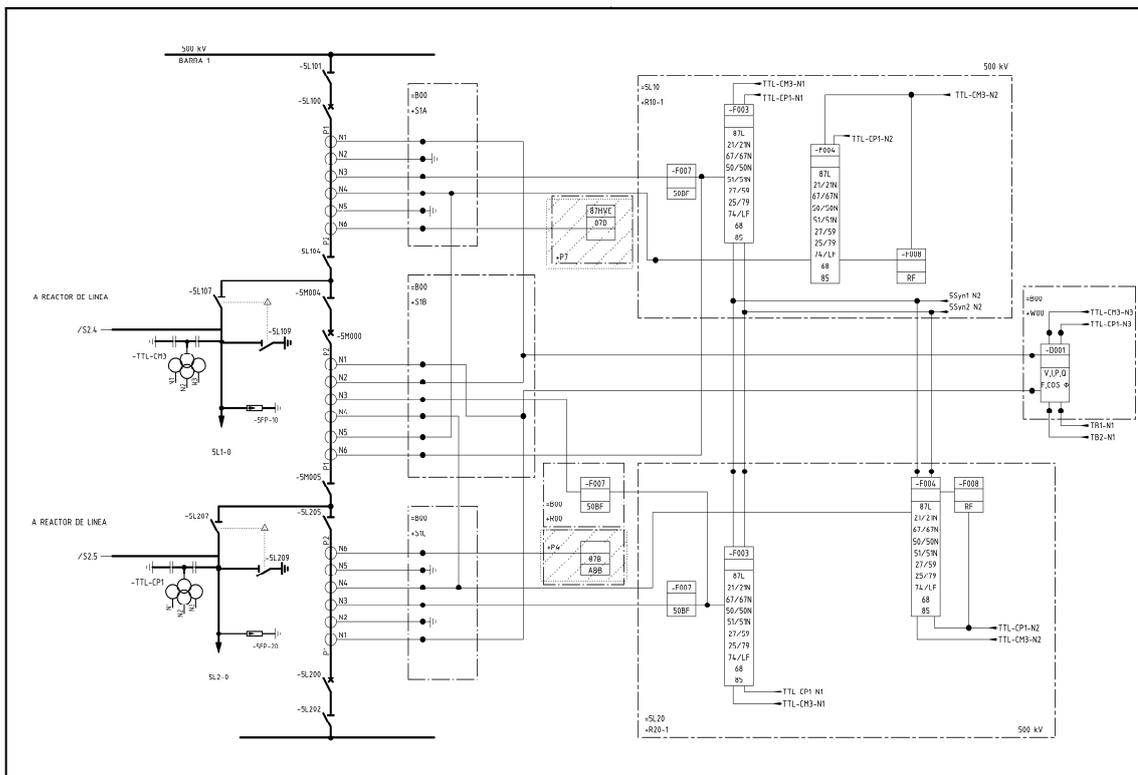


Tabla 3-1: Contactos auxiliares de posición de un interruptor requeridos por bahía, en una subestación convencional sin bus de proceso.

IED	Posición requerida para su función
Protección de línea 1	Cerrado por polo
Protección de línea 2	Cerrado por polo
Protección de falla Interruptor 50BF	Abierto por polo para la función de End Fault
Protección de diferencial de barra 87B	Abierto y cerrado trifásico o monofásico
Registrador de falla	Cerrado por polo
Controlador de bahía	Abierto y cerrado trifásico, además abierto por polo
Enclavamiento N0 seccionador 1	Abierto por polo
Enclavamiento N0 seccionador 4	Abierto por polo
Enclavamiento N0 seccionador 7	Abierto por polo
Mímico de emergencia	Abierto y cerrado trifásico
Señal de Corte cerrado para PL1	Cerrado trifásico
Señal de Corte cerrado para PL2	Cerrado trifásico

En total entonces, para una subestación convencional, se tendrían que cablear normalmente, para un interruptor de una bahía, 16 contactos auxiliares de posición del interruptor para las funcionalidades de control y protección.

Ahora, en la **Tabla 3-2**, se listan la cantidad de contactos que se tendrían que cablear en una subestación digital que use Merging Units para las señales digitales y que a través del bus de proceso, entrega estas señales a cada uno de los IEDs de control y protección. En este caso se requiere cablear 9 contactos, es decir, una reducción del 43% del cableado sólo asociado a posiciones del interruptor.

Tabla 3-2: Contactos auxiliares de posición de un interruptor requeridos por bahía, en una subestación digital con bus de proceso.

IED	Posición requerida para su función
Merging Unit 1	Cerrado y abierto por polo
Merging Unit 2	Cerrado y abierto por polo
Enclavamiento N0 seccionador 1	Abierto por polo
Enclavamiento N0 seccionador 4	Abierto por polo
Enclavamiento N0 seccionador 7	Abierto por polo
Mímico de emergencia	Abierto y cerrado trifásico

Como se puede ver, en este caso señales del interruptor, asociadas a enclavamientos de nivel 0, como permanecen en subestaciones digitales, no se disminuyen.

De igual manera, y en proporciones similares y mayores, depende de la clase de señal, se reducen la necesidad de cablear señales como posiciones de seccionadores, señales de corriente y de tensión desde los transformadores de instrumentación, además de las alimentaciones de servicios auxiliares.

- Con la disminución de puntos de conexión cableados se disminuye también la probabilidad de que se presenten fallas a tierra de los sistemas de servicios auxiliares de DC. Estos sistemas generalmente son sistemas flotantes y las fallas a tierra pueden generar operación de relés auxiliares electromecánicos, provocar fallas sobre equipos secundarios, generar señales erróneas y poner en riesgo de contacto directo a las personas de la subestación. Finalmente, esta disminución en el riesgo de falla a tierra de los sistemas de DC se traduce en disminución de riesgos de fallas para la operación de la subestación y disminución de riesgos en la seguridad de las personas.

3.2.1 Estándar

En este trabajo, el estándar propuesto como base para el diseño e implementación de un sistema de control y protección de subestaciones, es el estándar IEC 61850.

Lo anterior, considerando los beneficios destacados en el numeral 2.1, que es un estándar internacional bastante popular en el mundo, cuya práctica ha sido adoptada por gran cantidad de empresas de T&D en el mundo [3] [11] y por los fabricantes de IEDs para control y protección en subestaciones.

Otros protocolos como lo son los protocolos propietarios de los mismos fabricantes, y de estándares pasados, a la fecha ya han sido reemplazados por protocolos abiertos y particularmente por IEC 61850, a pesar de que aún siguen siendo parte del mercado, la tendencia actual y de futuro de estos protocolos, es que progresivamente van a ser reemplazados por sistemas basados en IEC 61850 y de manera mucho más masiva.

3.2.2 Consideraciones para la arquitectura del bus de estación

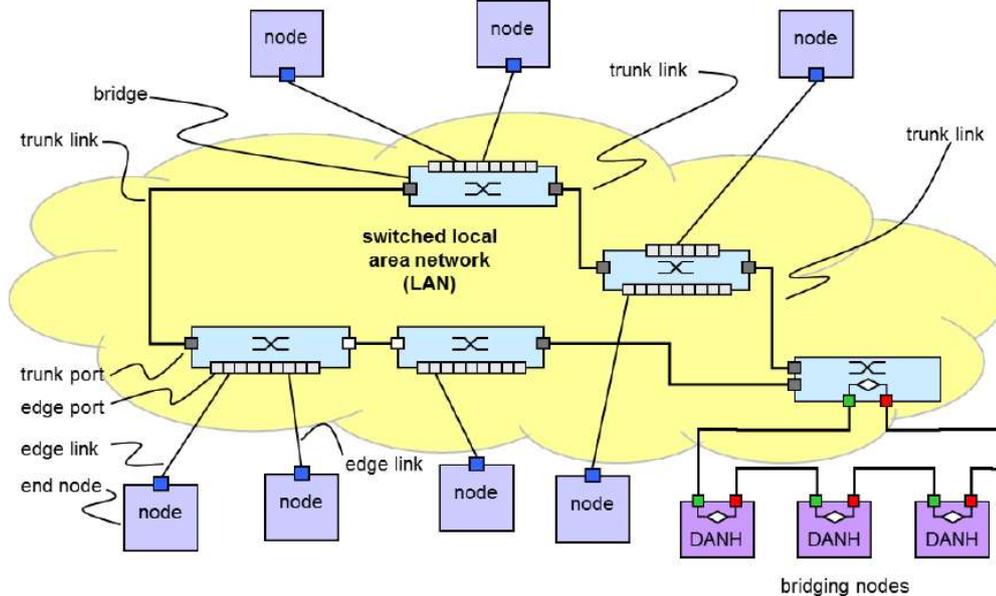
El estándar IEC 61850 permite la libre localización de funciones en los IEDs y por ello, soporta, múltiples integraciones de funciones, distribución de estas y arquitecturas del SAS. A pesar de que el estándar no define reglas particulares para la estructura de las comunicaciones, dependiendo de los servicios de comunicaciones, se pueden tener diferentes alternativas para cumplir los requerimientos de desempeño.

La topología de redes de IEC 61850 utilizan como tecnología las redes Ethernet. Las redes Ethernet son redes suicheadas que conectan nodos y suiches a través de enlaces punto a punto. Los nodos se conectan a la red a través de enlaces "edge" (borde) y los suiches se conectan entre ellos a través de enlaces troncales, que normalmente transportan más cantidad de tráfico por lo que requieren un mayor ancho de banda.

Los suiches son nodos puente que replican la información recibida en un puerto a otro, u otros, dependiendo de las configuraciones de filtrado aplicadas. Además, soportan las funcionalidades adicionales como sincronización de tiempo.

La latencia en la comunicación se incrementa con el número de suiches que se encuentren en serie, por eso la cantidad de suiches en la red es limitada. Protocolos como RSTP, limitan el número de suiches a cerca de 40.

Los enlaces físicos de la red pueden realizarse a través de cables de cobre o cables de fibra óptica. Los cables de cobre pueden tener restricciones a su uso por la compatibilidad electromagnética, y no es recomendable su uso en más de 100 m ni tampoco en ambientes con alta contaminación electromagnética como el patio de las subestaciones o fuera de gabinetes de control y protección.

Figura 3-2: Ejemplo de una red local Ethernet [12].

Los cables de fibra óptica recomendados para aplicaciones de 100 Mbits/s, son pares multimodo de 50/125 hasta 2.000 m de longitud, o pares monomodo hasta 10.000 m. Para aplicaciones de o 1 Gbits/s, se pueden usar los mismos tipos de fibra, hasta 550 m para fibras multimodo y 10.000 m para fibras monomodo.

Los conectores recomendados son tipo LC, y en redes redundantes se debe identificar cada red con colores de fibra: naranja para una red y azul claro para la otra; aplicaciones de HSR debe usarse fibras amarillas.

Como se detalla en el Anexo A, en lo referente a la red de estación y la red de proceso, el bus de estación normalmente transporta tráfico de mensajes GOOSE y MMS asociados a la supervisión y otros servicios. En estos casos, para efectos de diseño de la red, los valores de consumo de ancho de banda a considerar corresponden a los casos más críticos que podrían presentarse. Un mensaje GOOSE, es decir un GOOSE Application con sus Data Sets, cuyo tamaño depende de los parámetros configurados en el bloque de control de GOOSE, en un IED genera alrededor de 1 kbit/s en estado estable, y durante avalanchas genera alrededor 1 Mbit/s. Estas avalanchas generalmente se presentan durante maniobras o durante fallas que generan disparos, donde se activan muchas señales simultáneamente y se envían múltiples tramas de información. Lo anterior,

partiendo de mensajes GOOSE que comparten señales binarias asociadas a funciones de control, monitoreo, enclavamientos o protección (arranques y disparos). [13]

Los mensajes MMS más grandes, correspondientes al protocolo FTP, tienen tamaños de 1500 bytes, que corresponden a aproximadamente un tráfico de 60 Mbit/s. [12]

3.2.3 Consideraciones para la arquitectura del bus de proceso

Para la definición de la arquitectura del bus de proceso que se propone en este trabajo, es necesario presentar las características que definen el tráfico que allí se presenta y cómo influye en la definición de la arquitectura.

- Estructura de la información de SV.

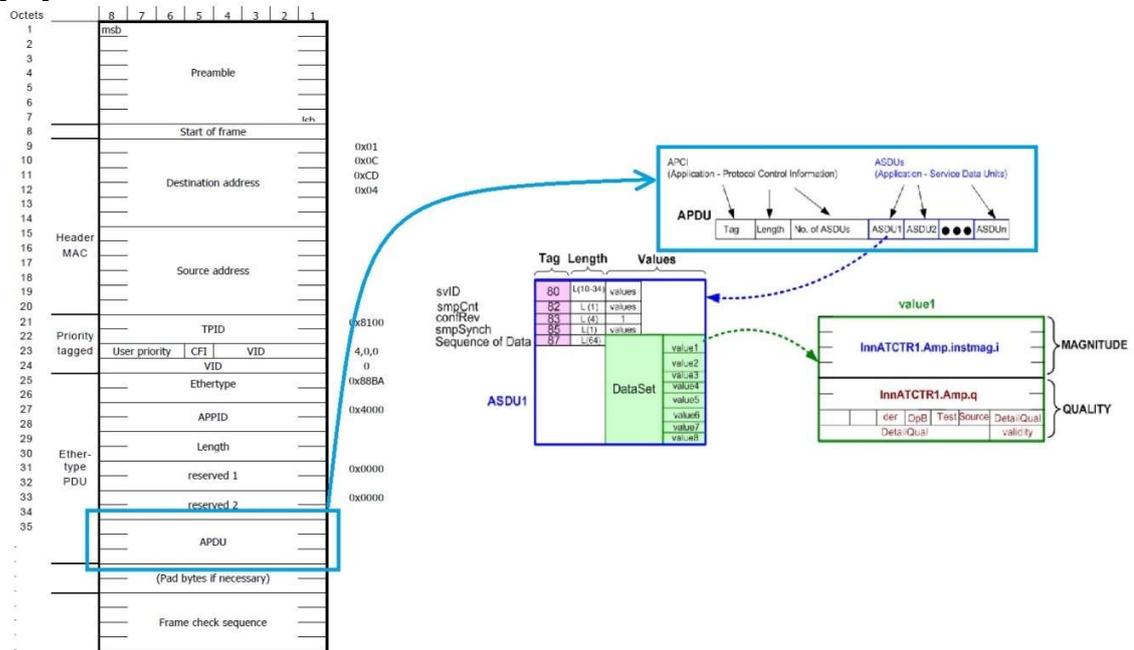
En el estándar IEC 61850-9-2 se especifica como los valores muestreados SV deben ser publicados sobre las redes Ethernet por las Merging Units o transformadores de instrumentación que tengan una interfaz electrónica.

En la guía de implementación de usuarios de UCA, llamada 9-2 Light Edition (LE) se reduce la complejidad y la dificultad de interoperabilidad, restringiendo los Data Sets que se transmiten en cada mensaje de SV. De manera similar, en el 2016, el estándar IEC 61869-9 estableció alternativas adicionales de cómo empaquetar los Data Sets en los mensajes de SV para diferentes frecuencias de muestreo.

El estándar IEC 61850-9-2 define cómo dentro del mensaje de SV sobre Ethernet, se entrega la información asociada a los valores muestreados. En términos generales, cada mensaje o trama Ethernet tiene un contenido particular definido por el estándar IEEE 802.1Q, y tanto la guía 9-2LE como el estándar 61869-9 define cómo se empaqueta la información muestreada en el mensaje Ethernet.

Las tramas Ethernet dentro de su contenido tienen bytes de involucramiento de trama, bytes de información de direcciones bytes de etiquetas y finalmente los bytes de la carga (payload), que es finalmente la información que se está enviando en la trama.

Figura 3-3: APDU, ASDU y Data Set de IEC 61850-9-2 en trama Ethernet [14] [15].



La guía 9-2LE establece un nodo lógico estándar que contiene hasta 4 señales de corriente y 4 señales de tensión, que se pueden publicar en Data Sets en SV Control Blocks de 80 o 256 muestras por ciclo. Para la opción de 80 muestras por ciclo, que se considera de aplicación típica para protección y supervisión, se define una estructura de trama ethernet con 1 ASDU. Para la opción de 256 muestras por ciclo, de aplicación para medida comercial de energía, se define una estructura de trama ethernet con 8 ASDU. [16] [14]

IEC 61869-9 va más allá en el perfil de comunicaciones que define, porque considera en el dispositivo lógico MU la posibilidad de tener combinaciones de señales como los establecidos en 9-2LE, y combinaciones de señales de corriente y tensión de acuerdo con las necesidades, hasta 24 señales en un enlace de 100 Mbit/s.

Las señales configuradas en las Merging Units bajo el estándar IEC 61869-9 establece las siguientes tasas de muestreo de las señales y el empaquetamiento en ASDUs de cada trama Ethernet, según la aplicación. Es de notar que IEC 61869-9 conserva la estructura de las tramas de 9-2LE para propósitos de compatibilidad.

Figura 3-4: Frecuencias de muestreo en tramas Ethernet y No. de ASDU por trama en IEC 61869-9 [17].

Digital output sample rates Hz	Number of ASDUs per frame	Digital output publishing rate frames/s	Remarks
4 000	1	4 000	For use on 50 Hz systems backward compatible with 9-2LE guideline.
4 800	1	4 800	For use on 60 Hz systems backward compatible with 9-2LE guideline, or 50 Hz systems backward compatible with 96 samples per nominal system frequency cycle.
4 800	2	2 400	Preferred rate for general measuring and protective applications, regardless of the power system frequency.
5 760	1	5 760	For applications on 60 Hz systems backward compatible with 96 samples per nominal system frequency cycle.
12 800	8	1 600	Deprecated, only for use on 50 Hz systems.
14 400	6	2 400	Preferred rate for quality metering applications, regardless of the power system frequency including instrument transformers for time critical low bandwidth d.c. control applications.
15 360	8	1 920	Deprecated, only for use on 60 Hz systems.
96 000	1	96 000	Preferred rate for instrument transformers for high bandwidth d.c. control applications.

Los Data Sets definidos en IEC 61869-9 contienen la misma estructura de los definidos en 9-2LE. Están compuestos por el dato del valor instantáneo de cada señal y su calidad:

InnATCTR1.AmpSv.instMag.i

InnATCTR1.AmpSv.q

InnBTCTR2.AmpSv.instMag.i

InnBTCTR2.AmpSv.q

InnCTCTR3.AmpSv.instMag.i

InnCTCTR3.AmpSv.q

InnNTCTR4.AmpSv.instMag.i

InnNTCTR4.AmpSv.q

UnnATVTR1.VolSv.instMag.i

UnnATVTR1.VolSv.q

UnnBTVTR2.VolSv.instMag.i

UnnBTVTR2.VolSv.q

UnnCTVTR3.VolSv.instMag.i

UnnCTVTR3.VolSv.q

UnnNTVTR4.VolSv.instMag.i

UnnNTVTR4.VolSv.q

Donde:

I es el identificador de señal de corriente

U es el identificador de señal de tensión

nn es la instancia del punto de medida que puede estar entre 01 y 99

El siguiente carácter (A, B, C, o N) corresponde a la identificación de la fase medida

TCTR es el nodo lógico de Transformador de corriente

TVTR es el nodo lógico de Transformador de tensión

El último carácter es la instancia del Nodo Lógico

Para los casos en que no se esté midiendo un variable de algún punto de medida incluido en Data Set definido en 9-2LE, por ejemplo, en la medida de una tensión monofásica, teniendo en cuenta que los Data Set contemplan el uso de un mismo LN, los atributos de calidad de las señales no asignadas estarán inválidos y dicha señal tomará el valor asignado por defecto

También es de destacar que el estándar IEC 61869-9 contempla la posibilidad de compartir tramas de SV con sólo corrientes, sólo tensiones o combinaciones de estos, hasta 24 diferentes señales (para el caso de aplicaciones de protección y supervisión). En estos casos, los Data Set tienen tantas variables como se defina en los códigos de variantes del perfil de comunicación.

Los códigos de variantes de establecen para facilitar la interoperabilidad. Se definen como:

$$F f S s I i U u$$

Donde:

f Es la tasa de muestreo de las señales expresadas en muestras por segundo

s Es número de ASDUs (muestras) que contiene el mensaje de SV

i Es el número de señales de corriente que contiene cada ASDU

u Es el número de señales de tensión que contiene cada ASDU

Por ejemplo, F4800S1I4U4, sería un código de variante que define un perfil de comunicación de 4800 muestras por ciclo, que empaqueta en la trama Ethernet en un ASDU, un Data Set con 4 señales de corriente y 4 señales de tensión.

