

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Luis García Santander.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Propuesta de cambios a la normativa chilena (NTSyCS) con relación al diseño de nuevas Subestaciones Digitales de Poder

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Luis García Santander.

Propuesta de cambios a la normativa chilena (NTSyCS) con relación al diseño de nuevas Subestaciones Digitales de Poder

Gonzalo Antonio Vásquez Echeverría

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Abril 2025

Resumen

La creciente incorporación de tecnologías digitales en el sector eléctrico ha transformado significativamente el diseño y operación de las subestaciones eléctricas. En Chile, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) regula los aspectos mínimos para estas instalaciones, incluyendo los requisitos para subestaciones digitales. Sin embargo, se ha identificado que la normativa actual presenta vacíos y áreas de mejora que dificultan una estandarización completa y efectiva de estas tecnologías.

Este trabajo propone una revisión crítica de la NTSyCS y sus anexos, analizando su alineación con estándares internacionales como el IEC 61850 y comparar mejores prácticas globales en subestaciones digitales. Mediante un estudio comparativo, se identifican brechas en términos técnicos, operativos y de ciberseguridad. Además, se realiza un diagnóstico del estado actual de las subestaciones digitales en Chile y los desafíos que enfrentan los operadores en la implementación de los requisitos normativos.

A partir de este análisis, se desarrolla una propuesta de modificación y actualización normativa que incluye recomendaciones específicas para la incorporación de estándares de uso de TC y TP por MU, posibilidad de uso de medidores de facturación con entrada SV, según IEC 61850 y permitir la redundancia HSR y PRP en niveles de voltajes igual o sobre 200[kV] sin exigir doble Sistema de protección, además de pequeñas recomendaciones para normar la ciberseguridad. Estas propuestas se validan a través de múltiples estudios y artículos académicos realizados por profesionales del mundo en los últimos años.

Los resultados de esta investigación permiten contribuir a una mayor estandarización y modernización de la normativa chilena, facilitando la adopción de subestaciones digitales y promoviendo un sistema eléctrico más eficiente, seguro y resiliente frente a los desafíos tecnológicos del futuro.

Agradecimientos

Quisiera agradecer a mi familia, a mis padres Sergio Vásquez Obrador y Andrea Echeverría Cortés quienes me han apoyado toda mi vida y han sido un ejemplo de esfuerzo y resiliencia, gracias por siempre creer en mí. A mis hermanos Claudio Oyarce Echeverría y Gabriel Vásquez Echeverría. por ayudarme y aconsejarme en la etapa universitaria y motivarme a ser cada día mejor.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mis amigos que me han acompañado durante todo este largo y complejo camino, estando junto a mí en momentos difíciles, especialmente a Paula Castillo Osses, quien estuvo conmigo en los momentos más difíciles que tuve que pasar en estos años de universidad.

Agradezco enormemente a los Profesores del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción, quienes me han enseñado y motivado a seguir estudiando el complejo mundo de la electricidad.

Agradezco a Grupo SAESA por facilitar datos que se utilizaron durante el desarrollo de este documento.



Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
ABREVIACIONES	IX
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1. INTRODUCCIÓN	10
1.2. TRABAJOS PREVIOS	11
1.2.1 Normativa Chilena vigente	11
1.2.2 Norma IEC-61850	13
1.2.3 Esquema general y funcionamiento de una SED	14
1.2.4 Control y Confiabilidad	17
1.2.5 Ciberseguridad	24
1.2.6 Aplicaciones	29
1.2.7 Experiencias en otros países	34
1.2.8 Discusión	35
1.3. PROBLEMA	35
1.4. OBJETIVOS	36
1.4.1 Objetivo General	36
1.4.2 Objetivos Específicos	36
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	36
1.6. TEMARIO Y METODOLOGÍA	37
2. EVOLUCIÓN DE SISTEMAS DE COMUNICACIONES EN SSEE	38
2.1. INTRODUCCIÓN	38
2.2. COMUNICACIÓN ANÁLOGA	38
2.3. INTRODUCCIÓN A PROTOCOLOS DIGITALES	38
2.4. COMUNICACIÓN EN TIEMPO REAL CON IEC 61850	38
2.5. SISTEMAS AVANZADOS, ACTUALIDAD Y CIBERSEGURIDAD	39
REFERENCIAS	40
2.6. MARCO REGULATORIO DE SS/EE EN CHILE	41
2.7. INCORPORACIÓN DE NORMAS INTERNACIONALES	41
2.8. MODERNIZACIÓN Y DIGITALIZACIÓN (2010-2020)	41
2.9. ENFOQUE EN CIBERSEGURIDAD Y SOSTENIBILIDAD (2020-PRESENTE)	42
3. IMPLEMENTACIÓN SED	43
3.1. INTRODUCCIÓN	43
3.2. DEFINICIÓN DE SED	43
3.3. BENEFICIOS DE LAS SUBESTACIONES DIGITALES	45
3.4. IMPLEMENTACIÓN INTERNACIONAL	45
3.4.1 Europa	45
3.4.2 Estados Unidos	45
3.4.3 Asia	45
3.5. IMPLEMENTACIÓN NACIONAL	46
3.6. DESAFÍOS Y BENEFICIOS EN LA IMPLEMENTACIÓN	47
3.7. PROCESO DE DIGITALIZACIÓN	48
4. ANÁLISIS DE NORMA CHILENA APLICADA A SED	49
4.1. INTRODUCCIÓN	49
4.2. EXIGENCIAS MÍNIMAS DE DISEÑO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	49
4.2.1 Artículo 87	49
4.2.2 Artículo 91	50