Los fabricantes actuales de Merging Units han buscado cumplir la guía 9-2LE desde su publicación (más teniendo en cuenta que muchos de ellos participaron en su elaboración)

y, recientemente en lo presentado por IEC en estándar internacional 61869-9. Como, por ejemplo, se muestra a continuación en la especificación técnica de la Merging Unit de referencia 6MU85 de SIEMENS.

Figura 3-5: Compatibilidad de tipos de tramas para una Merging Unit del mercado (6MU85 de SIEMENS).

SIPROTEC 5 Merging Unit Functionality

Supported Sampled-Value Streams for 50 Hz and 60 Hz Rated Power Frequency			
Stream Type	Sampling Rate	ASDU	Analog Channels
IEC 61850-9-2 LE	80 samples/cycle	1	4 I, 4 V
IEC 61850-9-2 LE	256 samples/cycle	1	4 I, 4 V
IEC 61869-9	4000 Hz	1	Max. 32
IEC 61869-9	4800 Hz	1	Max. 32
IEC 61869-9	4800 Hz	2	Max. 32
IEC 61869-9	12 800 Hz	8	Max. 32
IEC 61869-9	15 360 Hz	8	Max. 32



NOTE

IEC 61869-9 limit of 24 analog channels is defined. This must be considered for third-party process-bus clients.

Fuente: SIPROTEC 5 Merging Unit 6MU85, V8.01 and higher, Manual

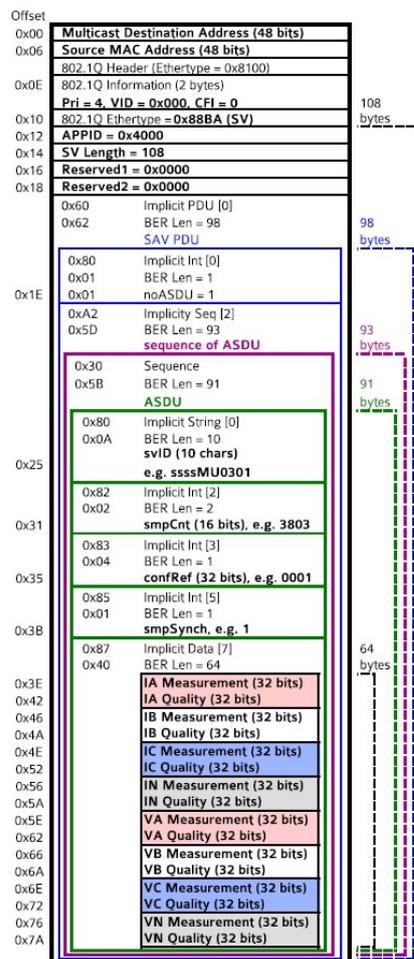
- Tamaño de los mensajes de SV.

Los mensajes de SV son transmitidos en la red a través de mensajes Multicast, identificados por su dirección MAC, el identificador de la VLAN y un identificador del mensaje. Al igual que los mensajes GOOSE, no se aplica un protocolo de retransmisión, y si se perdiese un mensaje, es reemplazado por el siguiente que llegue de manera exitosa. Como se presentó, existen mensajes de uso típico para supervisión y protecciones como lo son los definidos en la guía 9-2LE (mensaje de 4800 muestras por segundo, un ASDU por trama y un Data Set con 4 corrientes y 4 tensiones). Estos mensajes tienen un tamaño que define la estructura de la trama y su contenido. Para el ejemplo mencionado de la guía 9-2LE el tamaño de la trama es de aproximadamente 160 bytes.

Estos 160 bytes que en general tendrían cada mensaje de SV, se transmiten en aproximadamente 12 μ s en un enlace de 100 Mb/s; y para el caso de una frecuencia de 80 muestras por ciclo, es decir 4800 muestras por segundo, el porcentaje de ocupación del ancho de banda es de 6% aproximadamente: $(160 \text{ bytes} \times 8 \text{ bits} \times 4800 / 100 \text{ Mb/s}) =$

0.061). Para enlaces de 100 MBits/s la recomendación de la guía de ingeniería de redes del estándar IEC 61850 [12], es dejar por lo menos en cada ciclo de envío de información, espacio para mensajes más grandes que pueden ser MMS en protocolo FTP (puede estar cerca de 1500 bytes, que corresponde al 60% del ancho de banda a 4800 SV por segundo), por ello la recomendación de diseño para las redes del bus de proceso, es que se envíen como máximo 6 SV en un enlace de 100 Mbit/s.

Figura 3-6: Tamaños aproximados de componentes claves en una trama de SV definida en 9-2LE [18].



3.2.4 Redundancia de red

Redundancia de la red, para este trabajo, hace referencia a los protocolos de redundancia de la capa 2 del modelo OSI.

La redundancia en la red tiene como intención aumentar la confiabilidad de los sistemas, de manera que las fallas de equipos individuales o enlaces de comunicación individuales no afecten completamente la funcionalidad de los sistemas.

El incremento de la confiabilidad a través de redundancia implica duplicidad de equipos como suiches y enlaces de comunicaciones, que a su vez implican mayores costos de inversión y mantenimiento.

Existen muchos protocolos de redundancia de redes, los protocolos de redundancia recomendados en el estándar IEC 61850 se presentan a continuación y son definidos en el estándar IEC 62439.

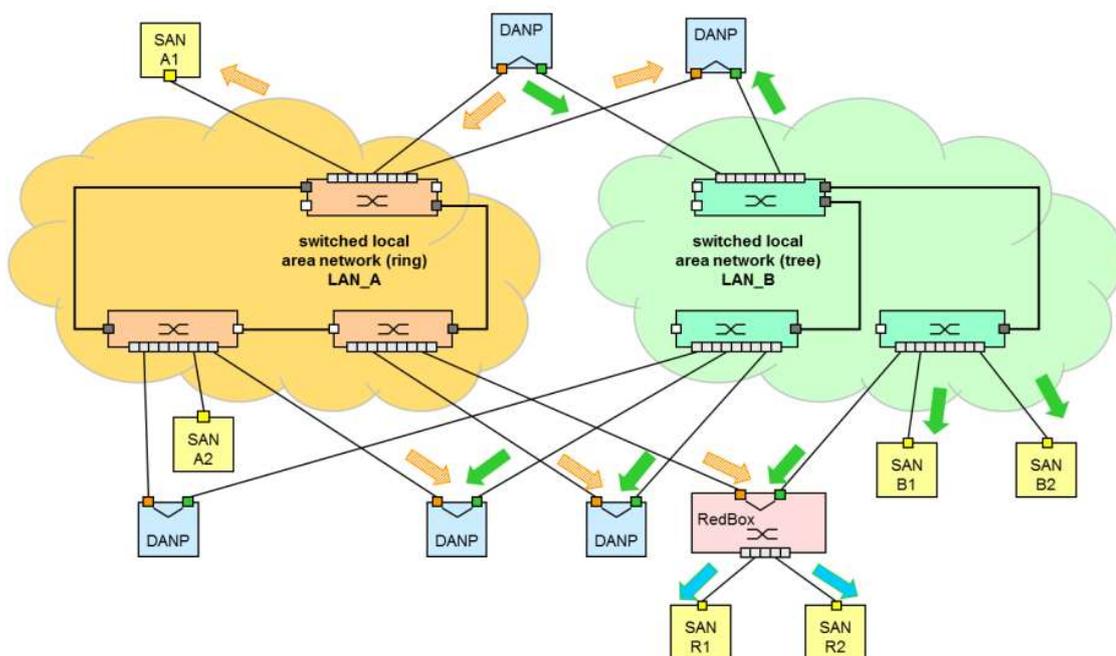
- Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP). El protocolo RSTP está definido para uso en redes enmalladas que puedan tener loops en sus comunicaciones. Este protocolo, estudia la red donde está aplicado y deshabilita de manera temporal enlaces de la red para prevenir que se queden mensajes circulando por la red de manera infinita copando el ancho de banda disponible. Es un protocolo que provee redundancia de enlaces de comunicación, pero no provee resiliencia contra fallas en los enlaces, o suiches de red. Este protocolo no provee tampoco recuperaciones inmediatas ante fallas de enlaces, aunque tiene tiempos de recuperación para muchas aplicaciones de bus de estación.
- Parallel Redundancy Protocol (PRP). Es un protocolo de redundancia de capa 2 en el cual se duplica la LAN, y ambas LAN operan de manera independiente y sobre cada una puede operar también RSTP. Los nodos que soportan PRP tienen dos puertos de comunicaciones, uno para cada red LAN. El dispositivo envía a cada red el mismo mensaje, en cuya trama se encuentra un identificador y un número de secuencia; el destinatario del mensaje recibe el primero que le llegue y descarta el siguiente basado en el identificador y el número de secuencia.
Al tener las tramas de los mensajes, estos indicadores y números de secuencia, los tamaños de los mensajes Ethernet son mayores; se debe tener especial cuidado

con suiches antiguos, para el uso de PRP debe validarse que los equipos usados soportan el protocolo.

La integración a las redes PRP de nodos de un solo puerto, que no soporten PRP se puede hacer conectándolos directamente a una de las redes, o si se quiere aprovechar la cualidad de redundancia, se pueden integrar a ambas redes a través de un RedBox.

El protocolo PRP provee redundancia con recuperación inmediata para la red ante fallas de enlaces y suiches.

Figura 3-7: Red con protocolo PRP aplicado [12].



SAN: Nodo de un solo puerto

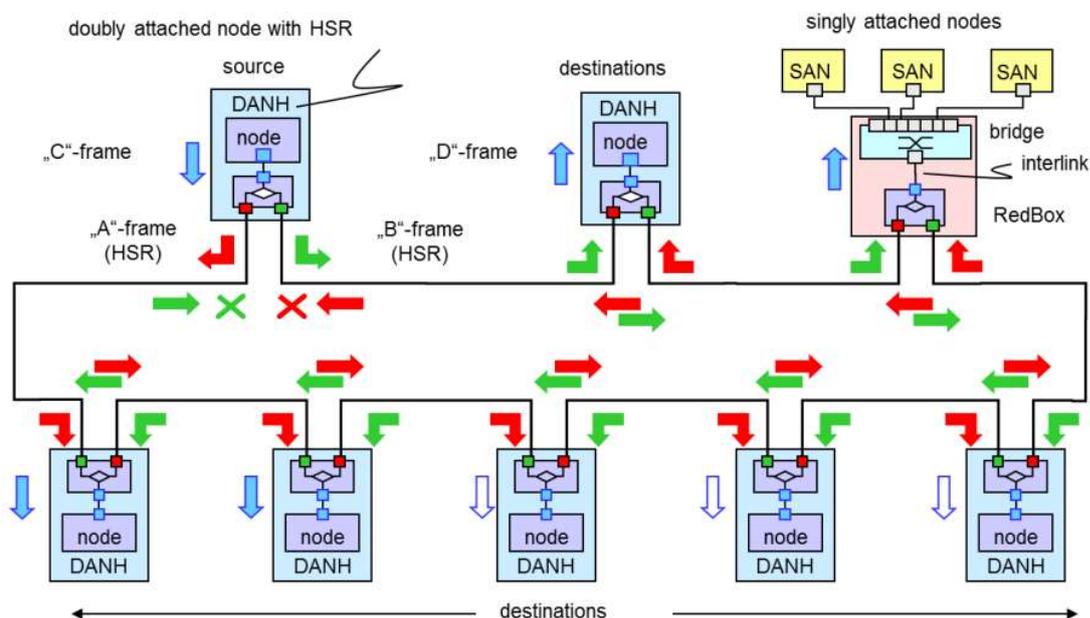
DANP: Nodos de doble puerto que soportan PRP

- High availability Seamless Redundancy protocol (HSR). El protocolo HSR provee redundancia con recuperación inmediata a través de tramas duplicadas, como PRP, pero a través de la conexión de nodos con doble puerto en una estructura en serie formando un anillo. Los nodos HSR envían mensajes duplicados por los dos puertos en direcciones opuestas, y el destinatario recibe los mensajes por ambos puertos.

Cualquier nodo con un solo puerto que requiera conectarse a una red HSR, debe ser integrado a través de RedBox.

Este protocolo ofrece economía en su implementación porque no requiere switches de red, pero puede tener limitaciones en el número de equipos dependiendo del ancho de banda consumido por el tráfico.

Figura 3-8: Red con protocolo PRP aplicado [12].



Es importante tener en cuenta que la IEC 61850-5 de 2013 establece como parámetro de disponibilidad requerido, que las comunicaciones para aplicaciones de bus de proceso y otras como protecciones de barras, deben tener como cualidad, que la red pueda recuperarse sin interrupciones, es decir que aplicar protocolos como PRP y HSR son muy buena alternativa.

3.2.5 Sincronización de tiempo

Para la obtención de una correcta secuencia de eventos en diferentes partes de los sistemas de potencia, es necesario proveer etiquetas de tiempo precisa en todos los IEDs que realicen cualquier tipo de reporte.

La sincronización de tiempo y la referencia de los relojes de los equipos dependen de la aplicación de la funcionalidad que se necesita implementar. Por ejemplo, los equipos de protección, registro de fallas y controladores en una subestación necesitan tener sus relojes internos sincronizados; esquemas de protección como diferenciales de barra distribuidos necesitan tener una referencia común entre unidades de bahía y unidad centralizada; aplicaciones como protecciones de área amplia que usan sincrofasores necesitan sincronizarse con una referencia de tiempo global.

Dependiendo de las aplicaciones, existen valores máximos, establecidos por el estándar IEC 61850, para la exactitud de la sincronización de tiempo, y se presenta a continuación.

Tabla 3-3: Clases de sincronización y su aplicación para etiqueta de tiempo y de muestreo [19].

Time synchronization class	Accuracy [μ s] Synchronization error	Application
TL	> 10 000	Low time synchronization accuracy – miscellaneous
T0	10 000	Time tagging of events with an accuracy of 10 ms
T1	1 000	Time tagging of events with an accuracy of 1 ms
T2	100	Time tagging of zero crossings and of data for the distributed synchrocheck. Time tags to support point on wave switching
T3	25	Miscellaneous
T4	4	Time tagging of samples respectively synchronized sampling
T5	1	High precision time tagging of samples respectively high synchronized sampling

Generalmente, la aplicación en subestaciones para indicación de secuencia de eventos se usa 1 ms, es decir, clase de sincronización T1.

Para aplicaciones como por ejemplo SV en donde un IED recibe los valores muestreados de diferentes Merging Units y debe hacer una comparación, suma digital o es una aplicación como una protección diferencial, estas tramas deben estar sincronizadas. El estándar IEC 61850-9-2 y la guía UCA IEC61850-9-2LE definen como exactitud necesaria del método de sincronización $\pm 1 \mu$ s [14], y las muestras publicadas por Merging Units deben tener una estampa de tiempo con clase de exactitud T4 según IEC 61850-5, que corresponde a $\pm 4 \mu$ s. Para servicios como MMS definidos en IEC 61850-8-1, la sincronización de tiempo recomendada es SNTP, sin embargo, por su exactitud, no es recomendable para clases de sincronización mayores a T1.

En la automatización de sistemas potencia existen muchos métodos de sincronización de tiempo que se pueden aplicar, sin embargo, estos valores de exactitud exigidos por el

estándar para asegurar la adecuada implementación de los servicios de bus de proceso, se logra con tres métodos de sincronización de tiempo que populares en sistemas de potencia, que son 1PPS (pulso por segundo), IRIG-B y PTP (Precision Time Protocol versión 2), definido en el estándar IEC 61588.

PTP es la alternativa más recomendada porque es de alta exactitud, $\leq 1 \mu\text{s}$, usa las redes Ethernet, es compatible con protocolos de redundancia y puede ser fácilmente adaptable en subestaciones donde algunos IEDs se sincronicen con protocolos o métodos anteriores sin exigir grandes adecuaciones.

PTP tiene los siguientes elementos relevantes:

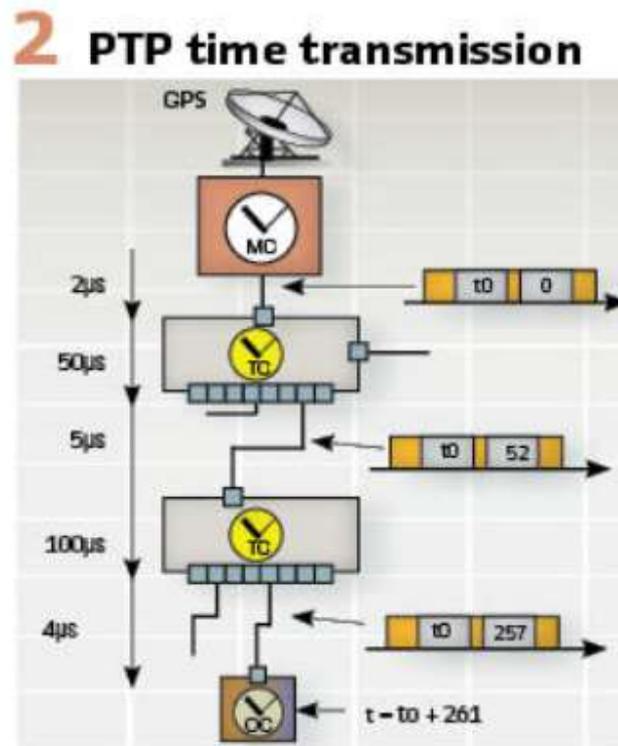
- Reloj Gran Maestro (GMC). Es el equipo con el reloj que controla el dominio de tiempo y que se conecta a la señal de referencia, que puede ser un GPS o un reloj atómico.
- Reloj Maestro (MC). Es el equipo que envía los mensajes de sincronización de tiempo en un subdominio, puede ser el mismo GMC.
- Relojes ordinarios (OC). Son generalmente los relojes que se requieren sincronizar, es decir, los esclavos. En algunas aplicaciones pueden ser también MC.
- Relojes transparentes (TC). Reenvían los mensajes de sincronización de tiempo corrigiendo el valor de referencia con el delay que puedan tener de procesamiento y el calculado de los enlaces. En general, los relojes transparentes son suiches. Cabe aclarar que no cualquier suiche es reloj transparente, deben ser suiches que cumplan el estándar IEC 61588 o IEEE 1588.

PTP opera en esquema de maestro-esclavo en el que el reloj maestro transmite la información de tiempo sin reconocer los esclavos que pueda tener. En la operación de PTP, el reloj maestro publica sobre la red (broadcast), cada segundo, un mensaje con el tiempo de referencia. El mensaje con el tiempo transita por la red y se ve sometido a retrasos por el tránsito a través de los enlaces de comunicaciones y por el tiempo de “residencia” en los suiches de red, es decir, el tiempo de procesamiento que el suiche usa para tomar la señal, procesarla y reenviarla.

Cada reloj del sistema calcula los retrasos del nodo siguiente a través de solicitudes de tiempo a su reloj vecino, el cual responde con una indicación del tiempo de recepción y de

respuesta; con esto, el reloj que envió inicialmente el mensaje calcula el retraso completo y reenvía el mensaje de sincronización de tiempo con la corrección correspondiente. En la **Figura 3-9** se presenta un ejemplo de la corrección de tiempo realizada por los relojes transparentes.

Figura 3-9: Corrección de tiempo en el protocolo PTP.



Tomado de: www.pacw.org - Precision Time Protocol profile for power utility automation Application

PTP admite redundancia de relojes maestros y usa un algoritmo de mejor reloj maestro (Best Master Clock Algorithm BMCA) que selecciona el tiempo reportado por el reloj maestro que mejor calidad de tiempo presente. Así cuando falla un reloj maestro, otro de respaldo puede asumir como señal de referencia.

En redes HSR se debe tener mucho cuidado en la cantidad de saltos que pueda dar la señal de sincronización, especialmente para las aplicaciones de PMU. En estos casos, los OC que soportan PTP actúan como TC, pero tienen un error que es incorregible, y en la arquitectura HSR puede haber muchos saltos que sumen al error total.

En redes PRP el protocolo PTP funciona muy bien porque permite conectar el reloj maestro a ambas redes a través de RedBox, o pueden también conectarse relojes redundantes de

manera independiente a cada red, aquí, el BMCA definirá qué reloj establece el tiempo de referencia de los relojes ordinarios. En PRP, la estimación de los retrasos es muy acertada, y no importa si la cantidad de saltos (suiches) en cada una de las redes es muy diferente.

El consumo de ancho de banda de los mensajes de sincronización de tiempo por PTP son muy bajos, y son comparables con el de los GOOSE en estado estable, aproximadamente 1 kbit/s [20].

3.2.6 Control de tráfico

De acuerdo con lo que se mencionó en 3.2.2 y 3.2.3, el flujo de datos de las redes depende de las implementaciones de servicios que se tengan, además de otros servicios que puedan haber en las subestaciones. El control del tráfico a través de la red es importante para asegurar la confiabilidad del sistema, previniendo colapsos de la red por saturación del ancho de banda o uso de la red por servicios no prioritarios, asegurando que este tráfico llegue a su destino en tiempos adecuados y cumpliendo con los niveles de desempeño esperados.

Para el cumplimiento de lo anterior es necesario asegurar cuatro cosas en general:

- Que el ancho de banda se mantenga suficiente para la transmisión de datos en las redes de proceso y de estación, es decir, prevenir la saturación de la red.
- Controlar la latencia de la red limitando los retardos de las comunicaciones.
- Cuando se transmita diferentes informaciones al tiempo por la red, y se demande muchos recursos del ancho de banda, debe darse prioridad a la información más importante o crítica.
- Transmitir por la red solo la información necesaria; por ejemplo, si un IED no requiere comunicarse con otro porque entre ellos no intercambian información, en la medida de lo posible se debe evitar el tráfico entre ellos. Esto se logra a través de filtrado de tráfico.

El tráfico típico de las redes de comunicaciones de las subestaciones se presenta en la **Tabla 3-4**, y en IEC 61850-5 se establecen los niveles de desempeño esperado, que hace referencia al tiempo de transferencia y la sincronización de tiempo. El tiempo de transferencia es el tiempo de transmisión completo que toma un mensaje desde su origen

hasta su receptor incluyendo el tiempo de manejo del mensaje (codificación y decodificación del mensaje).

Tabla 3-4: Trafico en las diferentes interfaces de los SAS [12].

Function Type/Message		Interface (Table 1)	Protocol	Max. delay ms	Bandwidth	Priority	Application
1A. Trip	GOOSE	3,8	L2 Multicast	3	Low	High	Protection
1B. Other	GOOSE	3,8	L2 Multicast	10 to100	Low	Medium High	Protection
2. Medium Speed	MMS	6	IP/TCP	<100	Low	Medium Low	Control
3. Low Speed	MMS	6	IP/TCP	<500	Low	Medium Low	Control
4. Raw Data	SV	4	L2 Multicast	4	High	High	process bus
5. File Transfer	MMS	6,7	IP/TCP/FTP	>1 000	Medium	Low	Management
6. Time Sync	Time Sync		IP (SNTP) L2 (PTP)		Low	Medium High	General Phasors, SVs
7. Command	MMS	6	IP		Low	Medium Low	Control

En la **Figura 3-10** se presentan las interfaces en la que aplican estos mensajes y en la **Tabla 3-5** se explican detallan cuáles son estas interfaces.

Figura 3-10: Niveles e interfaces en los SAS [19].

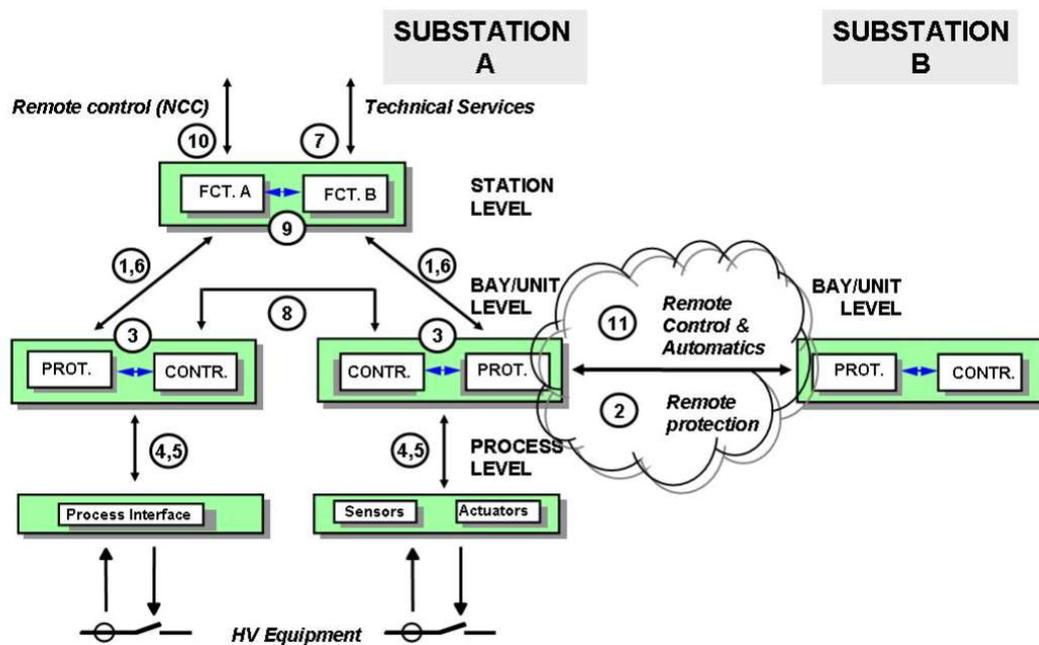


Tabla 3-5: Definición de las interfaces de SAS en 61850-5 [12].

IF	IEC 61850-5 Definition	Comment
1	Protection-data exchange between bay and station level	The SCADA Gateway / HMI is not involved in protection functions
2	Protection-data exchange between bay level and remote protection (outside the scope of this part of IEC 61850)	Tunnelled GOOSE defined in IEC/TR 61850-90-1
3	Data exchange within bay level	Relates to station bus
4	CT and VT instantaneous data exchange (especially samples) between primary equipment and bay level	Relates to process bus so are not considered for station bus
5	Control-data exchange between primary equipment and bay level	Relates to process bus so are not considered for station bus
6	Control-data exchange between bay and station level	Station bus to SCADA Gateway / HMI communications
7	Data exchange between substation (level) and a remote engineer's workplace	IED and SCADA Gateway / HMI configuration, monitoring from external like engineering PC
8	Direct data exchange between the bays especially for fast functions such as interlocking	Relates to station bus
9	Data exchange within station level	SCADA gateway / HMI communications
10	Control-data exchange between substation (devices) and a remote control centre (outside the scope of this part of IEC 61850)	SCADA gateway / HMI to control centre communications
11	Control-data exchange between substations, e.g. binary signals for interlocking or other inter-substation automatics	Substation to substation, see IEC/TR 61850-90-1

Para asegurar los anchos de banda necesarios, es necesario desde la ingeniería conceptual de las redes de las subestaciones, definir las arquitecturas, los protocolos de comunicaciones que se usarán para el intercambio de información y las señales que se deben intercambiar entre IEDs, de manera que los enlaces seleccionados entre IEDs y suiches y entre suiches cumplan con la capacidad de ancho de banda para la información a intercambiar (tráfico).

Para cumplir con los requerimientos de latencia que establece el estándar, se debe tener en cuenta todas las variables que agregan retrasos a los mensajes que trafican en la red, que son, la latencia introducida por los enlaces físicos de la red como cables eléctricos, cables de fibra o enlaces Wireless, que está dada en función de la longitud de los enlaces; la latencia introducida por cada retransmisión en los suiches, que está dada por el tamaño del mensaje que se transmite, la velocidad del enlace, y la prioridad del mensaje; y la latencia introducida por cantidad de suiches que deba atravesar el mensaje o la cantidad de IEDs en arquitecturas HSR. IEC 61850-90-4 [12] en su capítulo 11 muestra valores

útiles para que los usuarios puedan estimar las latencias de los mensajes en sus arquitecturas de red.

En cuanto a la priorización, como se muestra en la **Tabla 3-4** algunos servicios tienen mayor prioridad en la transmisión que otros, y esto debe tenerse en cuenta a la hora de las definiciones de ingeniería en los sistemas de comunicaciones para los SAS. Dicha prioridad permite que cuando múltiples mensajes se transmitan al tiempo en la red y puedan llegar a ocupar la totalidad de los recursos de ancho de banda, los mensajes con mayor prioridad sean transmitidos y los de menor prioridad queden en cola; por ejemplo, un mensaje GOOSE de disparo es más prioritario que un MMS de transferencia de archivos (e.g. descarga de un archivo COMTRADE), cuando ambos servicios sean requeridos al tiempo, el mensaje GOOSE será transmitido antes que la trama de MMS y ésta última quedará en cola.

Para realizar la transmisión de solo la información necesaria las recomendaciones es no usar la red de estación o de proceso para servicios que no hagan parte del tráfico natural necesario para la operación y el mantenimiento. Además, a través del uso de filtrado de tráfico en la red. Uno de los métodos más aplicados por su seguridad e integridad bajo intervenciones de la red, es el filtrado a través de VLANs (redes virtuales locales). El control de tráfico usando VLANs se usa para separar tráfico de información que se comparte en el mismo medio físico, por ejemplo, tráfico de gestión de IEDs de control y protecciones, tráfico MMS para IHM de subestación (supervisión) y tráfico de Sampled Values. El uso de VLANs no aumenta el ancho de banda, sino que optimiza su uso. Las VLANs son gobernadas por los suiches gestionables de la red, y se introducen en las tramas Ethernet IEEE 802.3 a través de un encabezado llamado VLAN Tag. [21] [22]

Los suiches normalmente soportan hasta 64 diferentes VLANs simultáneamente, aunque existen ahora algunos equipos capaces de soportar hasta 255 VLANs simultáneamente. Las VLAN tienen un identificador llamado VLAN ID que va desde el 1 hasta la VLAN 4095. La VLAN 1 es la VLAN por defecto; VLAN 0 es un caso particular que significa que las tramas no pertenecen a ninguna VLAN pero lleva una prioridad, se denominan tramas “priority tagged”; y la VLAN 4095 es reservada y no debe ser usada, normalmente es de uso interno de los suiches y se usa para designar tráfico inválido y es descartado.

Para el uso adecuado del filtrado de VLANs, se consideran los siguientes criterios para uso en las redes de estación y de proceso:

- Existirá siempre la necesidad de intercambiar información en la red que no hace parte de a servicios operativos en tiempo real de las subestaciones, pero se requiere para el mantenimiento, por ejemplo, gestión de IEDs de control y protecciones. Esta información son tramas estándar de Ethernet que no tiene etiqueta de VLAN y de esa forma ingresan en un puerto de acceso de la red en un suiche. Este tipo de tráfico, es necesario identificarlo con una etiqueta de VLAN de manera que se le pueda asignar una prioridad baja y no ocupe el ancho de banda que se requiere para servicios más críticos. En este caso entonces, es muy conveniente que se establezca desde la ingeniería una VLAN para este tráfico y los puertos de ingreso de estas tramas de información se configuren con un PVID que etiquete estas tramas y les asigne una prioridad baja a través del PPCP. Para este trabajo la llamaremos VLAN Base y se le asignará el ID 100.
- Todos los puertos de los suiches que se requieran para servicios comunes como la sincronización de tiempo, la gestión de los equipos (configuración), supervisión, etc. deben permitir el tráfico de la VLAN Base, por lo que se debe procurar que los puertos troncales incluyan esta VLAN en su configuración de tráfico permitido.
- El tráfico Multicast que hace parte de tráfico entre unos equipos particulares, no debe viajar por toda la red y debe “confinarse” en ciertos sectores de la red donde se encuentren dichos equipos. Por ejemplo, mensajes GOOSE de enclavamientos de una misma bahía, que no se requieren para otra bahía, deben ser confinados al sector de la red que interconecta el publicador y el suscriptor del mensaje, y no debe llegar a sectores de red que conecten IEDs de otras bahías. En este caso, el GOOSE Application usado debe etiquetarse en una VLAN que haga solo parte de dicho sector.

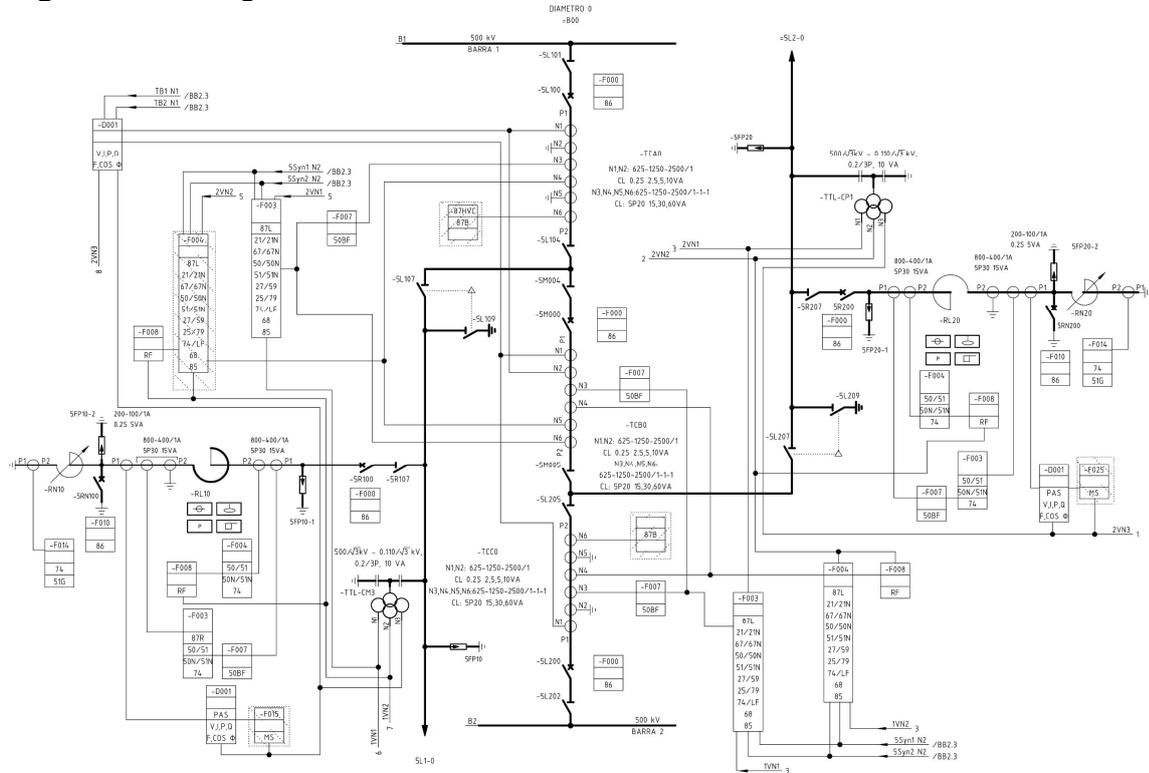
Para alcanzar lo anteriormente definido es necesario identificar y documentar toda la información que se requiere intercambiar en la red y asignar números de VLANs a cada tráfico con su respectiva prioridad siguiendo las recomendaciones la Tabla 3-4.

4. Dimensionamiento de equipos para una solución digital de control y protecciones basado en IEC61850

Teniendo en cuenta que uno de los objetivos de este trabajo es hacer un comparativo de costos de inversión de sistemas de control y protecciones bajo el estándar IEC 61850, se propone como caso de estudio uno donde se realice la digitalización de una subestación, es decir, que se parte de sistemas primarios exactamente iguales, como si se tratara, por ejemplo, de una renovación de sistemas de control y protección. Esto busca poder hacer una comparación directa entre los costos de inversión de soluciones convencionales versus costos de inversión de subestaciones digitales, y más adelante adicionar a la comparación los beneficios de subestaciones digitales como los expuestos en 2.1.

Así, el caso de estudio propuesto es la implementación de una solución de control y protecciones para la ampliación de una subestación de 500 kV convencional (aislada en aire), en configuración de interruptor y medio, ampliación de un diámetro de dos bahías de línea con compensación reactiva paralela en cada línea y con las exigencias normativas de Colombia. En la siguiente figura se presenta un diagrama unifilar del caso de estudio considerado.

Figura 4-1: Diagrama unifilar del caso de estudio.



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

La figura muestra la solución de control y protecciones convencionales para este sistema, donde se implementan de manera cableada todas las señales de proceso entre los equipos de potencia o equipos de patio, hasta los equipos de control y protección de nivel 1. Para esta solución, se tiene 27 equipos de Nivel 1 que se muestran en la **Tabla 4-1**.

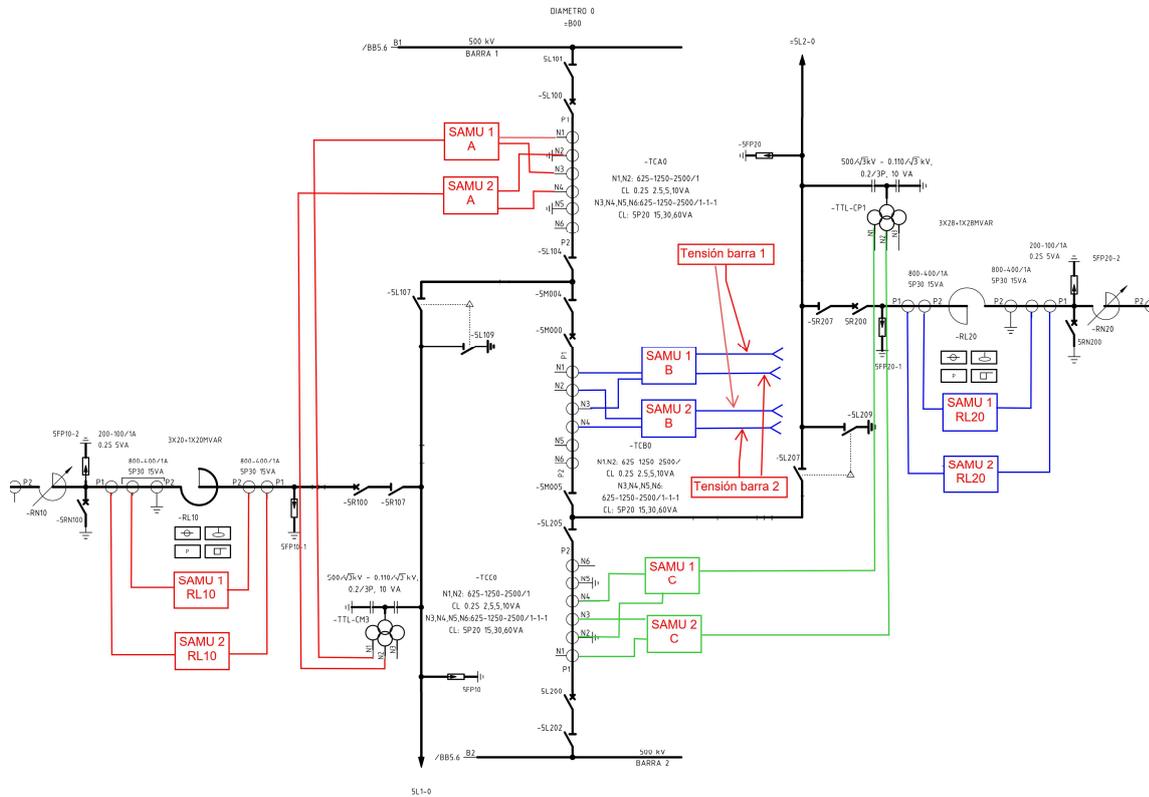
La solución digital presentada en este trabajo se trata de una propuesta de implementación de un bus de proceso digitalizando las señales analógicas y binarias que se cablean en la solución convencional a los equipos de control y nivel 1. Esta digitalización se realiza introduciendo en el sistema Merging Units independientes (Stand Alone Merging Units SAMU) que toman las señales en el patio directamente de los equipos y las entregan a los IEDs de Nivel 1 a través del bus de proceso.

Tabla 4-1: IEDs en el bus de estación para solución convencional del caso de estudio

Solución convencional		
	IEDs de control y protección de Nivel 1	Identificador
1	Controlador de diámetro 0 B00	-D001
2	Control de bahía reactor RL10	-D001
3	Control de bahía reactor RL20	-D001
4	Relé de mando sincronizado RL10	-F015
5	Relé de mando sincronizado RL20	-F025
6	Protección Línea 1 - L10	-F003
7	Protección Línea 2 - L10	-F004
8	50BF Corte A	-F007
9	Registrador de falla L10	-F008
10	50BF corte B	-F007
11	Protección Línea 1 - L20	-F003
12	Protección Línea 2 - L20	-F004
13	50BF Corte C	-F007
14	Registrador de falla L20	-F008
15	Protección principal RL10	-F003
16	Protección Respaldo RL10	-F004
17	50BF Bahía reactor R10	-F007
18	Protección RN10	-F014
19	RDF Bahía de reactor R10	-F008
20	Protección principal RL20	-F003
21	Protección Respaldo RL20	-F004
22	50BF Bahía reactor R20	-F007
23	Protección RN20	-F014
24	RDF Bahía de reactor R20	-F008
25	PMU Corte A	No presentado
26	PMU Corte B	No presentado
27	PMU Corte C	No presentado

La propuesta consiste en la instalación de una Merging Unit duplicada por cada corte, que tomará las señales de corriente y de tensión y las señales binarias de los equipos de cada corte, así como lo muestra la **Figura 4-2**.

Figura 4-2: Diagrama unifilar del caso de estudio con la propuesta de digitalización.