4.3.	NTSYCS.....	51
4.3.1	Artículo 4-29.....	51
4.4.	PROPUESTAS DE CAMBIOS NORMATIVOS.....	51
4.4.1	Artículo 87.....	51
4.4.2	Artículo 91.....	52
4.5.	PROPUESTAS PARA LA NTSYCS	52
4.5.1	Artículo 4-29.....	52
4.6.	PROPUESTAS RELACIONADAS A CIBERSEGURIDAD Y CAPACITACIÓN.....	53
4.6.1	Anexo Técnico de exigencias mínimas: Sección de diseño de sistemas digitales.	53
4.6.2	NTSyCS: Consideraciones generales de seguridad del sistema.	53
5.	CONCLUSIONES	55
5.1.	SUMARIO	55
5.2.	CONCLUSIONES.....	55
5.3.	TRABAJO FUTURO.....	57
	REFERENCIAS.....	58



Lista de Tablas

Tabla 1.1 DISPONIBILIDAD APROXIMADA [5]..... 20
Tabla 1.2 COMPARACIÓN DE COSTOS. [5]..... 20
Tabla 1.3 COMPARACIÓN DE MANTENIMIENTO. [5] 21



Lista de Figuras

Fig. 1.1 Ejemplo de configuración HSR. [16]..... 15

Fig. 1.2 Ejemplo de configuración PRP. [16] 15

Fig. 1.3 Arquitectura de nivel de proceso. [23]..... 16

Fig. 1.4 Conexiones típicas de un sistema con MU. [1]..... 18

Fig. 1.5 Diagrama de esquemático de sampling interruption. [1] 18

Fig. 1.6 Causas internas de violación de seguridad. [10] 26

Fig. 1.7 Diseño preliminar de un sistema de ciberseguridad APCS DGS. [10]..... 26

Fig. 1.8 Calibración de un instrumento digital por comparación.[3] 30

Fig. 1.9 Configuración típica de una subestación digital tipo UHV. [4]..... 30

Fig. 2.1 Esquema de Red con intercambio de tramas para protocolo PRP.[44] 40

Fig. 2.2 Esquema de Red con intercambio de tramas para protocolo HSR.[44]..... 40

Fig. 3.1 Esquema de comunicación de una MU. [45] 44

Fig. 3.2 Posibles conexiones para una MU. [43] 44

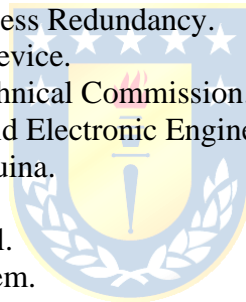
Fig. 3.3 Configuración bus de Proceso SSEE Remehue. [46] 47



Abreviaciones

Mayúsculas

BT	: Baja Tensión.
MT	: Media Tensión.
AT	: Ata Tensión.
SSEE	: Subestación Eléctrica
SED	: Subestación Eléctrica Digital
SV	: Sampled Values.
GOOSE	: Generic Object Oriented Substation Event.
TI	: Tecnologías de la Información.
TO	: Tecnologías de la Operación.
SCADA	: Supervisory Control And Data Acquisition.
NCIT	: Non-Conventional Instrument Transformer.
SAS	: Sistema de Automatización de Subestaciones.
GPS	: Global Position System.
LAN	: Local Area Network.
PRP	: Paralel Redundancy Protocol.
HSR	: High-availability Seamless Redundancy.
IED	: Intelligent Electronic Device.
IEC	: International Electrotechnical Commission.
IEEE	: Institute of Electrical and Electronic Engineers.
IHM	: Interface Humano Máquina.
IP	: Internet Protocol.
PTP	: Precision Time Protocol.
DSS	: Digital Secondary System.
DoS	: Denial of Service.
MS	: Message Suppression.
DM	: Data Manipulation.
CM	: Control Manipulation.
MAC	: Códigos de Autenticación de Mensaje.
APCS	: Automated Process Control System.
OVT	: Optical voltage transformer.
MMS	: Manufacturing Message Specification.
API	: Application Programming Interface.
REST	: Transferencia de Estado Representacional.
RTDS	: Real Time Digital Simulator.
IDS	: Intrusion Detection System.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.



1. Introducción

1.1. Introducción

El avance de las tecnologías digitales en la industria eléctrica ha cambiado considerablemente el diseño de los equipos de medición, control y protecciones. Uno de los avances más notables en el ámbito de la distribución son las subestaciones digitales, las cuales presentan una serie de ventajas al compararlas con las convencionales.

Las subestaciones digitales presentan una nueva forma de diseñar subestaciones, donde las conexiones por cables de cobre se dejan atrás y son reemplazadas por cables de datos gracias a un equipo llamado Merging Unit [MU], el cual es capaz de digitalizar la señal de obtenida de los transformadores de medida. Las mejoras en este tipo de tecnología se ven reflejadas en los sistemas de automatización, es decir, en el diseño de una subestación inteligente [25]. Además, se toma el estándar internacional IEC 61850 como único estándar de comunicación en el bus de proceso, lo que brinda la capacidad de interoperabilidad, posibilitando así una comunicación más efectiva entre equipos y la normalización de estos entre fabricantes [32].

La implementación de subestaciones digitales en Chile está comenzando y surge con el objetivo de mejorar los tiempos y costos de construcción y puesta en marcha de las instalaciones del sistema de transmisión, pero también, al implementar estas tecnologías, nace la necesidad de incrementar la seguridad del sistema, ya que se generan nuevos puntos de vulnerabilidad frente a ciberataques [27]. La Comisión Nacional de Energía (CNE), el ente encargado de regular este sector posee normas que posibilitan la implementación segura de estas instalaciones. No obstante, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), que define los requisitos mínimos para la operación segura y confiable de las subestaciones eléctricas, no aborda en profundidad todas las características que posee una subestación digital [29], por lo que aún se tiene un largo camino que recorrer.