- SAMU 1 A: Se cablean a este equipo las señales de corriente de las tres fases desde núcleos de protección y de medida del corte A. Las señales de tensión trifásicas de la derivación, y todas las señales binarias de los equipos de patio del corte A y de la derivación 1 (derivación entre corte A y B). Las señales de corriente se deben llevar al bus de proceso en clases de exactitud de medida y protección de acuerdo a lo presentado en 3.1.1, de manera que se utilice para las diferentes funciones de protección las señales provenientes de estos núcleos y para medida la proveniente de los núcleos de medida. De acuerdo con [17], para los valores muestreados de medidas para supervisión y funciones de protecciones, se sugiere el uso de frecuencia de muestreo de 4800 Hz, en este caso, esta Merging Unit transmitiría un SV para medida y uno diferente para funciones de protección, asociados a puntos de medida diferentes.

- SAMU 2 A: Se le llevan las mismas señales de la SAMU 1 A, las señales de corriente y de tensión deben llevarse desde diferentes núcleos de los CTs y los PTs para que la redundancia se aplique adecuadamente.
- SAMU 1 B: Se cablean a este equipo las señales de corriente de las tres fases desde núcleos de protección y de medida del corte B. Las señales de tensión trifásicas o monofásicas desde ambas barras, y todas las señales binarias de los equipos de patio del corte B.
- SAMU 2 B: Se le llevan las mismas señales de la SAMU 1 B, las señales de corriente y de tensión deben llevarse desde diferentes núcleos de los CTs y los PTs para que la redundancia se aplique adecuadamente.
- SAMU 1 C: Se cablean a este equipo las señales de corriente de las tres fases desde núcleos de protección y de medida del corte C. Las señales de tensión trifásicas de la derivación, y todas las señales binarias de los equipos de patio del corte A y de la derivación 2 (derivación entre corte C y B).
- SAMU 2 C: Se le llevan las mismas señales de la SAMU 1 C, las señales de corriente y de tensión deben llevarse desde diferentes núcleos de los CTs y los PTs para que la redundancia se aplique adecuadamente.
- SAMU 1 RL10: Se cablean a este equipo las señales de corriente de las tres fases desde núcleos de protección del reactor RL10, además todas las señales binarias de los equipos de patio de la bahía del reactor, señales binarias del reactor y del reactor de neutro RN10.
- SAMU 2 RL10: Se llevan las mismas señales de la SAMU 1 RL10.
- SAMU 1 RL20: Igual que la SAMU 1 RL10 pero para lo concerniente a su respectiva bahía.
- SAMU 2 RL20: Igual que la SAMU 2 RL10 pero para lo concerniente a su respectiva bahía.

Así, el dimensionamiento de equipos para la solución digital de control y protecciones, agregaría las Merging Units y los equipos asociados a la implementación de la red de proceso. En esta propuesta se mantienen los mismos equipos de nivel 1, buscando además del cumplimiento de los requisitos normativos, mantener niveles de redundancia y confiabilidad altos.

Tabla 4-2: IEDs en el bus de estación y de proceso para solución digital del caso de estudio

Solución digital	
	Equipo
1	Controlador de diámetro 0 B00
2	Control de bahía reactor RL10
3	Control de bahía reactor RL20
4	Relé de mando sincronizado RL10
5	Relé de mando sincronizado RL20
6	Protección Línea 1 - L10
7	Protección Línea 2 - L10
8	50BF Corte A
9	Registrador de falla L10
10	50BF corte B
11	Protección Línea 1 - L20
12	Protección Línea 2 - L20
13	50BF Corte C
14	Registrador de falla L20
15	Protección Principal RL10
16	Protección Respaldo RL10
17	50BF Bahía reactor R10
18	Proteccion RN10
19	RDF Bahía de reactor R10
20	Protección principal RL20
21	Protección Respaldo RL20
22	50BF Bahía reactor R20
23	Protección RN20
24	RDF Bahía de reactor R20
25	PMU Corte A
26	PMU Corte B
27	PMU Corte C
28	SAMU 1 Corte A Derivación 1
29	SAMU 2 Corte A Derivación 1
30	SAMU 1 Corte B PTs de barra
31	SAMU 2 Corte B PTs de barra
32	SAMU 1 Corte C Derivación 2
33	SAMU 2 Corte C Derivación 2
34	SAMU1 RL10
35	SAMU2 RL10
36	SAMU1 RL20

5. Dimensionamiento de arquitectura de SAS

5.1.1 Arquitectura del bus de estación

Para la arquitectura del bus de estación, se propone el uso de una arquitectura de doble anillo redundante, donde opere los protocolos RSTP y PRP.

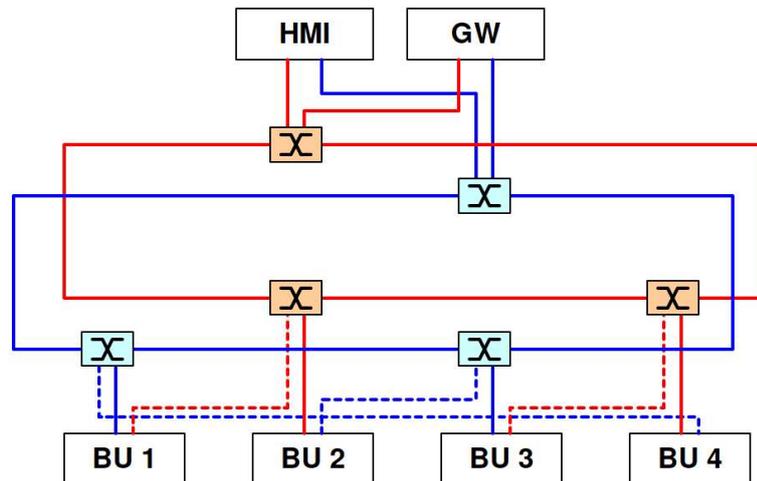
Las conexiones entre suiches de los anillos redundantes deben realizarse usando puertos con velocidad no inferior a 1 Gbit/s, esto asegura que el tráfico común y el tráfico entre bahías, se transmita en un ancho de banda es lo suficientemente amplio y pueda garantizarse reserva para futuras ampliaciones.

Se propone esta arquitectura por las siguientes razones:

- Es una arquitectura que ofrece redundancia a todo nivel, los equipos se encuentran conectados a dos caminos independientes de comunicaciones con los niveles superiores de control y con los demás IEDs. Ante falla de cualquier elemento de la red, ya sea suiches, cables, fibras, o puertos, la comunicación no se pierde.
- Los índices de confiabilidad de arquitectura de doble anillo redundante son superiores al 99.9% [23].
- Los tiempos de recuperación de esta arquitectura son inmediatos, y se asegura el cumplimiento de los niveles de desempeño para servicios críticos como GOOSE, siguiendo las recomendaciones y criterios de diseño de la red.
- A pesar de que no es la solución más económica, reportan altos índices de confiabilidad en comparación con otras arquitecturas [23] [24] y es una solución apta para subestaciones de alta tensión por su importancia en los sistemas de potencia interconectados.
- Para ser la arquitectura de mejor desempeño, tiene un adecuado balance entre costo de implementación si se le compara con la solución más básica que se pueden implementar en subestaciones [24].

- Es fácilmente expandible, se pueden insertar nuevos IEDs a los anillos o se pueden adicionar suiches a la arquitectura fácilmente.

Figura 5-1: Arquitectura de red para el bus de estación.



La red de estación se propone físicamente independiente a la red de proceso, con la intención de mantener la red de proceso completamente independiente de otros tipos de tráfico diferentes al necesario para la red de proceso, que debe limitarse a tráfico de SV, GOOSE y sincronización de tiempo. Esto permite administrar más fácilmente las redes y realizar cualquier tipo de intervención a futuro, además, teniendo en cuenta que la práctica actual de los SAS es la implementación convencional y bus de estación en subestaciones, tener estas redes independientes, permitirá implementar sin mayores contratiempos bahías o partes de las subestaciones con red de proceso y otras bahías con sistemas convencionales.

Para esta solución, se propone también, como opción para administrar mejor las redes, asegurar el desempeño y facilitar la implementación, que las comunicaciones horizontales entre IEDs de diferentes bahías se realicen en el bus de estación, esto incluye:

- Disparos de protección 87B, que deben dar disparos a múltiples interruptores de diferentes bahías.
- Disparos interbahías de protecciones de falla interruptor.
- Enclavamientos entre bahías.

Lo anterior permitirá, además, mantener una estandarización para simplificar diseños, encontrar fallas, preconfigurar sistemas y hacer seguimiento al desempeño de los sistemas.

Adicionalmente a esto, la red de proceso tiene un tráfico de alta prioridad que es crítico para la operación de subestaciones, puede ser bastante conveniente mantenerlo independiente de tráfico o de acceso que esté separado de los servicios esenciales que por allí se transportan.

5.1.2 Arquitectura del bus de proceso

Para la arquitectura del bus de proceso, se propone el uso de una arquitectura de doble anillo redundante, donde opere los protocolos RSTP y PRP, exactamente igual a la definida para el bus de estación. Con las mismas justificaciones, principalmente por su alto valor de confiabilidad y la cualidad de recuperación inmediata, por la criticidad de la información que se transporta por la red de proceso.

Teniendo en cuenta que esta red tiene una demanda de ancho de banda más alta que la red de estación, es muy conveniente tenerla completamente aislada de otros tráficos. Sin embargo, como hay servicios que son comunes para ambas redes, es necesario que en algún punto se requieran unir, por ejemplo, para los mensajes de sincronización de tiempo y para la gestión remota de IEDs a través de computadores de gestión.

En estas interconexiones entre red de estación y de proceso debe implementarse un control de tráfico usando VLANs que evite tráfico indeseado entre las redes.

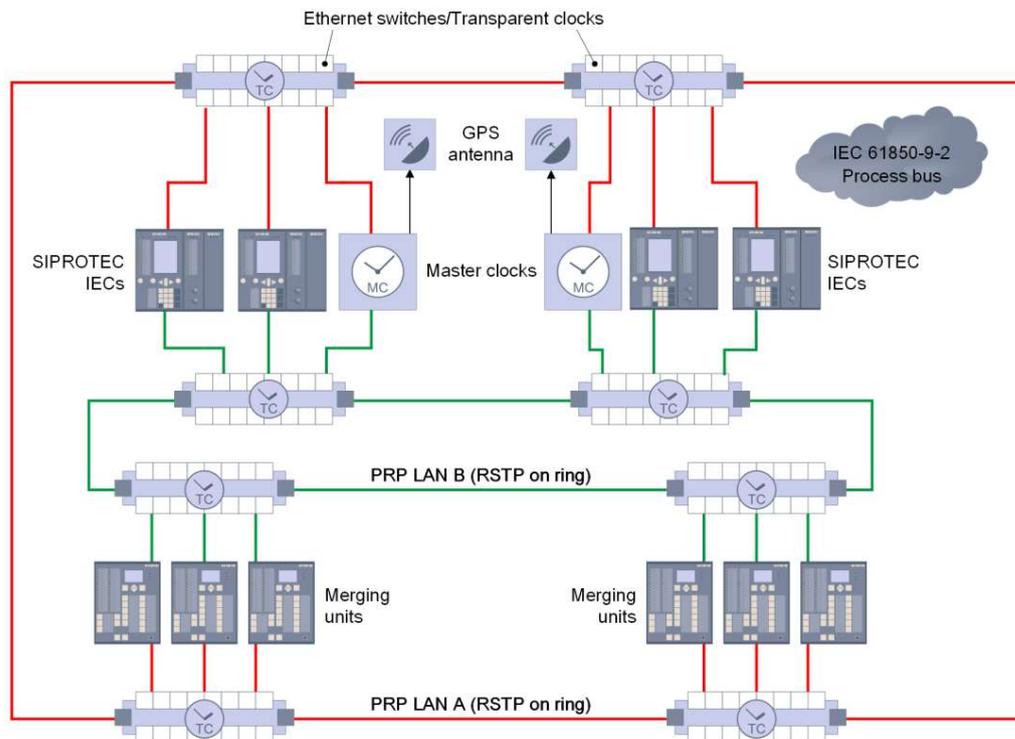
5.1.3 Sincronización de tiempo

Para cumplir lo requerido por los servicios aplicados en los buses de proceso y buses de estación, que se presenta en la **Tabla 3-3**, una de las opciones por su bajo error y facilidad de implementación es PTP. Es importante, debido a la criticidad de contar con muestras sincronizadas para la aplicación de servicios de SV, contar con respaldo de la sincronización de tiempo; en diferentes publicaciones se recomiendan esquemas donde PTP es el sistema de sincronización principal y se instala un respaldo a través de PPS o de IRIG-B. Sin embargo, estas soluciones requieren una implementación de una red adicional con cableado de cobre, donde se debe tener especial precaución con las longitudes de la red para asegurar la potencia de la señal y la compatibilidad electromagnética.

Se propone en este trabajo usar dos señales de sincronización de tiempo por PTP, con origen en dos MC (Master Clock) independientes, conectados a la red redundante de manera directa e independiente, buscando que la sincronización de tiempo se transmita de manera independiente en ambas redes de manera redundante. De esta manera se puede tener para toda la subestación un sistema de sincronización de tiempo, redundante y sin gastos adicionales en implementación de redes independientes.

La **Figura 5-2** muestra una arquitectura como la propuesta para una red redundante PRP, en este caso, red de proceso.

Figura 5-2: Arquitectura de redundancia de PTP propuesta.



Tomado de: SIEMENS SIPROTEC 5 Process Bus V8.03 and higher Manual C53000-H3040-C054-4

5.1.4 Control de tráfico

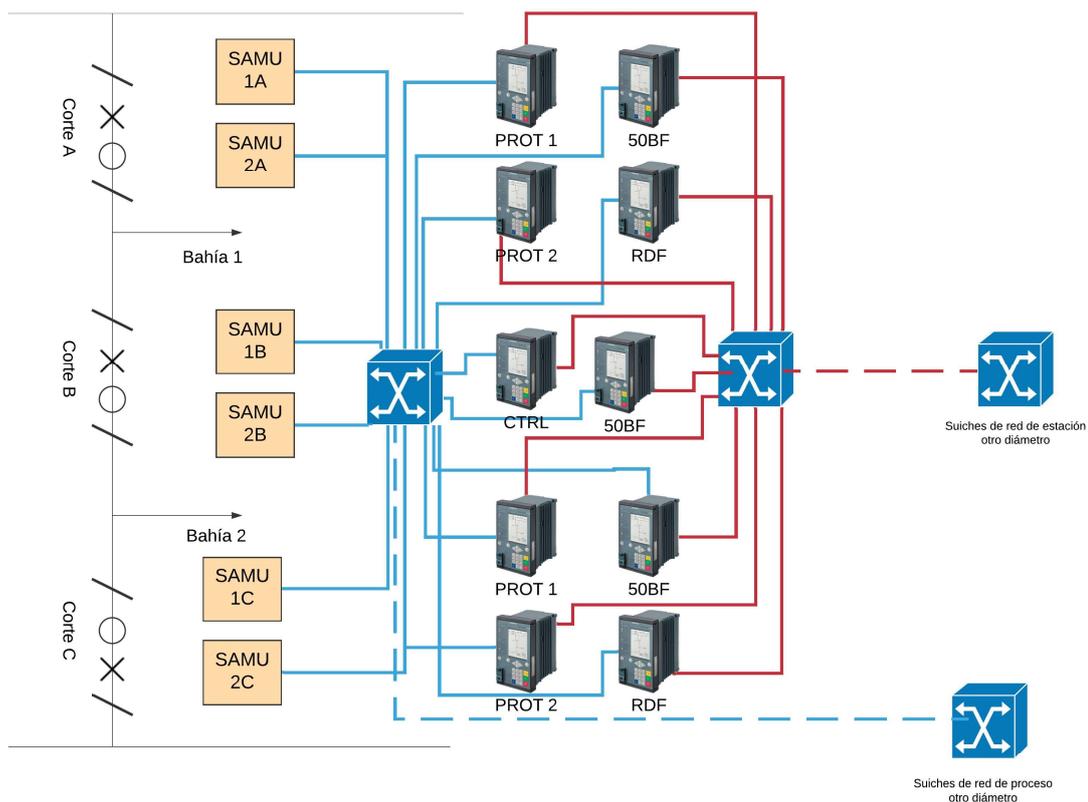
El método de control de tráfico propuesto para este trabajo, como se presentó en 3.2.6, es a través de filtrado por VLANs. En la etapa de ingeniería de los sistemas de control y protecciones, tanto para las redes de proceso como para las redes de estación, se deben

definir todos los servicios que se implementarán en cada red y para cada IED, y se debe asignar a cada GOOSE Application, y a cada SMV application una VLAN particular, de manera que estos mensajes Multicast no transiten por toda la red y se pueda evitar la saturación. Esto es bastante importante porque de esto depende la integridad de las redes y la confiabilidad de las subestaciones digitales.

A continuación, se presenta un ejemplo partiendo del caso de estudio presentado en 4.

Considerando las asignaciones de Merging Units por corte, recibiendo medidas de núcleos de CTs de protección y de medida, y señales digitales desde equipos de patio, como se muestra en la **Figura 4-2**; y siguiendo la arquitectura simplificada de la **Figura 5-3** Red azul corresponde a la red de proceso y la red roja corresponde a la red de estación).

Figura 5-3: Arquitectura de red simplificada para un diámetro del caso de estudio.



De acuerdo con la funcionalidad, por ejemplo, la Protección 1 de la Bahía 1 requiere para su operación, la corriente del corte A y el corte B para sumar estos valores y tener la

circulante por la bahía; esta información la podría obtener de la SAMU 1A o SAMU 2A y la SAMU 1B o la SAMU 2B. Para la conservación de la redundancia y asegurar que los enlaces entre los IEDs de nivel 1 y los suiches, que por lo general, para muchos fabricantes del mercado, son de 100 Mbits/s, se mantengan en los límites permitidos (ver 3.2.3), debe hacerse una asignación de cuáles mensajes de SV se intercambiarán entre las SAMU y los IEDs de nivel 1, así como los mensajes GOOSE.

Un ejemplo de las asignaciones de mensajes de SV para el caso de estudio se presenta en la tabla a continuación

Se considera, por ejemplo, que la SAMU 1A, debe publicar en la red un mensaje de SV con las tensiones y las corrientes de las tres fases, desde núcleos de protección, para para la protección 1 de la bahía L10, para la protección 50BF del corte A y para la protección de línea de la bahía L20 (este último caso aplica para la selección de tensiones de la función de sincronismo, cuando se requiere comparar la tensión de una bahía con la otra). Este mensaje Multicast es sólo requerido para los mencionados IEDs de Nivel 1 y no es necesario que se publique en otros puertos del suiche ni que se publique en otros puntos de la red. Por eso, se debe asignar a este mensaje de SV una VLAN que se asigna igualmente al PVMS (Port VLAN Member Set) del puerto del suiche donde se conecta la protección 1 de la bahía L10, para la protección 50BF del corte A y para la protección de línea de la bahía L20.

Cada color de la **Tabla 5-1** corresponde a una VLAN particular

Tabla 5-2: VLANs asignadas a cada mensaje de SV publicados desde las SAMU

VLAN 2
VLAN 3
VLAN 4
VLAN 5
VLAN 6
VLAN 7
VLAN 8
VLAN 9
VLAN 10
VLAN 11
VLAN 12
VLAN 13
VLAN 14

Los puertos que interconectan los suiches de la red PRP deben configurarse como troncales, y deben asignarse únicamente a las VLANs de mensajes que se requieran transmitir entre bahías, por ejemplo, en este caso, las VLANs 4 y 13, deben continuar por la red hasta llegar al suiche que conecte la protección diferencial de barras.

Estas mismas asignaciones deben hacerse para los mensajes GOOSE, y para el bus de estación.

Debe asignarse también una VLAN para el tráfico que sea común a todos los equipos (VLAN Base), por ejemplo, el tráfico broadcast como los son los mensajes de sincronización de tiempo, el tráfico de gestión de protecciones y de MMS. El puerto donde se conectan las IHM, Gateway, controladores de subestación, PCs de gestión, deben configurarse con un VLAN ID que corresponda con esta asignación de VLAN Base, para este trabajo se propuso usar la VLAN 100. Al asignar al puerto de ingreso de estos equipos un PVID con la VLAN Base, como cada mensaje de estos corresponde a tramas Ethernet no etiquetadas, cuando el mensaje ingresa al puerto del suiche será etiquetado por este con la VLAN Base y podrá fluir en la red y llegar a todos los equipos.

En la etapa de ingeniería debe asignarse el ID de las VLANs para estos mensajes y servicios, cada puerto de conexión de cada IED debe igualmente asignarse a las VLANs de mensajes que recibirá.

Llevando el detalle de estas asignaciones, se puede hacer una preconfiguración de la red y de esta manera, asegurar que la red se mantenga en valores adecuados de tráfico y cumpla los requerimientos del estándar. Además, proveer la documentación que ayude a intervenciones futuras, mantenimiento y ampliaciones.

Otro de los temas que es de suma importancia para asegurar el control de tráfico es la asignación de prioridades. Las prioridades se asignan en cada uno de los mensajes. Para las aplicaciones en sistemas de subestaciones las mayores prioridades se dan a los mensajes de SV y a los disparos. Por ello, IEC 61850 establece unas prioridades dependiendo del servicio, **Tabla 3-4**, y en este trabajo, para buscar este desempeño, se establecen las siguientes asignaciones de prioridad como se muestra en la **Tabla 5-3**.

Tabla 5-3: Asignación de prioridades por tipo de servicio y de mensaje

Clasificación prioridad	Asignación prioridad	Tipo de mensajes	Comentarios
Alta	7	GOOSE de disparo y SV	Cada SV y cada GOOSE application deben configurarse con esta prioridad. Los GOOSE application de disparo deben realizarse independientes de otros mensajes para que se puedan enviar con la prioridad correspondiente
Media alta	6	Sincronización de tiempo por PTP y GOOSE de protección	Los relojes PTP deben conectarse a puertos con PVID que asigne esta prioridad porque el mensaje no tiene la etiqueta de prioridad. Los GOOSE corresponden a arranques de protecciones, disparos transferidos.
	5	GOOSE de control	Enclavamientos
Media	4	MMS	Comandos de control, supervisión, medidas para el sistema de control
Media baja	3	MMS	Monitoreo de señales de alta latencia
	2	MMS y otras aplicaciones	Interrogación de equipos a través de computadores de gestión
Baja	1	Otras aplicaciones	
Mínima	0	Otras aplicaciones	

6. Documentación y mantenimiento en sistemas de control y protección digitales

6.1 Documentación

En etapas de ingeniería de proyectos convencionales de subestaciones, para control y protección, la documentación típica consta de la ingeniería básica que corresponde a diagramas unifilares con protecciones, diagramas de arquitectura de red y diagramas de principio, y la ingeniería de detalle, que corresponde a los planos de detalle secundarios de todos los tableros.

En la etapa ya de operación, después de construido, además de la ingeniería básica y de detalle, se documenta, además, manuales de operación, protocolos de pruebas y configuraciones de IEDs.

Para subestaciones digitales, teniendo en cuenta que esta aplicación, muchas de las señales que se intercambian entre equipos se encuentran digitalizadas, esta digitalización debe ser documentada, catalogada y con asignación de versión, que permita la consulta posterior y el análisis para actividades futuras como ampliaciones, así como para la operación y mantenimiento.

La documentación de subestaciones digitales debe incluir:

- Listado de asignaciones de direcciones IP. Estas direcciones deben estar en rangos y dominios privados y debe tener la capacidad suficiente para la cantidad de equipos de subestaciones. Se sugiere el uso del rango 192.168.0.0 hasta 192.168.255.255. Debe haber una asignación por cada puerto de cada IED, y la identificación de cada IED en el listado debe ser fácil de realizar. Es conveniente también dejar indicado a qué puerto de qué suiche se conecta cada IED.

- Documentación y versionado de configuraciones de IEDs en el formato de archivo de cada fabricante. A través de esta información, se posibilita el intercambio de equipos, por ejemplo, ante fallas, de manera rápida y segura, ya que, al asegurar las disponibilidades de stocks de repuestos, los cambios se centran en reemplazar, cargar la configuración de respaldo y poner en servicio nuevamente.
- Archivos de configuración de IEDs en formato del estándar IEC 61850, que puede ser en SCD o ICD, preferible el uso de SCD que incluye las comunicaciones entre los IEDs. Esta documentación es complementaria a la anterior porque hace parte de la configuración en el ambiente del estándar IEC 61850.
- Listado de VLANs programadas, su prioridad asignada, y cada mensaje programado para usarse en esta VLAN. Como se presenta por ejemplo en la **Tabla 5-1**, además esto ayuda a llevar un control de la cantidad de tráfico por cada enlace y así evitar programar más mensajes de los que pueda transmitirse en cada enlace sin sobrepasar los valores de desempeño requeridos.
- Listado de las configuraciones de todos los puertos de los suiches, donde se indique si fueron configurados como troncales o frontera, la asignación de VLANs para puertos troncales, el PVID, el PPCP de cada puerto.
- Respaldo de las configuraciones de los suiches. Tener un respaldo con el detalle de cómo se tienen configurados los suiches de red, en cuanto a asignaciones de prioridades, PVID, y demás configuraciones relevantes al desempeño de las redes, posibilita el intercambio de equipos, por ejemplo, ante fallas, de manera rápida y segura.
- Todas las señales digitales que intercambien los IEDs deben estar documentadas a manera de tablas o de planos. Esto permite que personal de operación y mantenimiento de las subestaciones, pueda identificar claramente qué señales se intercambian, bajo qué servicio, qué IED publica y qué IED se suscribe, la prioridad del mensaje y el data set al que pertenece.

6.2 Metodologías de pruebas y mantenimiento

Una de las ventajas de implementación de subestaciones digitales es el automonitoreo de los sistemas. La pérdida de una conexión de red, la mala calidad de un mensaje, la falla en procesamiento de un IED y casi todos los modos de falla de estos equipos electrónicos,

pueden supervisarse e indicarse automáticamente a los operadores para la toma de acciones correctivas.

Los sistemas cableados se reducen al mínimo y el uso de herramientas convencionales como multímetros y equipos de inyección de variables de corriente, tensión y binarias, se reduce sólo a esta parte del sistema. Nuevas herramientas se deben usar para las redes de estación y de proceso.

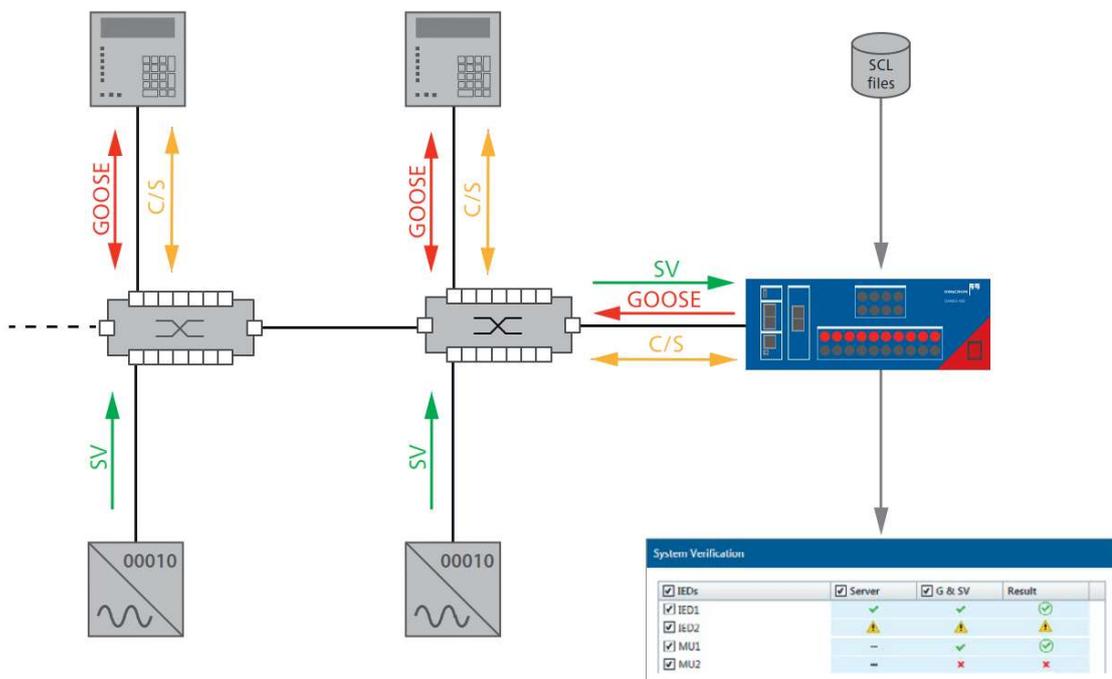
En base a lo anterior, las metodologías de pruebas y de mantenimiento cambian sustancialmente con el cambio de subestaciones convencionales a completamente digitales. Ya no es necesario hacer pruebas tradicionales de activación de funciones para ver si los sistemas se encuentran operativos, sino que se pueden realizar pruebas de establecimiento de condiciones de los sistemas para conocer su estado.

- Interfaz de nivel 0. Para esta parte del sistema, las pruebas de inyección de señales analógicas siguen siendo vigentes y permiten verificar la operatividad desde el origen de las Merging Units y de todo el sistema como si estuviera en servicio. Son pruebas recomendadas para la etapa de comisionamiento.
- Pruebas de bus de proceso. Para esta parte del sistema se deben hacer pruebas de dos formas. Una de ellas es haciendo inyección de valores muestreados y de GOOSE desde un equipo de pruebas especializado para ello, este equipo inyecta en la red los valores muestreados con las características de programación iguales a las de la Merging Unit, para operar sobre los equipos suscritos a sus mensajes. Estos mensajes pueden ser configurados en modo prueba para que no se realice operación sobre el sistema sino sólo indicación. Estas herramientas también permiten la simulación e “inyección” de mensajes GOOSE en la red. La otra forma de pruebas, se trata de una opción de monitoreo de red, donde a través de aplicaciones de análisis de redes, se puede monitorear el tráfico de red, verificar el estado de las variables y las señales que están llegando a cada IED. Este método se realiza conectando un equipo a la red y usando las opciones de Mirroring Port de los suiches, que hacen una réplica exacta del tráfico por un puerto para ver qué información se está transmitiendo por allí y así validar que todo lo programado está siendo transmitido adecuadamente. A través de esta opción se puede monitorear todo el tráfico: MMS de esquema cliente-servidor, GOOSE, SV y otros servicios. En

la **Figura 6-1** se presenta un diagrama de las aplicaciones de pruebas para bus de proceso y de estación.

- Pruebas de bus de estación. Para esta red aplica la misma metodología de pruebas usada para el bus de proceso sin la aplicación de SV.

Figura 6-1: Aplicación de pruebas de redes de estación y de proceso



Tomado de: OMICRON Brochure de product DANEEO 400

7. Análisis económico

El análisis económico para este trabajo se realizó considerando una comparación del caso de estudio en una aplicación de subestación convencional (con sólo bus de estación) y una aplicación de subestación digital. Esta comparación está hecha para los costos económicos de inversión para poner en servicio el proyecto, es decir, para el CAPEX y a nivel de sistemas secundarios. La implementación de subestaciones digitales trae beneficios económicos de CAPEX y de OPEX, y no sólo sobre los gastos secundarios, sino también unas reducciones considerables en las inversiones de obras civiles, las cuales fueron estimadas e incluidas en el ejercicio a continuación.

El ejercicio económico se realizó a través de comparar costos de mercado y experiencias de ISA INTERCOLOMBIA en implementaciones de subestaciones convencionales, en comparación con costos del mercado de soluciones digitales. Los valores se expresan en porcentaje de la inversión total.

A continuación, se presentan los suministros y servicios que se tendrían para una solución como la de la **Figura 4-1**.

Tabla 7-1: Valor en % de los suministros y actividades de control y protección para una subestación con sólo bus de estación

Suministros		Valor en % del total de la solución
1	Sistema de control Nivel 2 que incluye controladores de subestación, dos IHMs, PC de gestión y PC de ingeniería.	17%
2	Sistema de control de diámetro para configuración Línea - Línea	3%
3	Dos sistemas de control de un Banco de Reactores de línea	5%
4	Gabinetes de agrupamiento para el patio	1%
5	Sistema de protección de barras distribuida	7%
6	Dos sistemas de protección de Línea.	18%
7	Dos sistemas de protección de reactores de línea.	11%
8	Sistema de protección de diámetro	2%
9	Cables de cobre	4%
10	Cables de fibra óptica	1%
Servicios		
9	Tendido de cables multiconductores	1%
10	Tendido de cables de fibra óptica	0%
11	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas de control de reactores	4%
12	Montaje pruebas y puesta en servicio del sistema de control de diámetro	3%
13	Montaje pruebas y puesta en servicio de gabinetes de agrupamiento	1%
14	Montaje pruebas y puesta en servicio de sistemas de control de nivel 2 (IHM, Gateway)	3%
15	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas protección de las líneas	4%
16	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas de protección de los reactores	4%
17	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas protección de diámetro	1%
18	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas de protección de barras	3%
19	Montaje pruebas y puesta en servicio de red de estación	1%
20	Ingeniería de control y protección (Básica y de detalle)	6%
Total		100%

La solución digital de la **Figura 4-2** agregaría a la convencional, las Merging Unit en el patio, con su respectivo tablero intemperie y la implementación del bus de proceso como suministro, además de los siguientes ajustes:

- Reducción de la cantidad de cable de cobre que se requiere tender y suministrar, se ve disminuido en cerca del 80% [25], se usó para el cálculo un valor conservativo de 60% de reducción de cable de cobre teniendo en cuenta la solución propuesta requiere cableados a SAMU por corte.

- Aumento en la cantidad de cables de fibra óptica a suministrar y tender en aproximadamente 2 veces la solución convencional.
- Los IEDs de nivel 1 se ven reducidos en hardware en aproximadamente el 90% de su capacidad en entradas y salidas digitales. Sin embargo, en consultas con los fabricantes, se encontró que los costos no se reducen esa proporción sino en 30% aproximadamente porque se deben mantener las funcionalidades y se agrega una tarjeta de comunicaciones para integración a la red de proceso.
- La reducción de material menor para los gabinetes de control y protección alcanza el 80%, esto es cableado interior de los gabinetes, borneras, relés auxiliares, etc.
- Las actividades de ingeniería y de montaje se ven reducidas en la proporción en que se reducen los puntos de conexión. Como se mostró en 3.2, es aproximadamente el 40% de los puntos de conexión.

Como se ve en la **Tabla 7-2**, a continuación, la reducción de costos en el total, teniendo en cuenta lo agredo para la implementación de la red de proceso y las reducciones de nivel 1, es relativamente baja, sólo un 4%.

Tabla 7-2: Valor en % de los suministros y actividades de control y protección para una subestación digital

Suministros		Valor en % del total de la solución
1	Sistema de control Nivel 2 que incluye controladores de subestación, dos IHMs, PC de gestión y PC de ingeniería.	18%
2	Sistema de control de diámetro para configuración Línea - Línea	3%
3	Dos sistemas de control de un Banco de Reactores de línea	4%
4	Gabinetes de agrupamiento para el patio	1%
5	Sistema de protección de barras distribuida	5%
6	Dos sistemas de protección de Línea.	14%
7	Dos sistemas de protección de reactores de línea.	8%
8	Sistema de protección de diámetro	2%
9	Cables de cobre	2%
10	Cables de fibra óptica	2%
11	Merging Units en el patio para todas las bahías según caso de estudio	9%
Servicios		
12	Tendido de cables multiconductores	Menor a 1%
13	Tendido de cables de fibra óptica	1%
14	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas de control de reactores	4%
15	Montaje pruebas y puesta en servicio del sistema de control de diámetro	2%
16	Montaje pruebas y puesta en servicio de gabinetes de agrupamiento	1%
17	Montaje pruebas y puesta en servicio de sistemas de control de nivel 2 (IHM, Gateway)	3%
18	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas protección de las líneas	3%
19	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas de protección de los reactores	4%
20	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas protección de diámetro	1%
21	Montaje pruebas y puesta en servicio de los sistemas de protección de barras	2%
22	Montaje pruebas y puesta en servicio de red de estación	2%
23	Ingeniería de control y protección (Básica y de detalle)	5%
	Total	96%

Sin embargo, estos ahorros son superiores porque adicional a estos destacados, hay otros adicionales que tienen gran impacto, como son:

- Al tener digitalizadas las señales desde la Merging Units, el uso de casetas no es necesario, por lo que se puede prescindir de la construcción de casetas de relés en las subestaciones, reduciendo el espacio necesario de la subestación y las obras civiles. La construcción de una caseta de relés tiene un valor de aproximadamente el 13% de la solución completa de control y protecciones de un diámetro. Además, los beneficios a largo plazo se ven reflejados aquí porque no requieren instalaciones de iluminación, fuerza, ni sistemas de aire acondicionado.
- Las canalizaciones y cárcamos se reducen en gran proporción porque no se necesita tender tantos cables de cobre. El estimado de reducción de tamaño de canalizaciones y cárcamos, de acuerdo con experiencias de fabricantes, es del 60%, lo que representa en una reducción del costo de la construcción de cerca del 40% de su valor. Para el caso de estudio, que corresponde a un diámetro completo de una subestación de 500 kV, la construcción de cárcamos necesaria, susceptible de reducción con implementación de soluciones digitales, es de aproximadamente 300 m. La construcción de los cárcamos para llevar las señales secundarias de control y protección tiene un valor de aproximadamente el 29% de la solución completa de control y protecciones de un diámetro, es decir que el ahorro por reducción de cárcamos sería del 12% (40% de reducción en el 29% de los costos secundarios) de la solución completa de control y protecciones.
- Los tamaños de los equipos de Nivel 1 y la reducción en el material menor de los tableros de control y protección, hacen que los requerimientos de espacio sean inferiores, lo que facilitaría la integración de IEDs de control y protección por bahía en el mismo tablero, reduciendo a cerca de la mitad la cantidad de tableros necesarios y en espacio físico del edificio de control.
- Reducción en los sistemas de servicios auxiliares de AC y DC. Por ejemplo, en prácticas de usar sistemas de servicios auxiliares independientes en cada caseta de relés, se puede reducir a un solo sistema por subestación, reduciendo en gran cantidad equipos como bancos de baterías, tableros de distribución de AC y de DC, y cableado de fuerza. Para este caso de estudio, el criterio usado es que la ampliación debe tener asegurar la autonomía total de la subestación en los

sistemas de Servicios auxiliares y por eso no se considera reducción sino la inversión igual que en la alternativa convencional.

- Estas reducciones se traducen también en una reducción de la necesidad de material en las subestaciones, y derivan en menos requisitos de transporte, que al final reducen la huella de carbono de la implementación de subestaciones eléctricas de potencia.

Así, adicional al 4% en la reducción directa en las inversiones secundarias para implementar subestaciones digitales, se suma una reducción en el 13% por la no necesidad de construir una caseta de relés, y una reducción del 12% en la construcción de cárcamos basado en el valor final de la inversión para la subestación convencional.

En conclusión, la reducción de costos totales de inversión cuando se implementan subestaciones digitales es del 29% del valor total de los sistemas secundarios.

7.1 Recomendaciones

Los criterios definidos en este trabajo pueden ser de gran ayuda para la implementación de sistemas de control y protecciones en subestaciones digitales. Cada empresa de T&D debe establecer los criterios de diseño, operación y mantenimiento que aseguren el cumplimiento de los niveles de desempeño establecidos en la norma; los criterios aquí definidos plantean una solución particular basado en un caso de estudio, pero no es la única y puede no ser aplicable para sistemas conformados en diferentes arquitecturas o con exigencias regulatorias diferentes.

Este caso propuesto puede además ser fácilmente adaptable a otras aplicaciones del estándar IEC 61850 como lo son las comunicaciones entre subestaciones definidas en la parte IEC 61850-90-1. Donde a través de la instalación de enrutadores, con la adecuada configuración de la red se puede hacer estas implementaciones.

También, esta propuesta es aplicable a sistemas de monitoreo en las subestaciones, como pueden ser aplicaciones de monitoreo de equipos inductivos, de equipos de patio, de variables atmosféricas, y de aplicaciones IoT. Igualmente, para los sistemas de monitoreo, debe asignarse los niveles esperados de desempeño para definir las condiciones de configuración de red que aplican a la información que estos sistemas transmitirán.

Se deben establecer criterios de diseño para tener en cuenta las necesidades de ciberseguridad, que cumplan las exigencias regulatorias de cada gobierno, además de las recomendaciones de instituciones reconocidas como NERC CIP y estándares como IEC 62351.

8. Conclusiones

Los Sistemas de Automatización de Subestaciones modernos son esenciales para la operación de subestaciones eléctricas de distribución y transmisión; los SAS modernos se basan en tecnologías de comunicaciones digitales de vanguardia y sus funcionalidades han sido probadas por las empresas de T&D ampliamente. El estándar IEC 61850, cuenta con más de 10 años de vigencia y aceptación mundial en aplicaciones de sistemas para subestaciones, sus beneficios han sido validados en instalaciones en todo el mundo y todos los equipos modernos de control y protección para subestaciones son construidos cumpliendo este estándar.

Este estándar define los requerimientos de las subestaciones digitales cuyos beneficios para todo el ciclo de vida de los activos de subestaciones ha sido expuesto durante este trabajo.