Recientemente, la creciente preocupación por la ciberseguridad en el sector eléctrico ha llevado a la elaboración del Estándar de Ciberseguridad para el Sector Eléctrico por parte del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [34]. Este estándar establece medidas para proteger la infraestructura crítica frente a ciberataques.

1.2. Trabajos Previos

Previo a proponer la hipótesis, se realizó una revisión bibliográfica que tiene como objetivo explorar los desarrollos recientes en el campo de las subestaciones digitales, evaluando las ventajas tecnológicas, los desafíos de implementación y las tendencias emergentes. Al abordar las diferentes perspectivas y estudios realizados, se busca proporcionar una comprensión integral de cómo estas innovaciones están transformando el paisaje de la distribución y transmisión de energía eléctrica, además de mostrar qué implicancias tienen para el futuro de la industria.

La información obtenida se agrupó en ocho puntos importantes, donde los temas se dividieron en: Normativa Chilena vigente, norma IEC 61850, Esquema general y funcionamiento de una SED, Control y Confiabilidad, Ciberseguridad, Aplicaciones, Pruebas realizadas a MU y NCIT y experiencias en otros países.

1.2.1 Normativa Chilena vigente

El marco normativo que rige el sistema eléctrico en Chile está estructurado en distintos niveles jerárquicos, comenzando desde la Constitución hasta regulaciones específicas aplicadas a las instalaciones y operaciones eléctricas. A continuación, se describe el funcionamiento de estas normas en orden de jerarquía jurídica:

1) Constitución Política de la República de Chile

La Constitución establece el marco general del ordenamiento jurídico del país y garantiza el derecho de propiedad sobre los bienes y concesiones eléctricas. Además, define el rol del Estado en la regulación y fiscalización del sector eléctrico, asegurando el acceso a la energía como un servicio de interés público.

2) Leyes Generales del Sector Eléctrico

Las leyes establecen los principios y reglas fundamentales para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad en Chile. Entre las más relevantes se encuentran:

- Ley General de Servicios Eléctricos (DFL 4/2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción): Regula la operación y desarrollo del sector eléctrico, definiendo los derechos y obligaciones de los actores del mercado.
- Ley de Energías Renovables (Ley 20.257 y modificaciones): Fomenta la integración de energías renovables no convencionales al sistema eléctrico.
- Ley de Transmisión (Ley 20.936): Modifica el régimen de planificación y tarificación de la transmisión eléctrica, creando el Coordinador Eléctrico Nacional.

3) Reglamentos

Los reglamentos son normas de carácter técnico-administrativo que detallan y complementan la aplicación de las leyes del sector eléctrico. Son emitidos por el Ministerio de Energía o el Ministerio de Economía y establecen requisitos específicos para la planificación, construcción y operación de instalaciones eléctricas. Algunos ejemplos incluyen:

- Reglamento de Seguridad de Instalaciones y Productos Eléctricos (DS N° 327/1997): Define los requisitos de seguridad para equipos e instalaciones eléctricas.
- Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional: Regula la forma en que se deben coordinar las instalaciones del sistema eléctrico para garantizar la seguridad y eficiencia del suministro.

4) Normas Técnicas

Las normas técnicas establecen especificaciones y requisitos para el diseño, construcción y operación de las instalaciones eléctricas [41]. La más relevante en este caso es:

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS): Conjunto de regulaciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía que establece los requisitos y estándares mínimos de seguridad y calidad que deben cumplir las empresas eléctricas que operan en el país [41]. Esta normativa tiene como objetivo asegurar que el suministro de electricidad sea seguro, continuo y de calidad adecuada para los consumidores.

5) Anexos y Documentos Complementarios

Los anexos y documentos complementarios especifican detalles técnicos adicionales para la implementación de las normas. Un ejemplo relevante es el Anexo de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión [42], que establece los requisitos para la conexión de nuevos proyectos al sistema eléctrico.

6) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

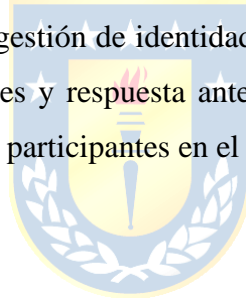
La Superintendencia de Electricidad y Combustibles es el organismo encargado de fiscalizar el cumplimiento de las normativas del sector eléctrico. Su rol incluye:

- Supervisar la seguridad y calidad del suministro eléctrico.
- Verificar el cumplimiento de la normativa vigente por parte de empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.
- Aplicar sanciones en caso de incumplimientos.

- Coordinador Eléctrico Nacional. (2020). ESTÁNDAR DE CIBERSEGURIDAD PARA EL SECTOR ELÉCTRICO. Recuperado de https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/portales/reportes_estadisticas/Est%C3%A1ndar%20de%20Ciberseguridad%20SEN%20Final%202020-07-2020.pdf [34]

El Estándar de Ciberseguridad para el Sector Eléctrico en Chile es un conjunto de normas y directrices desarrollado para proteger la infraestructura crítica del sector eléctrico contra amenazas cibernéticas. Este estándar es crucial para asegurar la continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico en el país, especialmente considerando la creciente digitalización y la dependencia de sistemas de control automatizados. Este estándar nace junto al apoyo de CAISO (California Independent System Operator), donde se decide por utilizar un tipo de normativa CIP (Critical Infrastructure Protection) de NERC (North American Electric Reliability Corporation) como el estándar de ciberseguridad.