Los sistemas propuestos y definidos por el estándar IEC 61850 son ampliamente flexibles, y las implementaciones se pueden hacer parciales o paulatinas, las empresas de T&D pueden aprovechar los beneficios al nivel que se considere conveniente, de acuerdo con las evaluaciones que se realicen en torno al balance costo beneficio de las implementaciones. Las definiciones de los sistemas a implementar dependen de las prácticas de las empresas de T&D, de la regulación que les aplique, de la importancia de las subestaciones en la red y de las estrategias de cada empresa.

Los beneficios que los sistemas propuestos pueden entregar se pueden lograr en nuevas instalaciones, así como también en instalaciones que sea sometidas renovaciones, ampliaciones o reposiciones por falla. La flexibilidad de los sistemas y del estándar IEC 61850 permite esta capacidad de adaptación.

Los cambios sustanciales a nivel de control y protección que se experimentan en la implementación de subestaciones digitales obligan a las personas especialistas del tema a realizar cambios grandes en la forma de realizar todo tipo de actividades, pasando por las etapas de ingeniería, montaje, operación y mantenimiento. Los conceptos de redes de comunicaciones para las subestaciones cobran gran relevancia y deben ser diseñadas con rigurosidad para alcanzar los niveles de desempeño esperados.

Los diseños y los montajes de subestaciones digitales deben dejar una documentación adicional a los planos y manuales tradicionales; adicional a esto debe documentarse detalladamente las configuraciones de los IEDs, de las redes de comunicaciones y de los criterios usados en el diseño.

Cualquier intervención de ampliación en subestaciones digitales implica revisar las condiciones y los diseños establecidos para las redes de estación y de proceso, que quedaron documentadas en la puesta en servicios.

El personal especialista en la operación y mantenimiento debe conocer muy bien la técnica de las redes de comunicaciones de las subestaciones, proveerse de herramientas que le permitan monitorear la red, su condición y su desempeño, además que le permitan probar los sistemas implementados. Ya no son únicamente aplicables las herramientas de inyección de señales binarias y analógicas, sino que se hace necesarias las herramientas digitales para pruebas de los sistemas a través de las comunicaciones. Esto representa una necesidad apremiante de procesos de capacitación intensivos para personal de las áreas de operación y mantenimiento de las de T&D, además de implementación de acciones orientadas a la gestión del cambio motivadas por la introducción de esta nueva tecnología, las nuevas herramientas, los métodos de pruebas y de mantenimiento.

Los costos de implementación de subestaciones digitales, tomando en cuenta el caso de estudio de este trabajo, alcanzan una reducción del 29% de los costos de implementación de sistemas convencionales. Además, existen ahorros adicionales como el tiempo de implementación, la reducción de requerimientos de obras civiles, las reducciones de espacios y la simplificación de actividades de operación y mantenimiento, que se maximizan en subestaciones nuevas. Estos ahorros justifican fácilmente la implementación de subestaciones digitales.

Los sistemas propuestos de subestaciones digitales son adaptables a tendencias futuras definidos en el estándar IEC 61850 y que hacen parte de prácticas de exploración modernas en el sector eléctrico como lo son los sistemas de monitoreo y de gestión de activos de subestaciones, las comunicaciones basadas en IEC 61850 entre subestaciones, así como aplicaciones de PMU y sistemas de protección de área amplia.

La implementación de subestaciones digitales es un gran reto de futuro para las empresas del sector eléctrico, los fabricantes de equipos, las empresas consultoras y las universidades, ya que estas implementaciones y el ciclo de vida de los activos, requerirá de una gran inversión en la mejora y transformación del conocimiento de las personas en estas tecnologías y sistemas. Normalmente las personas involucradas con sistemas convencionales de control y protección no tienen un conocimiento amplio en los softwares programación, herramientas de análisis de redes, ciberseguridad y en comunicaciones digitales como lo exige esta tecnología.

Otro de los retos importantes de las subestaciones digitales es que estas sean ciberseguras, es decir, que estén protegidas contra accesos no autorizados, tráfico de información no requerida y toma de información no autorizada. Las subestaciones digitales requieren estrictos seguimientos a recomendaciones de ciberseguridad establecidos por instituciones reconocidas, la certificación de que las prácticas son ciberseguras y la minimización de los riesgos para una operación segura de las subestaciones.

A. Anexo : Resumen del estándar IEC 61850

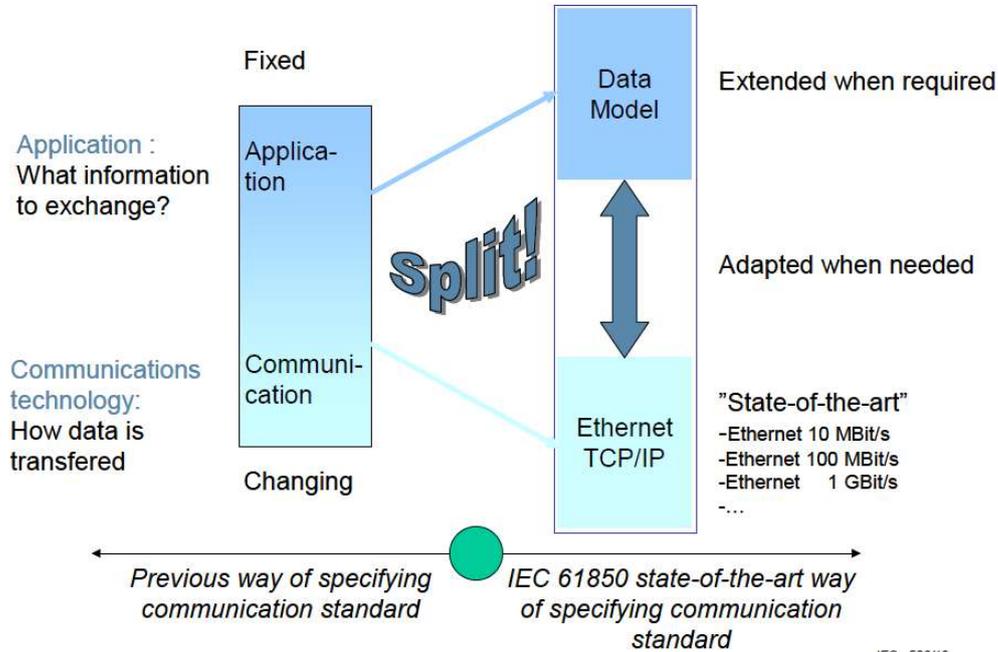
Para alcanzar los beneficios esperados de una solución estándar, se partió de que el IEC 61850 debía cumplir los requerimientos de hoy y del futuro para las comunicaciones y sistemas de las subestaciones, en otras palabras, buscaban que este estándar fuera “a prueba del futuro”, y esto fue lo que se asumió para las definiciones realizadas.

Modelo de objetos y de datos

Como se mencionó anteriormente, las funciones de las subestaciones no evolucionan al mismo ritmo que las tecnologías de comunicación y de equipos secundarios, para lograr la estabilidad en el tiempo que el estándar esperaba, se realizó una separación entre el modelo de objetos y, los datos y los servicios de comunicaciones de los protocolos.

Así, se logra mantener separadas las definiciones de funciones y las reglas (modelo de objetos), que tienen una evolución lenta en la aplicación en subestaciones, y las tecnologías de comunicaciones, que son los servicios de comunicaciones aplicados al modelo de referencia de 7 capas de OSI. [26] [27]

Figura A-1: División de IEC 61850 entre modelo de datos y los servicios de comunicaciones [28].



El modelo de objetos se basa en definir una nomenclatura de todas las funciones de la subestación, incluyendo las interfaces con equipos de patio y servicios de comunicaciones. Es decir, el modelo hace una virtualización de los equipos y funcionalidades de la subestación, que es común para cualquier IED que soporta el estándar, de manera que cualquier equipo pueda expresarse en términos de dicha nomenclatura y pueda ser entendido por otro IED que se comunica con el primero.

El modelo comienza con la definición de los dispositivos físicos. Un dispositivo físico es aquel que se conecta con la red. En cada dispositivo físico puede haber uno o varios Dispositivos Lógicos (LD), que son un agrupador de los Nodos Lógicos.

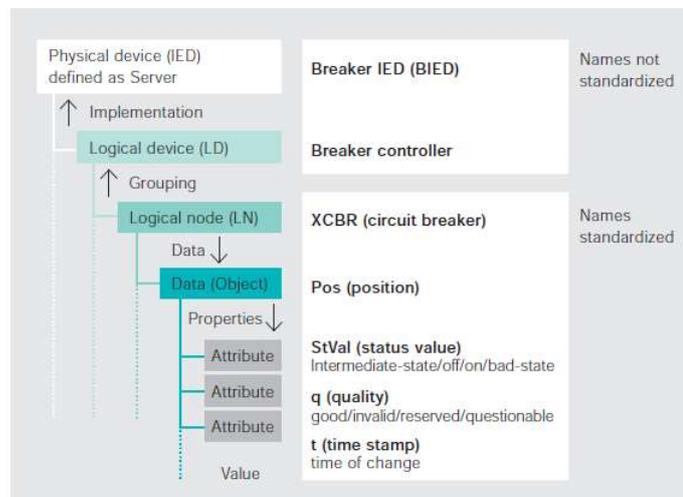
Los objetos básicos en el estándar se denominan Nodos Lógicos (LN), y el nombre de los LN hace referencia a la funcionalidad que representa. Un LN es un grupo de datos y servicios asociados, que está nombrado y lógicamente enlazado a una funcionalidad del sistema de potencia o de la subestación. La funcionalidad asociada a los nodos lógicos se identifica por la primera letra de su nombre; por ejemplo, los nodos lógicos que comienzan por "A" se refieren a controles automáticos, Control (C), funciones genéricas (G), Medición

(M), funciones de Protección (P), funciones relacionadas con protección (R), transformadores de Instrumentación (T), equipos de maniobra (X), transformadores de potencia (Y), entre otros.

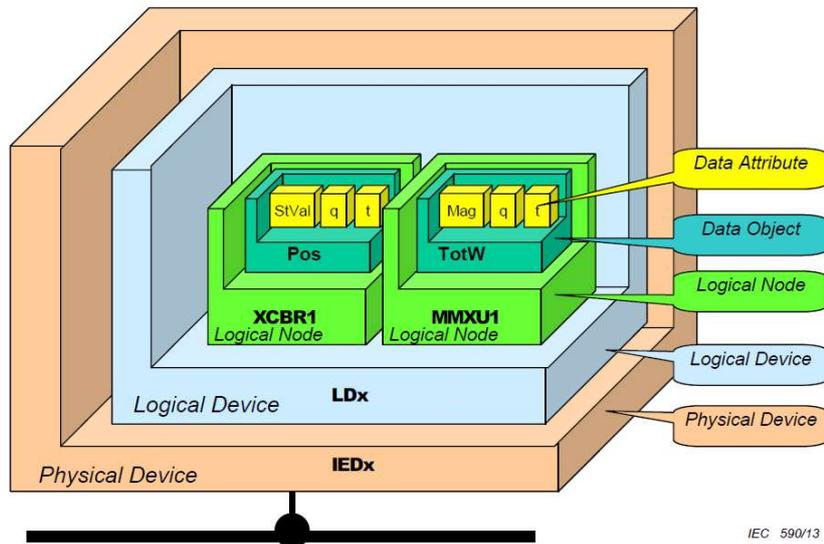
Los LN, además, para su identificación, tienen un sufijo que determina la instancia del nodo lógico, por ejemplo, un IED que controle dos interruptores en una subestación, tendrá seguramente un nodo lógico XCBR1 que representa datos del interruptor 1 y un nodo lógico XCBR2 que representa los datos del interruptor 2.

Cada LN contiene uno o más objetos de datos (data object), que contienen a su vez, atributos, que corresponden a un valor específico o una propiedad del objeto de datos. Cada elemento de datos tiene un nombre único y estos nombres de datos son determinados por el estándar y están relacionados funcionalmente con los sistemas de potencia o las subestaciones. La jerarquía del modelo de datos se presenta en la **Figura A-2**.

Figura A-2: Jerarquía del modelo de datos de IEC 61850 [3].



La **Figura A-3** presenta el modelo de datos y su jerarquía en un diagrama que define las partes del modelo y el contenido de cada parte.

Figura A-3: Modelo de datos de IEC 61850 [28].

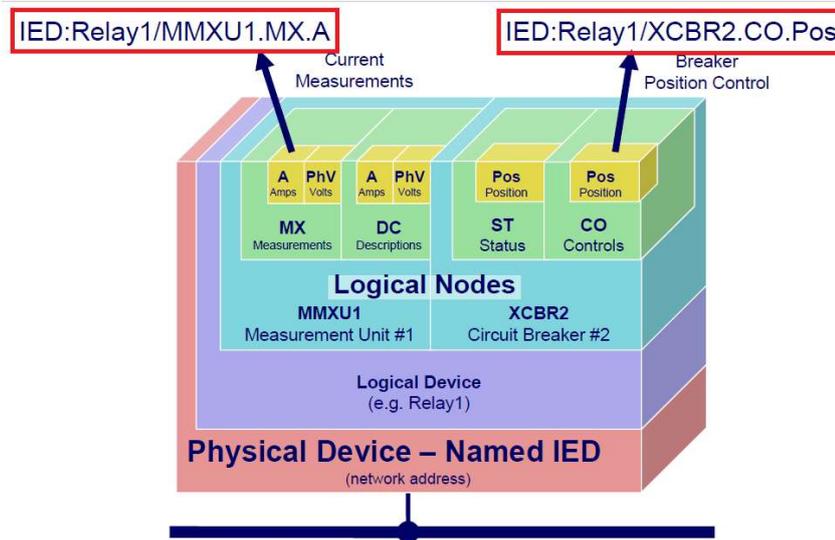
Cada elemento de datos dentro de un LN conforma la especificación de una clase de datos común (Common Data Class [CDC]). Cada CDC define el tipo y la estructura del dato dentro del LN, por ejemplo, existen CDC para información asociada a estado, a medidas, a estados controlables, ajustes análogos controlables, entre otros. Los CDC son agrupaciones de la diversidad completa de los atributos de datos.

Los atributos individuales de los CDC hacen parte de unos grupos que los definen por categorías, llamados Functional Constraints (FC). Los FC son los usos específicos de cada atributo. Por ejemplo, como se muestra en la **Tabla A-1**, para el CDC Single Point Status (SPS) hay FC con atributos de estado (ST), atributos de valor sustituido, (SV), de descripción (DC) y de definición extendida (EX).

Tabla A-1: Estructura del CDC de Single Point Status (SPS) [29].

SPS class					
Data attribute name	Type	FC	TrgOp	Value/Value range	M/O/C
DataName	Inherited from GenDataObject Class or from GenSubDataObject Class (see IEC 61850-7-2)				
DataAttribute					
<i>status</i>					
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	TRUE FALSE	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
<i>substitution and blocked</i>					
subEna	BOOLEAN	SV			PICS_SUBST
subVal	BOOLEAN	SV		TRUE FALSE	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV			PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV			PICS_SUBST
blkEna	BOOLEAN	BL			O
<i>configuration, description and extension</i>					
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	O
dU	UNICODE STRING255	DC			O
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLNDA_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLN_M
Services					
As defined in Table 18.					

En resumen, un ejemplo del modelo de datos puede ser: como dispositivo físico un IED como el presentado en la **Figura 1-9**; el modelo divide este dispositivo físico en dispositivos lógicos, un dispositivo lógico puede ser en la funcionalidad de relé de protección y otro dispositivo lógico puede ser como controlador de bahía. Los nodos lógicos son los grupos que representan una funcionalidad específica de la subestación, XCBR es el nodo lógico de un interruptor y representa la funcionalidad de dicho equipo. Los datos de objeto representan las variables que puede tener un LN, por ejemplo, POS es un objeto de datos que representa la posición del interruptor y un atributo de dato puede ser el valor de dicha posición (StVal), abierto o cerrado. Ver **Figura A-4**.

Figura A-4: Nombre de objetos y su correspondencia en el modelo de datos

Fuente: SISCO – “Insight in IEC 61850, What is it?”

Así, este modelo abstracto es aplicado a la pila del modelo de capas de OSI, dependiendo de la aplicación de servicios usada (ver 0), a través de una referencia única e inequívoca de cada elemento de datos en el modelo, que es fácil de entender y no necesita una decodificación para ello. Por ejemplo, un dispositivo lógico llamado “Relay1” que contiene un LN de interruptor XCBR1 para el cual se requiere determinar si el interruptor se encuentra en modo de operación remota o local, basta con leer el nombre del objeto, que sería como se muestra en la **Figura A-5**.

En conclusión, el enfoque de IEC 61850 es establecer los modelos de datos y objetos abstractos que definan un método estandarizado para describir las funcionalidades de sistemas de potencia y de subestaciones, permitiendo a los IED presentar datos utilizando estructuras idénticas que están directamente relacionadas con su función. **Figura A-9** presenta dicho enfoque.

Figura A-5: Estructura del nombre de objetos [30]

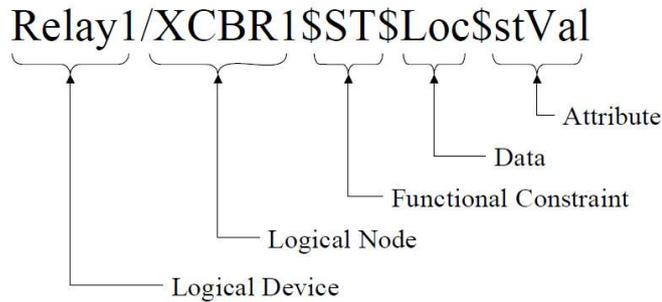
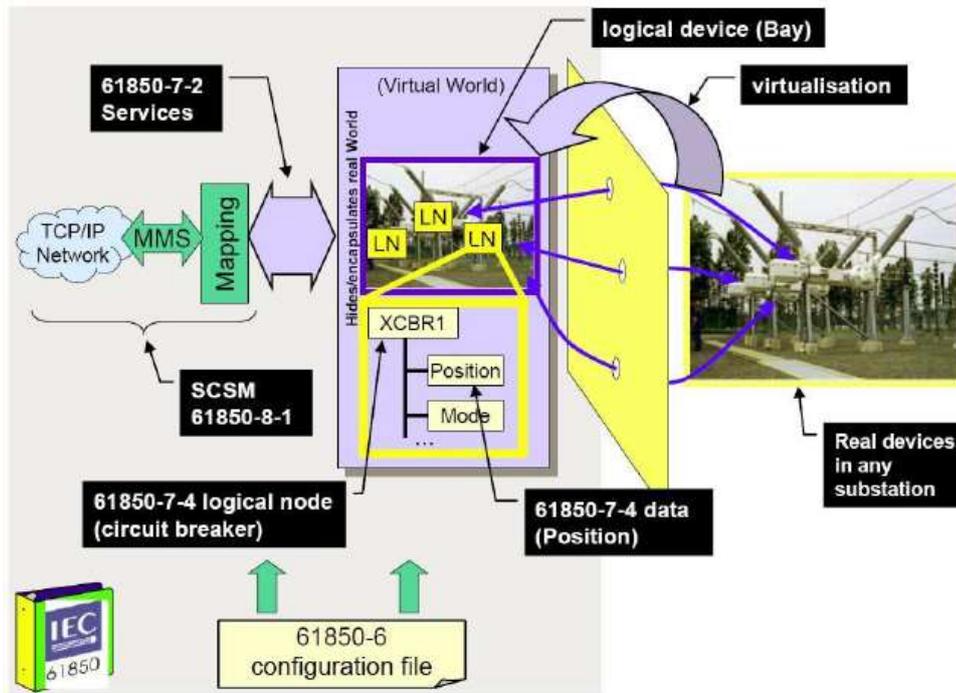


Figura A-6: Concepto del enfoque de modelamiento de equipos y funcionalidades [31]



Especificación de las comunicaciones

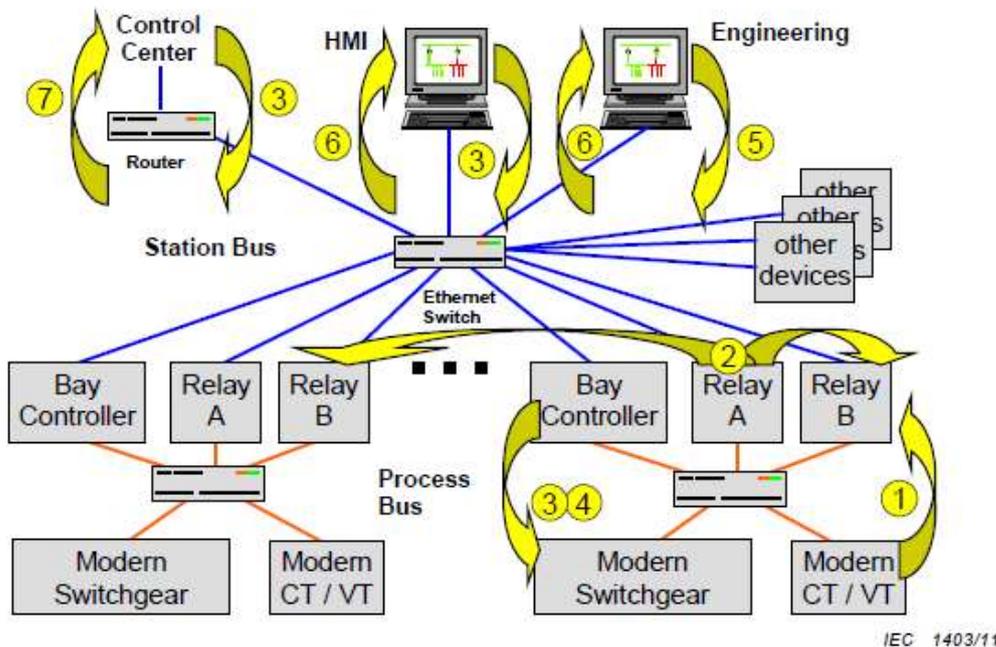
La interoperabilidad no solo requiere la estandarización del modelo de los datos de objetos, sino también el acceso a estos datos; por esto, IEC 61850 también estandariza los servicios aplicables.

IEC 61850 busca a través de las comunicaciones soportar las funciones de automatización de subestaciones como lo son:

- Intercambio de valores muestreados de CTs y PTs (1).
- Intercambio rápido de datos binarios para control y protección (2).
- Señales de control, por ejemplo, maniobras (3).
- Señales de disparo (4).
- Ingeniería y configuración (5).
- Monitoreo y supervisión (6).
- Comunicaciones con centros de control (7).
- Sincronización de tiempo.

Los números entre paréntesis en la **Figura A-7** se refieren a las funciones de SAS mencionadas en la lista anterior.

Figura A-7: Topología con las funciones de SAS que se soportan en las comunicaciones [31].



Los modelos de IEC 61850 de Interfaz de Servicio de Comunicación Abstracta (ACSI), definen un conjunto de servicios y las respuestas a esos servicios que permiten que todos los IED se comporten de manera idéntica desde la perspectiva del comportamiento de la red.

Los servicios más comunes y ejemplos de ellos son:

- Lectura: lectura de un dato, como puede ser por ejemplo un valor de un atributo.
- Escritura: por ejemplo, escribir el valor de un atributo de configuración.
- Control: control de equipos de maniobra.
- Reporte: Reporte de un evento con el cambio de un valor.
- Registro: Almacenamiento local de eventos con estampa de tiempo.
- Transferencia de archivos: Transferencia de archivos de registros oscilográficos, por ejemplo.
- GOOSE: Evento de Subestación Genéricos Orientados a objetos, es un servicio usado para transmisión rápida de información entre IEDs, en que el tiempo es crítico, por ejemplo, disparos, bloqueos, cambios de estado, etc.
- Valores Muestreados: Sampled Values (SV) es un servicio de transmisión rápida y sincronizada de paquetes con muestras de las señales de tensión y corriente medidas por un IED.

El modelo de datos es muy importante para asegurar la interoperabilidad, y debe ser aplicado a protocolos prácticos en su implementación, y que pueden operar dentro del entornos informáticos populares en el mercado eléctrico. IEC 61850 ha definido el uso de tecnología actual y popular en el mercado, aplicada al modelo de referencia OSI consistentes en Ethernet (capas 1 y 2), IP (capa 3), TCP (capa 4) y Manufacturing Messaging Specification MMS (capas 5 a 7). Los requisitos de comunicaciones para las subestaciones se cumplen por los perfiles de comunicación presentados en la **Figura A-8** y, la aplicación de los servicios a las diferentes capas del modelo OSI se presenta en la **Figura A-9**.

Cada perfil tiene una aplicación diferente y se establecen en una capa específica o un grupo de capas del modelo de referencia, además tienen diferentes tipos de mensajes en sus comunicaciones, que se presentan a continuación y se aplican a cada perfil como se muestra en la **Figura A-8**. Las clases de mensajes y sus desempeños son definidos en IEC 61850-5.

Tipos de mensajes:

- Tipo 1 - Mensajes rápidos: Son mensajes que contienen normalmente un código binario de datos, comandos o un simple mensaje, por ejemplo “disparo”, “cerrar”, “arranque”, “bloqueo”, etc. El IED que recibe el mensaje actúa inmediatamente con

la función asociada al mensaje. Hay dos tipos de mensajes rápido, los tipo 1A y los tipo 1B.

- Tipo 1A – Disparo: Es el mensaje rápido más importante en las subestaciones tiene mayores requerimientos de desempeño que el resto de los mensajes rápidos. Mensajes de enclavamiento, disparos transferidos y otras señales que sean relacionadas con funciones de protección, tienen los mismos requerimientos de desempeño. Su tiempo de transferencia está entre 3 y 10 ms.
- Tipo 1B – Otros: son mensajes rápidos asociados al SAS pero que no requieren el mismo desempeño que los mensajes de disparo. Por ejemplo, un enclavamiento de seguridad de un seccionador. Su tiempo de transferencia está entre 20 y 100 ms.
- Tipo 2 - Mensajes de velocidad media: Mensajes importantes, pero sin la exigencia de desempeño de mensajes rápidos. Por ejemplo, estados de un equipo. Su tiempo de transferencia debe ser menor a 100 ms.
- Tipo 3 - Mensajes de velocidad baja: Son generalmente mensajes complejos que requieren estampa de tiempo. Por ejemplo, medidas de variables eléctricas para IHMs, hacen parte de este tipo de mensajes. Su tiempo de transferencia debe ser menor a 500 ms
- Tipo 4 – Mensajes de datos sin procesar: En este grupo se encuentran los Valores Muestreados SV. Son mensajes con información sincronizada de paquetes con muestras de las señales de tensión y corriente medidas por un IED y se transmiten de manera muy rápida.
- Tipo 5 – Mensajes de transferencia de archivos: Este tipo de mensaje es usado para transferir archivos con gran cantidad de datos, por ejemplo, registros oscilográficos, ajustes, etc. Los tiempos de transferencia para estos mensajes no son críticos, por lo que no existe límite para ello.
- Tipo 6 – Mensajes de sincronización de tiempo: Estos mensajes son usados para sincronizar los relojes internos de los IEDs en los SAS; dependiendo del propósito, la exactitud requerida varía. No los tiempos de transferencia de los mensajes no se especifican, pero se tiene definida una exactitud esperada.

Figura A-8: Resumen de funcionalidades y perfiles de comunicación [32]

IEC61850 Profiles

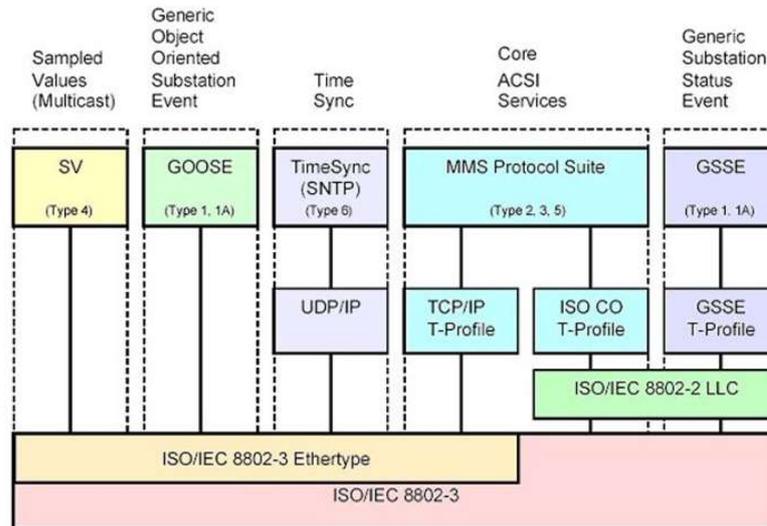
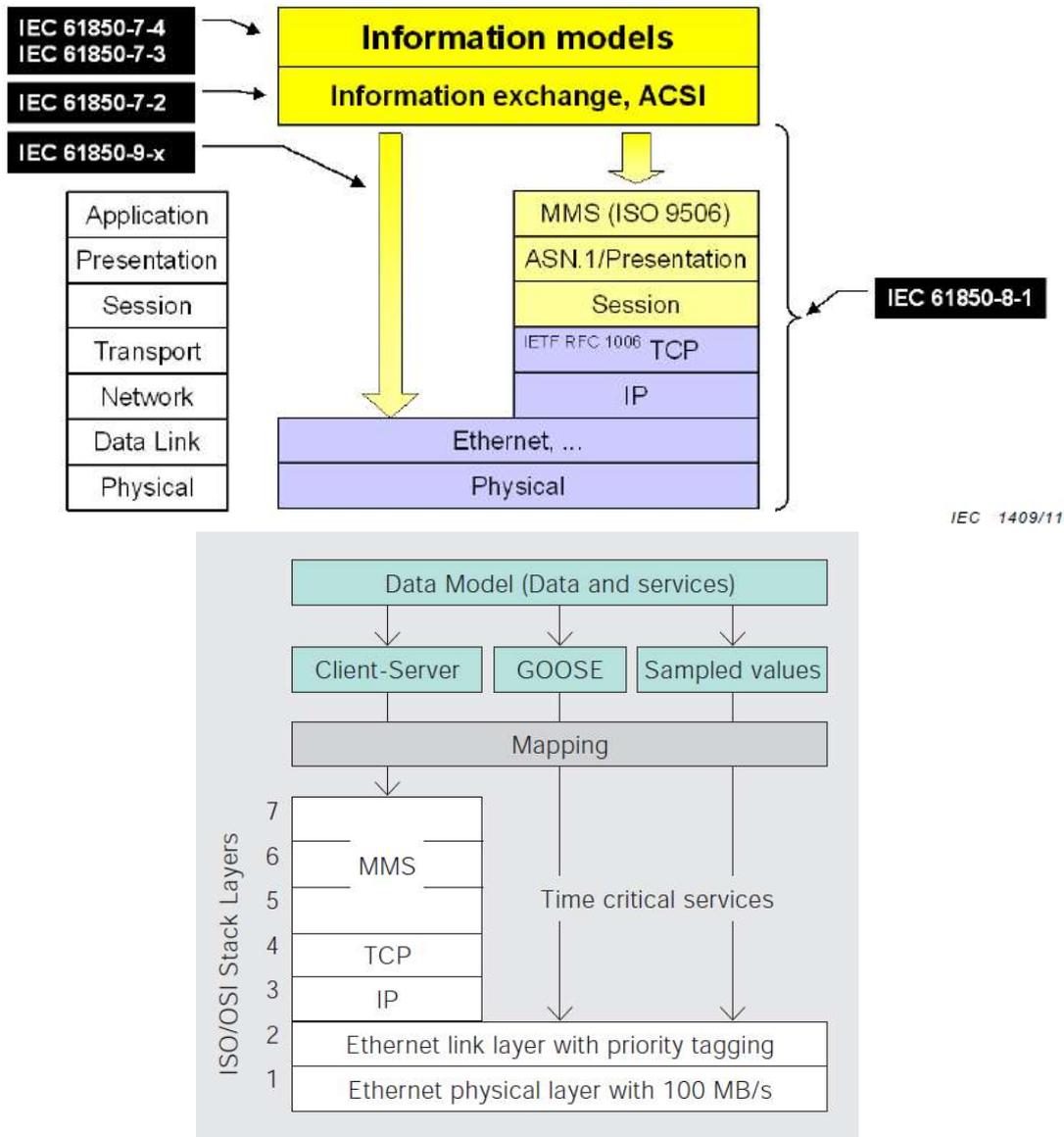


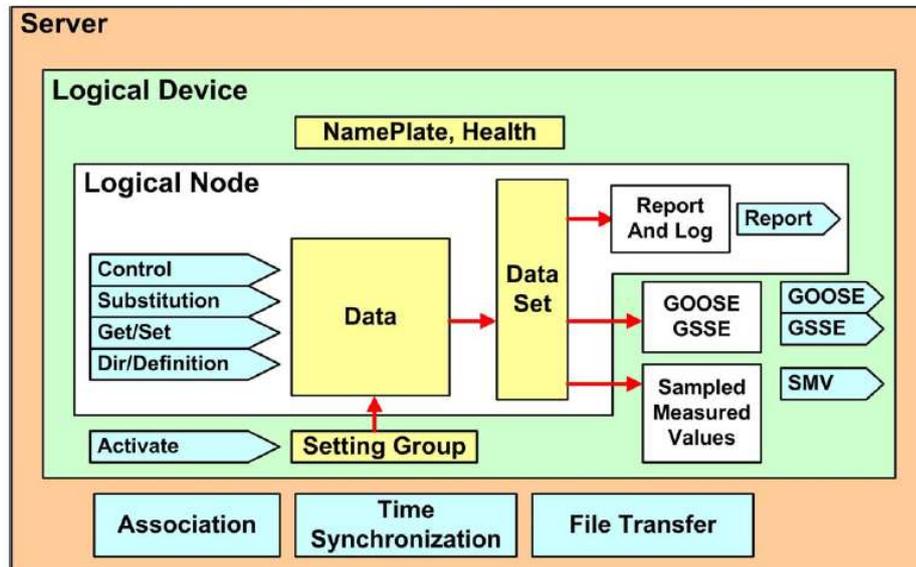
Figura A-9: Ejemplo de aplicación de comunicaciones al modelo de referencia OSI [3] [31].



IEC 1409/11

En resumen, IEC 61850 define una gran cantidad de servicios que operan sobre los objetos de datos y los LN. Estos servicios operan en diferentes capas del modelo de referencia OSI, usan diferentes interfaces de la red y usan diferentes tipos de mensajes para transmitir datos; en la **Figura A-10** se muestra como los servicios, que se soportan en las comunicaciones, se interrelacionan con el modelo de objetos y de datos.

Figura A-10: Nodos Lógicos, Dispositivos lógicos y los servicios de Comunicaciones [33].



Lenguaje de configuración

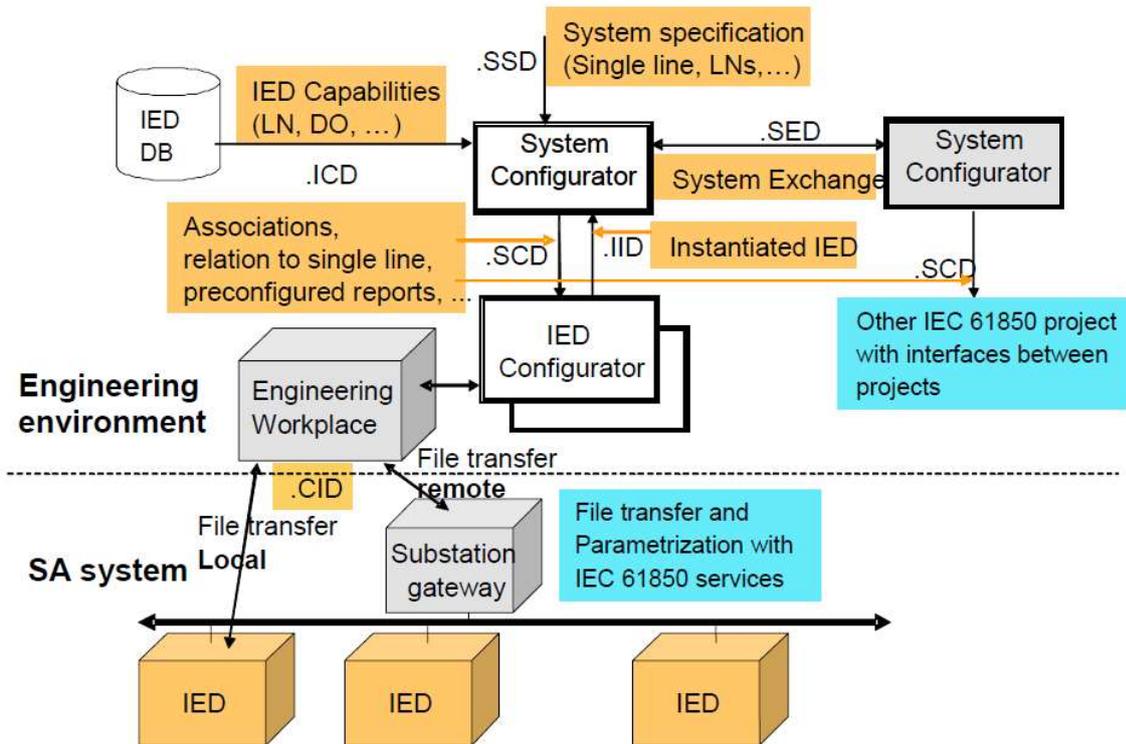
Para poder procesar los datos recibidos a través de las comunicaciones, los IEDs deben saber cómo estos datos fueron enviados, qué información contienen, qué significan en el contexto de la subestación y la función de quién envía la información. Para describir lo mencionado, IEC 61850 especifica un Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL) basado en XML. Además, también se define un proceso de ingeniería para permitir intercambiar datos entre las herramientas de diferentes fabricantes.

El SCL define varios archivos que se presentan a continuación y se interrelacionan como se muestra en la **Figura A-11**.

- **ICD** – Descripción de capacidades de IED: este archivo describe las capacidades funcionales y de ingeniería del IED. Contiene las capacidades asociadas a comunicaciones del IED, por ejemplo, si soporta servicios de transferencia de archivos.; describe las capacidades de configuración, por ejemplo, los Data sets o Control Blocks que pueden ser configurados, y la funcionalidad del equipo en términos de los LN y objetos de datos que contiene el IED.
- **CID** – Descripción de Configuración de IED: Presenta la configuración que ha sido realizada en el equipo y todo lo que este necesita de resto del sistema.

- SSD – Descripción de Especificación del sistema: describe a través de un diagrama unificar las funciones requeridas en la subestación en términos de los LN.
- SCD – Descripción de Configuración de la subestación: presenta la configuración de comunicaciones y de funcionalidades realizadas para un SAS completo y su relación con los equipos de patio, así como la descripción de cómo se realiza flujo de datos y cómo están establecidas las comunicaciones.

Figura A-11: Modelo de referencia del flujo de información del SCL [34].



El SCL permite generar archivos de configuración de manera automática, usando herramientas de desarrollo, de una manera off-line, eliminando tareas de configuración manuales, ahorrando costos, esfuerzos y reduciendo probabilidades de error. También la posibilidad de hacer las configuraciones sin una conexión directa con los equipos.

El SCL permite que cuando se comparte información entre usuarios y fabricantes, se evite malentendidos o inconsistencias de configuración de los sistemas o sus requerimientos.

Partes del estándar IEC 61850

El estándar IEC presenta un marco de trabajo completo en torno a las redes de comunicaciones y sistemas requeridos para subestaciones; esto lo presenta en 10 partes generales; sin embargo, el estándar se ha extendido también a algunos reportes de aplicación particulares.

A continuación, se presentan las partes fundamentales del estándar y su rol dentro del estándar.