Dentro de este documento se encuentra información referente a la gestión de riesgos, protección de infraestructura crítica, la gestión de identidades y accesos a la información, seguridad de los sistemas de red y comunicaciones y respuesta ante posibles incidentes. Este estándar debe cumplirse por parte de todos los agentes participantes en el sector eléctrico nacional.



1.2.2 Norma IEC-61850

- TEKVEL. (2023, 17 de Julio). What is IEC 61850 Standard (or Protocol?). Recuperado el 20 de junio de 2024, de <https://tekvel.com/en/web/blog/post/what-is-61850-protocol/> . [32]
- M. A. Drew, R Mackiewicz, Charton T, “IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An Overview for Users”, pp. 61-58, 2004.[33]

El estándar IEC 61850 es una norma internacional desarrollada por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) que define la comunicación y la interoperabilidad de los sistemas de automatización y protección en subestaciones eléctricas. Este estándar es fundamental para la implementación de subestaciones digitales, permitiendo una integración eficiente y flexible de dispositivos y sistemas de diferentes fabricantes.

Este estándar abarca también diferentes protocolos de comunicación que el funcionamiento entre equipos en la subestación, estos son el “Generic Object-Oriented Substation Event” (GOOSE), el cual permite la transmisión rápida de mensajes de eventos críticos como los disparos en equipos de protección, Sampled Values (SV), el cual facilita la transmisión de los valores muestreados en formato digital, y Manufacturing Message Specification (MMS), protocolo utilizado para la comunicación entre dispositivos de control y supervisión, como el SCADA, y los equipos de patio.

1.2.3 Esquema general y funcionamiento de una SED

- N. Scheel, U. Andersen and P. J. Randewijk, "Hands-on Education in using Process Bus for Digital Substation Automation Systems, based on IEC 61850–9–2LE," 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON), Riga, Latvia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830313. [16]

Este trabajo aborda de manera general el bus de proceso en una subestación digital, el cual es el factor característico. Se muestran las configuraciones de redundancia PRP y HSR en su forma más básica, además de los componentes físicos de la instalación. En la Figura 1.1 se muestra una configuración simple de comunicación HSR y en la Figura 1.2 una red de comunicación en protocolo PRP. En el trabajo también se ejemplifica, en forma de experimento, los protocolos de comunicación y la conexión entre los diferentes componentes de la subestación, el delay que existe cuando hay conexión digital con GOOSE y SV comparado a la conexión análoga convencional, la sincronización de los equipos y la importancia de la redundancia en caso de falla. Este documento funciona como introducción a las subestaciones digitales ya que los autores consideraron que la información debía de ser entendible para personas de pregrado, como una forma de introducirse a esta tecnología.

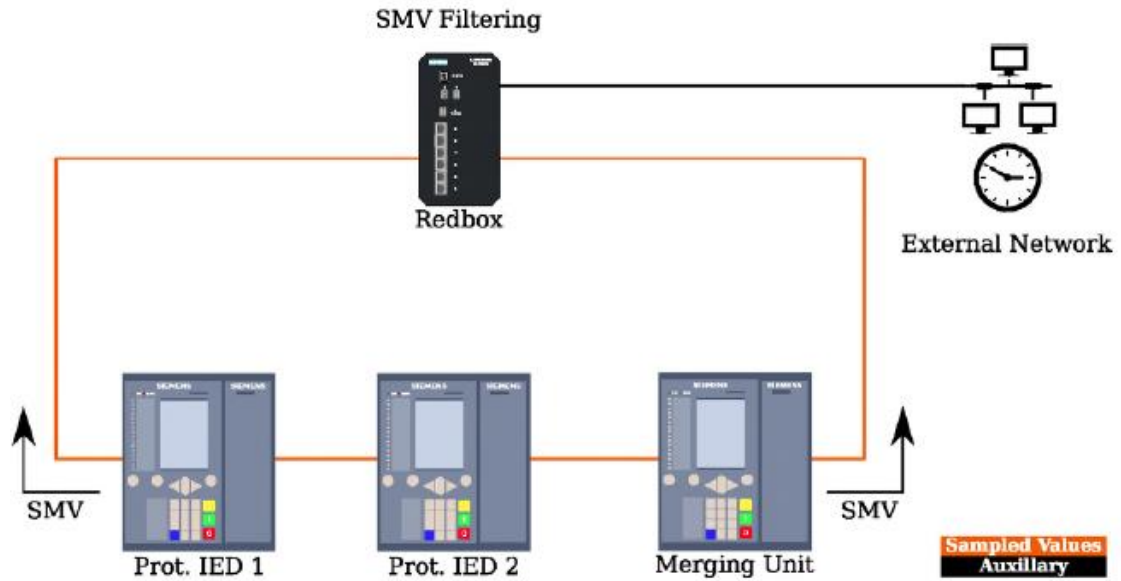


Fig. 1.1 Ejemplo de configuración HSR. [16]