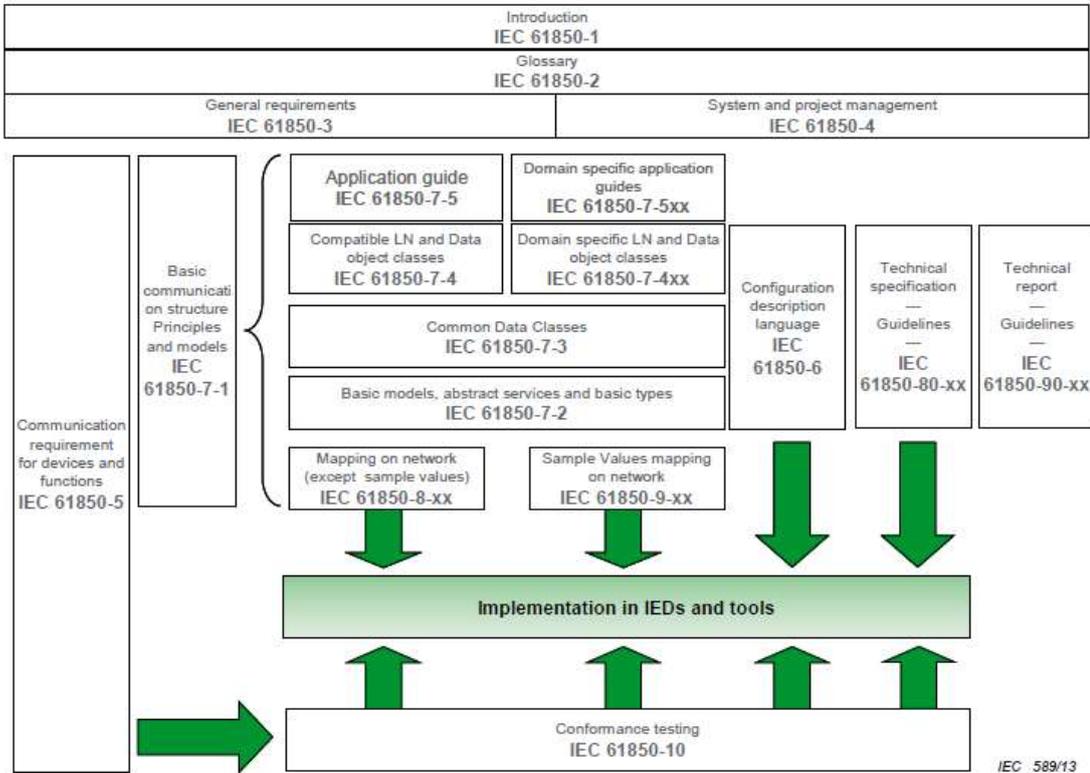
- Parte 1. Introducción y resumen: presenta las generalidades del estándar, su alcance, contenido y enfoque.
- Parte 2. Glosario: Presenta la terminología usada y las definiciones principales.
- Parte 3. Requerimientos generales: Define los requerimientos generales asociadas a la construcción el diseño y necesidades ambientales de los equipos de comunicación e IEDs en las subestaciones.
- Parte 4. Manejo de sistemas y proyectos: Esta parte define un sistema para el manejo de proyectos de SAS. Las especificaciones dadas en esta parte están relacionadas a las herramientas de proceso y de ingeniería, y el ciclo de vida de todo el sistema y los IEDs.
- Parte 5. Requerimientos de comunicaciones para los modelos de dispositivos y de funciones: Esta parte hace referencia a los requerimientos, de comunicaciones, que tienen las funciones en los sistemas de automatización de energía.
En los IEDs existe la flexibilidad y la opción de escoger libremente las funciones que se implementarán, para ello se hace una descomposición de las funciones en partes asociadas a las comunicaciones y, se definen los datos que intercambian las funciones y el desempeño requerido.
- Parte 6. Lenguaje de descripción de configuración asociado a IEDs en subestaciones eléctricas: define un lenguaje orientado hacia los objetos en base a XML, para la configuración de sistemas de automatización, llamado Lenguaje de Configuración de Subestación (SCL). Se presenta lo detallado en 0.
- Parte 7-1. Estructura básica de comunicaciones – Principios y modelos: IEC 61850 hace definición de un modelo de objetos y datos, de manera independiente de los protocolos de comunicaciones. Para ello se deben hacer definiciones particulares del modelo de datos y su organización, de manera que cualquier protocolo pueda

cumplir los requerimientos. En esta parte se definen los métodos de modelamiento, los principios de comunicación y los modelos de información.

- Parte 7-2. Estructura básica de comunicaciones – Interfaz de Servicio de Comunicación Abstracta (ACSI): Define la ACSI entre el cliente y el servidor remoto o entre dispositivos que publican la información y los dispositivos suscritos.
- Parte 7-3. Estructura básica de comunicaciones – Clases de datos comunes: define las clases de datos comunes usadas para describir los modelos y las funciones en las subestaciones.
- Parte 7-4. Estructura básica de comunicaciones – Compatibilidad entre Nodos lógicos y clases de datos: Contiene información detallada acerca del uso de los LN. También se establecen las reglas de la aplicación de los LN y su información asociada.
- Parte 8-1. Aplicación específica del servicio de comunicación – Aplicación a MMS: Esta parte especifica el método para intercambiar información a través de redes de área local LAN, aplicando ACSI en tramas de MMS y Ethernet. Se presenta la aplicación de los servicios y objetos especificados en las partes 7-2, 7-3 y 7-4.
- Parte 9-2. Aplicación específica del servicio de comunicación – Valores muestreados sobre Ethernet: Presenta la aplicación del modelo abstracto en una capa mezclada usando acceso directo a enlace Ethernet para la transmisión de las muestras, en combinación con la parte 8-1.

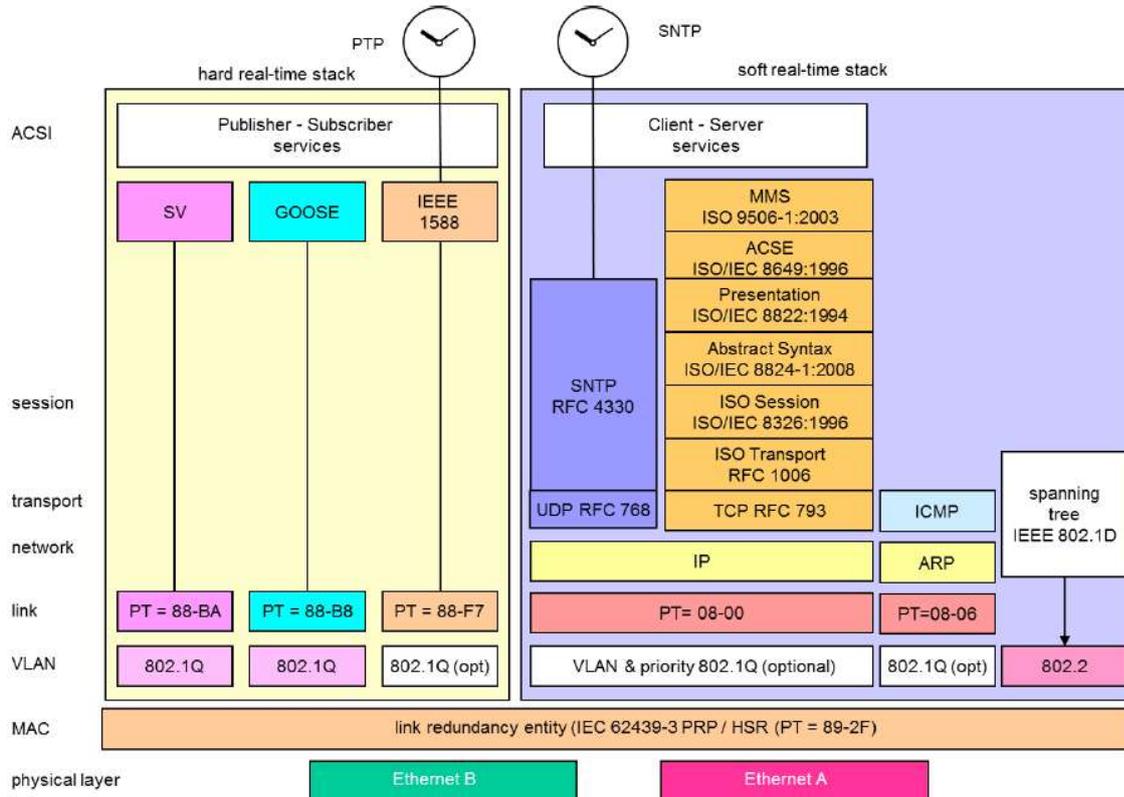
[35] [35]

Figura A-12: Partes del estándar IEC 61850 y su relación entre ellas [28].



La red de estación y la red de proceso

En IEC 61850 existe una serie de protocolos en las diferentes capas del modelo de referencia de OSI. Esta pila de protocolos se divide en dos, la pila de protocolos de tiempo-real fino que soporta servicios de Sampled Values, GOOSE y el Protocolo de Precisión de Tiempo (PTP), y la pila de protocolos de tiempo-real suave que soporta el protocolo de sincronización de tiempo de red SNTP, comunicaciones MMS y demás servicios auxiliares considerados en IEC 61850-8-1.

Figura A-13: Pila de protocolos de IEC 61850 [12].

En las partes del estándar IEC 61850-8-1 e IEC 61850-9-2 se definen tres tipos de tráfico:

- Tráfico MMS definido en IEC 61850-8-1, por ejemplo, las comunicaciones de cliente-servidor entre IHM y los IEDs. Esta información fluye tanto por la red de estación como por la red de proceso, aunque algunos IEDs que se aplican a la red de proceso pueden no soportar MMS.

MMS es un protocolo Cliente-Servidor (unicast) que opera sobre la capa de red, por eso opera con direcciones IP y puede aplicarse para que pase a través de enrutadores. Existen dos modos de operación del MMS, en uno de estos modos, el cliente MMS (por ejemplo, un IHM o SCADA local) envía un requerimiento de un dato específico al servidor MMS, que sería por ejemplo un IED de protección, a través de la identificación de su dirección IP, luego el servidor devuelve el dato requerido a la IP del cliente. En el otro modo de operación, el cliente de la instrucción al servidor para que envíe una notificación con la ocurrencia de un evento.

Para asegurar que no hay pérdida de eventos, MMS se apoya en el protocolo TCP para detección de errores y recuperación.

MMS puede soportar varios clientes al tiempo y cada cliente es tratado individualmente.

- Tráfico de GOOSE definido en IEC 61850-8-1, permite intercambios de información rápida de manera “horizontal” entre bahías y “vertical” entre IEDs de proceso e IEDs de bahías. Estas señales son normalmente estados, disparos y enclavamientos. Este tipo de tráfico fluye tanto por la red de estación como por la red de proceso. los mensajes GOOSE se intercambian en la capa 2 (capa de enlace) del modelo de referencia OSI, haciendo uso de la funcionalidad Multicast de Ethernet. Ante la ocurrencia de un evento previamente configurado, un IED envía un mensaje GOOSE que contiene los valores de las variables que deben comunicarse con el evento. Partiendo que los mensajes son Multicast, no hay una confirmación de recibo del mensaje por parte del destinatario. Para superar posibles errores transitorios, el mismo mensaje GOOSE se retransmite de manera repetida en cierta secuencia y al final, en un tiempo específico definido a través de un a aplicación. Los mensajes GOOSE operan en la capa 2 como se mencionó, por lo tanto, se mantienen en una LAN y no pueden atravesar enrutadores. Se identifican a través de la MAC de la fuente y un identificador en el mensaje.

- Tráfico de SV definido en IEC 61850-9-2, que lleva muestras digitales de las señales de corriente y de tensión. Es tráfico típico de la red de proceso, pero puede estar también en la red de estación. Al igual que los mensajes GOOSE, el protocolo de SV usa la capa dos del modelo y es multicast, los mensajes son identificados por sus direcciones MAC (también posiblemente por la ID de una VLAN) y un identificador en el cuerpo del mensaje. No hay un protocolo de retransmisión en SV, la pérdida de alguna muestra es reescrita por la siguiente muestra que se reciba exitosamente. Los mensajes de SV se transmiten de manera cíclica a altas frecuencias, 250 μ s en redes de 50 Hz y 208,3 μ s en redes de 60 Hz.

En las subestaciones donde se aplican los servicios de intercambio de comunicación como GOOSE, y Sampled Values sobre los IEDs, se definen unas redes de comunicaciones en las que se da lugar al tráfico de la información de los servicios descritos anteriormente.

Estas dos redes son:

- El bus de estación. Interconecta toda la subestación y provee conexión de los IEDs en las bahías con los sistemas centrales y los sistemas de control de la subestación (IHM, Gateway, por ejemplo). También provee comunicación entre bahías. En subestaciones relativamente grandes puede conectar cientos de IEDs y las redes del bus de estación, estar segmentadas, pero todos los segmentos deben unirse en el nivel de control 2.

El bus de estación normalmente lleva tráfico GOOSE (tráfico de capa 2) y tráfico TCP/UDP (Unicast, como MMS, SNTP, SNP, FTP, entre otros); incluso suele llevar tráfico diferente a IEC 61850, por ejemplo, sistemas de monitoreo fuera del estándar.

El bus de estación también lleva tráfico de SV (capa 2 multicast), como por ejemplo el tráfico para protección diferencia de barras o las funciones de sincronismo en la subestación. Para estos casos, es conveniente tener las redes segmentadas, de manera que parte de la red sea únicamente para tráfico de SV y la otra parte para el resto de los servicios.

- El bus de proceso. Esta red interconecta las medidas y señales primarias con los IEDs. Se puede implementar en diferentes topologías como son conexiones directas punto a punto, o como una red clásica. Normalmente está limitado a una bahía, excepto para aplicaciones que deben tomar valores de diferentes bahías, por ejemplo, diferenciales de barras.

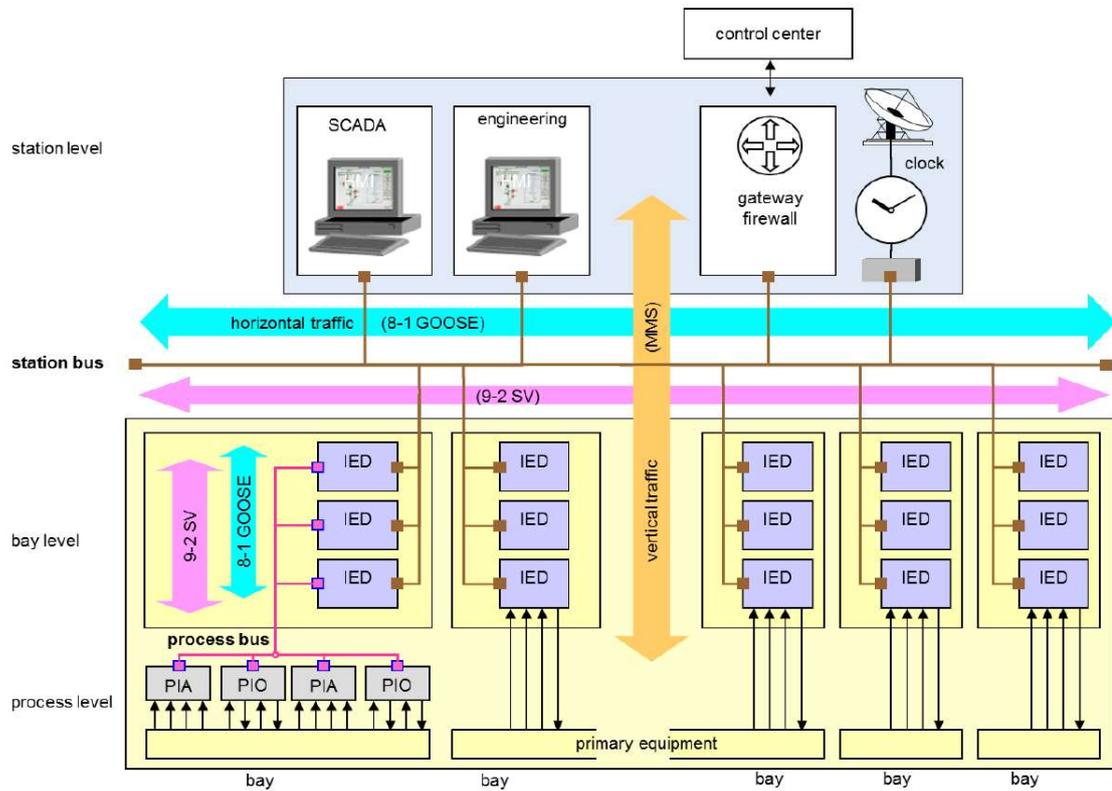
El tráfico normalmente es de SV y de GOOSE, y en algunos casos MMS.

La siguiente figura muestra una estructura típica de las redes de estación y de proceso. La bahía de la izquierda está implementada con bus de proceso y tiene conexiones entre merging units de señales analógicas (PIA) y de señales digitales (PIO) con IEDs de la bahía a través del bus de proceso.

Es posible tener las redes de bus de estación y de bus de proceso en una única red física, siempre y cuando se tenga disponible un ancho de banda suficiente, por ejemplo 1 Gbit/s;

sin embargo, es recomendado tener las redes físicamente separadas para reducir la carga de tráfico por SV.

Figura A-14: Tráfico en los buses de estación y de proceso [12].



Bibliografía

- [1] A. von Meier, *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. 2006.
- [2] S. Rao, *Electrical Substation Engineering & Practice. EHV-AC, HVDC and SF6-GIS. Principles, Parctice, Design and Reference Data*, Third edit. Khanna Publishers, 1999.
- [3] K.-P. Brand and W. Wimmer, "The concept of IEC 61850," *ABB Reiew - Special Report IEC 61850*, 2010.
- [4] S. Edition, "The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms," *IEEE Std 100-2000*, 2000, doi: 10.1109/IEEESTD.2000.322230.
- [5] C. F. Ramirez, *Subestaciones de alta y extra alta tensión*, Segunda ed. Mejía Villegas S.A., 2003.
- [6] P. Kalky, R. Bharat, S. Dey, and S. Makwana, "Substation automation from conventional to full digital technologies - Case studies and impact," in *CIGRE Session 46*, 2016.
- [7] WG B5.07/CIGRÉ, "The automation of new and existing substations: why and how," 2004.
- [8] Alstom Grid, "Network Protection & Automation Guide: Protective Relays, Measurement & Control," 2011.
- [9] L. Andersson, C. Brunner, and F. Engler, "Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies," in *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings*, 2003, doi: 10.1109/PTC.2003.1304321.
- [10] R. Mackiewicz and S. Heights, "Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation," *Proc. 2006 Power Syst. Conf. Expo.*, 2006.

- [11] S. Kumar, N. Das, and S. Islam, "Performance analysis of substation automation systems architecture based on IEC 61850," in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2014 - Proceedings*, 2014, doi: 10.1109/AUPEC.2014.6966532.
- [12] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC TR 61850-90-4 Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines," 2013.
- [13] A. Ingalalli, K. S. Silpa, and R. Gore, "SCD based IEC 61850 traffic estimation for substation automation networks," in *IEEE International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation, ETFA*, 2017, doi: 10.1109/ETFA.2017.8247596.
- [14] UCA International Users Group, "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformer Using IEC 61850-9-2," Raleigh, USA., 2004.
- [15] U. B. Anombem, "Evaluation of IEC 61850 Process Bus Architecture and Reliability," University of Manchester, 2012.
- [16] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61850-9-2 Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3," 2011.
- [17] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61869-9 Instrument transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers," 2016.
- [18] D. M. E. Ingram, P. Schaub, R. R. Taylor, and D. A. Campbell, "Performance analysis of IEC 61850 sampled value process bus networks," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, 2013, doi: 10.1109/TII.2012.2228874.
- [19] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61850-5 Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models," 2013.
- [20] R. Hunt, M. Zapella, C. Pimentel, and G. Silvano, "Tutorial on Networking for Digital Substations," in *72nd Annual Conference for Protective Relay*

- Engineers, CPRE 2019*, 2019, doi: 10.1109/CPRE.2019.8765874.
- [21] H. J. Altuve Ferrer and E. O. I. Schweitzer, *Modern Solutions for Protection Control and Monitoring of Electric Power Systems*. Pullman, WA, USA, 2010.
- [22] D. Hou and D. Dolezilek, "IEC 61850 – What It Can and Cannot Offer to Traditional Protection Schemes," *SEL J. Reliab. Power*, 2010.
- [23] N. Liu, M. Panteli, and P. A. Crossley, "Reliability evaluation of a substation automation system communication network based on IEC 61850," in *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection, DPSP 2014*, 2014.
- [24] L. Andersson, K. P. Brand, C. Brunner, and W. Wimmer, "Reliability investigations for SA communication architectures based on IEC 61850," in *2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech*, 2005, doi: 10.1109/PTC.2005.4524707.
- [25] S. Kunsman, S. Meier, and R. Hedding, "Protection and control system impacts from the Digital World," in *69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, CPRE 2016*, 2017, doi: 10.1109/CPRE.2016.7914907.
- [26] S. Mishra, "The OSI Reference Model: An Overview," *Int. J. Linguist. Comput. Res.*, vol. I, no. III, 2017.
- [27] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC TS 61850-2 Communication networks and systems in substations - Part 2: Glossary," 2003.
- [28] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC TR 61850-1 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview," 2013.
- [29] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61850-7-3 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-3: Basic communication structure - Common data classes," 2010.
- [30] S. Roostaei, R. Hooshmand, and M. Ataei, "Substation automation system using IEC 61850," in *2011 5th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO 2011 - Program and Abstracts*, 2011, doi:

10.1109/PEOCO.2011.5970443.

- [31] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61850-7-1 Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-1: Basic communication structure - Principles and models," 2011.
- [32] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61850-8-1 Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3," 2011.
- [33] S. Mohagheghi, J. Stoupis, and Z. Wang, "Communication protocols and networks for power systems - Current status and future trends," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2009*, 2009, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840174.
- [34] International Electrotechnical Commission IEC, "IEC 61850-6 Communication networks and systems for power utility automation - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs," 2009.
- [35] Y. Rangelov, N. Nikolaev, and M. Ivanova, "The IEC 61850 standard - Communication networks and automation systems from an electrical engineering point of view," in *2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies, SIELA 2016*, 2016, doi: 10.1109/SIELA.2016.7543038.