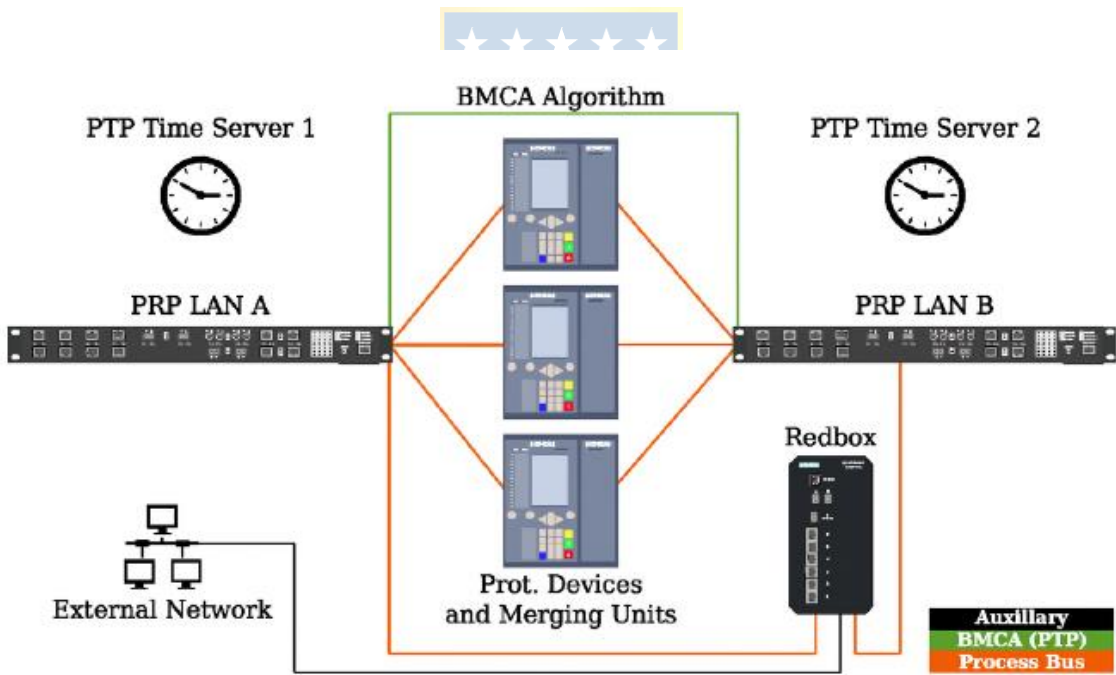


Fig. 1.2 Ejemplo de configuración PRP. [16]

- N. Matanov and P. Nankinsky, "Digital substations - the backbone of smart grids," 2022 14th Electrical Engineering Faculty Conference (BuEF), Varna, Bulgaria, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/BuEF56479.2022.10021197. [23]

El artículo trata sobre la arquitectura y tecnologías de automatización de subestaciones para avanzar hacia la red inteligente, así como sobre las estructuras y controles de transformadores de medida. También aborda las subestaciones digitales desde la perspectiva de sus elementos esenciales, estándares de conectividad del sistema y estructuras típicas, además de dar pie al bus de proceso, como se ve en la Figura 1.3, el cual es el nuevo nivel comunicación en donde se reúne la información de los transformadores de protección a través de las MUs.

Se explica en mayor detalle la interconexión de la subestación y la estructura de comunicación entre los diferentes equipos y niveles de control, además de los sistemas de automatización.

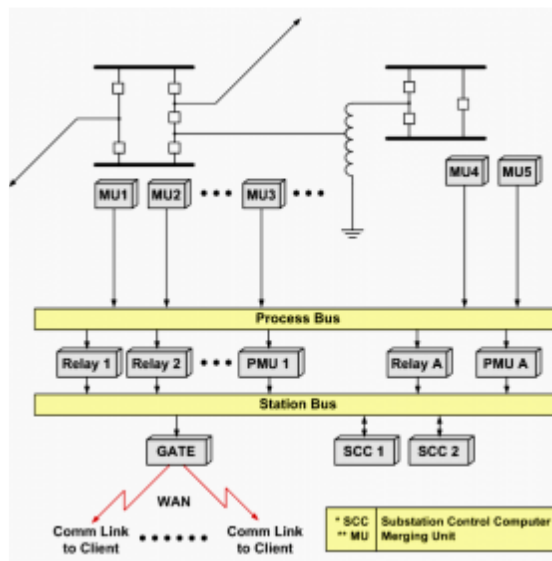


Fig. 1.3 Arquitectura de nivel de proceso. [23]

La revisión de este documento y relacionados es importante para el desarrollo del trabajo futuro ya que se requiere un conocimiento integral sobre las SEDs, con los equipos, sus protocolos de comunicación la arquitectura que poseen.

- M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, "IEC 61850 based substation automation system: A survey," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, pp. 1–16, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106008. [29]

En este artículo se describen los diferentes protocolos de comunicación de una SED basada en IEC 61850, donde se hace una reseña de las tecnologías y sus beneficios en la operación de estas instalaciones y el posible trabajo futuro, además se consideran las medidas de ciberseguridad.

Los autores hacen un análisis del estándar IEC 61850 y de cómo se realiza una modelación orientada a objetos junto con los sistemas de automatización, sus funciones y requerimientos. Se explican los protocolos GOOSE y SV y cómo se sincronizan. Se estudiaron las diferentes arquitecturas que se pueden tener en estas instalaciones y se creó una simulación en un laboratorio para evaluar el desempeño de las redes de comunicación del sistema de automatización.

Este trabajo aborda los sistemas de comunicación en SED desde un punto de vista más técnico. Además de que los autores realizaron pruebas de laboratorio para comprobar cómo se comportan los protocolos de comunicación y automatización, considerando también su vulnerabilidad.

1.2.4 Control y Confiabilidad

- R. Cao, Z. He, T. Wu, B. Zhou, Z. Wang and X. Li, "A Method to Prevent and Control the Interruption Exception of Sampling in Merging Unit," 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Chengdu, China, 2020, pp. 1304-1309, doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9350977. [1].

En este trabajo se presenta el uso de tecnología combinada de monitoreo de "Crystal Frequency Monitoring Technology", usada para la sincronización de la frecuencia en la MU, junto con el monitoreo del muestreo de la señal y de los paquetes de salida de la señal digitalizada, de manera que, en caso de un posible funcionamiento anormal en el intervalo de muestreo de la señal, esta falla se pueda detectar de forma temprana y así mejorar la confiabilidad de estos equipos. En este documento también se mencionan ciertos requisitos técnicos de las MU en China, lo cual es relevante debido a que es el país donde las subestaciones digitales tienen mayor presencia. Los resultados del estudio fueron favorables y apoyan el hecho de que este tipo de criterio de conexión sea utilizado ampliamente en China.

En la Figura 1.4 se muestra un esquema de conexiones típico de MUs, el cual posea una configuración de redundancia en paralelo y se toma como base para las pruebas de falla de muestreo denominada “sampling interruption”, el cual se muestra como un error en la sincronización de los pulsos como se muestra en la Figura 1.5

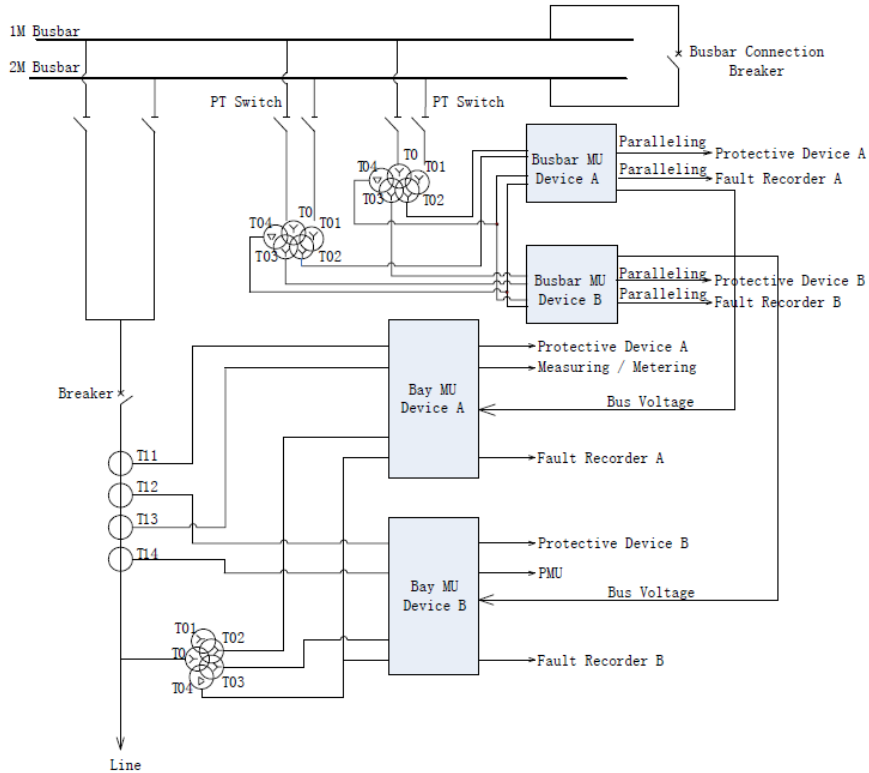


Fig. 1.4 Conexiones típicas de un sistema con MU. [1]

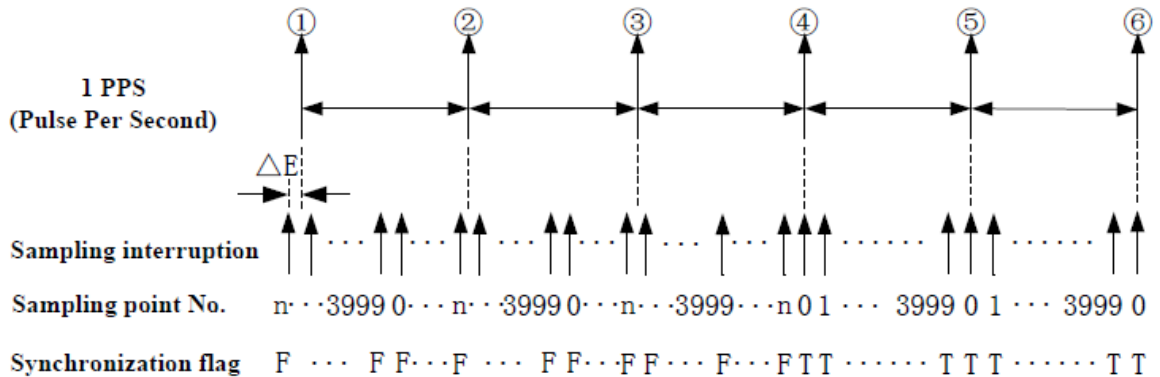


Fig. 1.5 Diagrama de esquemático de sampling interruption. [1]

- D. Dolezilek, P. Lima, G. Rocha, A. Rufino and W. Fernandes, "Comparing the cost, complexity, and performance of several in-service process bus merging unit solutions based on IEC 61850," 15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020), Liverpool, UK, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2020.0120. [5].

En este trabajo se realiza una comparación entre tres diferentes configuraciones para el bus de procesos de una subestación digital siguiendo los estándares de comunicación IEC61850 e IEC 62271 para los tipos de switchgear. Los aspectos que se consideraron fueron el costo, la confiabilidad, complejidad de la mantención de los equipos y el tiempo de detección de falla. Los tres escenarios que se comparan son:

- a) Las MU conectadas en una red Ethernet
- b) MU con conexión de Punto-Punto
- c) El uso de un relé PCM5 con CPC/IMU combinado con una MU que cumpla los estándares IEC 61869-9.

En el estudio de confiabilidad se consideraron también distintos métodos de comunicación física. Los resultados frente a las diferentes pruebas de cada configuración se representan y comparan, en la Tabla 1.1 se muestran los resultados de las pruebas de disponibilidad, en la Tabla 1.2 se comparan los costos de las tres topologías y en la Tabla 1.3 están las herramientas y formación necesaria para realizar mantenimiento a los equipos. De estos datos se concluye que la mejor opción en general es el escenario c), la cual sobresale en cada aspecto con respecto a las otras dos configuraciones.

Tabla 1.1 DISPONIBILIDAD APROXIMADA [5]

Component	Unavailability ($1 \cdot 10^{-6}$)	Availability (percent)	Annual Time Unavailable Equivalent (minutes)
Ethernet switch	96	99.99040	50.46
IED Ethernet interface	2	99.99978	1.15
Electrical cable connection	200	99.98000	105.15
Power cable connection for IEDs and analog signals	1.1	99.99989	0.58
Monitored fiber-optic connection	1.1	99.99989	0.58
MU	18	99.99817	9.60
GPS	96	99.99040	50.46

Tabla 1.2 COMPARACIÓN DE COSTOS. [5]

Item or Solution		MU Ethernet Network	MU Point-to- Point	Field Relay
Hardware	Protection and control relay	✓	✓	✓
	MU	✓	✓	
	Switch	✓		
	GPS	✓	✓	✓
	Ethernet fiber interface	✓	✓	✓
Services	Relay panel design	✓	✓	✓
	Project panel MU	✓	✓	
	Automation panel design	✓		
	Fiber launch	✓	✓	✓
	Relay configuration	✓	✓	✓
	MU configuration	✓	✓	
	Network configuration	✓		
Cost rank		Highest	Between	Lowest

Tabla 1.3 COMPARACIÓN DE MANTENIMIENTO. [5]

Item		MU Ethernet Network	MU Point-to-Point	Field Relay
Tools	Relay software	✓	✓	✓
	MU software	✓	✓	
	Switch	✓		
	GPS software	✓	✓	✓
	Conventional test enclosure	✓	✓	✓
	SV test enclosure	✓	✓	
	Network analyzer	✓		
Knowledge	Protection engineering	✓	✓	✓
	SV network engineering	✓		
Maintenance rank		Most complex	Between	Simplest

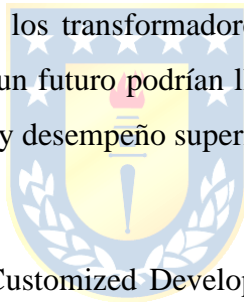
Este trabajo es relevante para considerar dentro de los antecedentes si se quiere justificar el uso de cierto tipo de configuración, principalmente por temas de confiabilidad.

- E. P. Vlasova, "Development and Research of a Model Using IEC Protocols for 110/6 kV Digital Substations," 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), Vladivostok, Russia, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271222. [9]

En este trabajo se muestra principalmente la implementación de una subestación digital para una subestación de alta a media tensión, donde se señalan los beneficios que tiene por sobre las convencionales, enfocándose en costo, eficiencia, carga de comunicación y velocidad de comunicación. Se realiza una comparación entre diferentes protocolos de comunicación, como lo son el GOOSE, MMS, SV80 y SV256, además de mencionar las topologías de redundancia PRP y RSTP. Si bien existen varios documentos que explican las ventajas que estas subestaciones poseen, en este trabajo los autores lo explican con mayor detalle, además de que utilizan simulaciones para los sistemas de protección en los interruptores de alto voltaje y una opción para obtener señales simuladas de los equipos que se podrían llegar a utilizar.

- Y. Dai et al., "Practical Scheme of Optical Voltage Transformer in High Voltage Substations," 2022 IEEE 5th International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China, 2022, pp. 443-447. [13]

En este trabajo se realiza un análisis de los transformadores de voltaje ópticos (OVT), comparándolos con los actuales transformadores de voltaje capacitivos (CVT), donde se menciona desde un comienzo que esta nueva tecnología presenta ciertas ventajas, como su aislación optoelectrónica, la capacidad de medir en un amplio espectro de frecuencias y niveles de voltaje, y enfoca el estudio en las subestaciones de alto voltaje. Se identifica un circuito equivalente del transformador conectado y se evalúa la capacidad que tienen estos equipos de agregar un filtro para poder utilizar protecciones que requieran la información de las ondas viajeras cuando ocurre una falla, además se realiza un análisis de frecuencia de un CVT para poder generar una comparación. Por último, se muestra el principio de funcionamiento de los OVT y un esquema de conexión. En este trabajo se muestran formas de estudiar los transformadores ópticos de voltaje, de manera que se concluye que estos transformadores en un futuro podrían llegar a reemplazar a los transformadores convencionales debido a su versatilidad y desempeño superior.



- R. Zhang et al., "Research on Customized Development Technology of Substation Digital System for Scenario-Based Applications," 2023 7th International Symposium on Computer Science and Intelligent Control (ISCSIC), Nanjing, China, 2023, pp. 311-315, doi: 10.1109/ISCSIC60498.2023.00071. [18]

En este trabajo se investiga y desarrolla una tecnología de implementación personalizada para aplicaciones basadas en escenarios empresariales respecto a las subestaciones digitales. Se centraron en la eficiencia, simplicidad y reutilización del código en el proceso de desarrollo. Además, presentaron un ejemplo de desarrollo de una aplicación de estadísticas de alarmas en un escenario empresarial para demostrar la aplicación de la tecnología propuesta.

Para lograr lo anterior, los autores utilizaron un enfoque de desarrollo personalizado que implicaba arrastrar y soltar componentes gráficos y configurar parámetros relevantes. Para esto se recopiló información de telemetría, monitoreo online, los equipos auxiliares, sensores y datos del sector de proceso. Se enfocaron en la personalización de servicios y procesos comerciales a través de

componentes gráficos y configuración de parámetros utilizando una arquitectura transferencia de estado representacional (REST), para la recuperación de datos por parte de otros sistemas.

Las principales conclusiones fueron el desarrollo de una tecnología eficiente y simple para aplicaciones personalizadas junto a una aplicación de estadísticas de alarmas. Esta información es relevante para el trabajo futuro ya que muestra parte del sistema de control que existe más allá de la instalación con los datos que se obtienen de las MU.

- J. Zhu, X. Ge, R. Xie, Z. Sun, X. Zheng and H. Tian, "Study on the Constraints on Integration of Digital Distribution Substation Equipment and Necessary Maintenance Adjustment," 2020 International Symposium on Autonomous Systems (ISAS), Guangzhou, China, 2020, pp. 153-157, doi: 10.1109/ISAS49493.2020.9378851. [20].

En este trabajo se realizó un estudio sobre las limitaciones en la integración de equipos de subestación digital y los ajustes necesarios en su mantenimiento. Se propuso combinar conjuntos de datos, ajustar el trabajo y la gestión del mantenimiento para abordar estos desafíos. Además, se utilizó un caso de estudio con un dispositivo integrado de protección y control de medición.

Se realizaron pruebas con un dispositivo integrado de protección y control de medición utilizando RTDS (Real Time Digital Simulator) para simular una subestación de distribución. Se evaluó el funcionamiento del dispositivo, la recepción de datos de mensajes SV y GOOSE, y su rendimiento esperado. Además, se discutieron las limitaciones técnicas y prácticas del uso de equipos con múltiples funciones en una subestación digital, proponiendo ajustes en el diseño, instalación, operación y mantenimiento.

Los principales resultados incluyeron la identificación de limitaciones en la capacidad y confiabilidad del hardware, la susceptibilidad electromagnética y la carga en la red de comunicación en los equipos. Se propusieron ajustes en el diseño, instalación, operación y mantenimiento para abordar estas limitaciones y mejorar la eficiencia y confiabilidad de los sistemas integrados. Además, se destacó la importancia de considerar estos aspectos al implementar la integración de equipos en subestaciones digitales.

- K. Ma, Y. Wang, and S. Huang, "Research on improvement of sampling reliability in smart substation and application," *GUANGDONG ELECTRIC POWER*, 30(11), 2017, pp. 67-71, doi: 10.4236/wjet.2019.72024. [26].

Este artículo trata sobre la investigación en la confiabilidad de los relés en subestaciones inteligentes, destacando la importancia de estas protecciones para garantizar la operación segura del sistema de energía. Se exploran estrategias para mejorar la confiabilidad del sistema de protección en subestaciones inteligentes, centrándose en puntos clave como el monitoreo en tiempo real y la sincronización, así como en métodos para fortalecer la protección en diferentes capas del sistema.

Dentro de los métodos para mejorar la confiabilidad se explican el de combinar configuraciones centralizadas y descentralizadas con el fin de reducir la complejidad del sistema, además de analizar la configuración de redundancia y estudiar las protecciones de líneas junto con inspecciones en periodos de tiempo razonables.

Este trabajo es un breve análisis de las componentes principales en la estabilidad de una SED, y menciona ciertos criterios que serán importantes de considerar para el trabajo futuro.



1.2.5 Ciberseguridad

- P. P. Biswas, Y. Li, H. Chuan Tan, D. Mashima and B. Chen, "An Attack-Trace Generating Toolchain for Cybersecurity Study of IEC61850 based Substations," 2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm), Tempe, AZ, USA, 2020, pp. 1-7, doi: 10.1109/SmartGridComm47815.2020.9302989. [2].

En este trabajo se presentan los posibles ciberataques más comunes que pueden llegar a sufrir las subestaciones digitales, los cuales son detener el servicio (DoS), eliminar mensajes (MS), manipulación de datos (DM) y manipulación del control (CM), con el fin de mostrar un sistema mediante el cual se pueden generar datasets, con los cuales se pueden simular estos ciberataques y así poder estudiar la respuesta del sistema. A lo largo del trabajo se muestra paso a paso el proceso por el cual se puede generar este dataset para cada caso específico o futuros casos que se quieran mostrar; además, el código y herramientas usadas son de libre acceso. También se pueden generar simulaciones de funcionamiento normal y de falla.

- M. Girdhar, J. Hong, R. Karnati, S. Lee and S. Choi, "Cybersecurity of Process Bus Network in Digital Substations," 2021 International Conference on Electronics, Information, and Communication (ICEIC), Jeju, Korea (South), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEIC51217.2021.9369743. [7]

En este trabajo se estudian diferentes desafíos de ciberseguridad y en la comunicación mediante el protocolo Sampled Values. Para este caso se muestran los tres tipos más comunes de amenazas que son: Replay attacks, en donde se copian datos de un caso crítico para luego volver a enviarlos al sistema para activar las protecciones, SV spoofing attack, el cual consiste en obtener datos reales para modificarlos y luego volver a ingresarlos al sistema y activar las protecciones, y Denial-of-Service attack, donde se trata de colapsar el sistema mediante la inyección de datos a la red. Para mejorar la robustez del sistema de ciberseguridad se propone el uso de un mensaje de códigos de autenticación de mensaje (MAC). También se realiza un análisis de desempeño de comunicación de control y protecciones entre las MU y las IEDs. Si bien se concluye que el sistema es más difícil de vulnerar, un atacante experimentado podría saltarse estas medidas.



- V. Shikhin and O. Trutneva, "Development of a comprehensive cybersecurity solution for an automated process control system of a digital substation," 2023 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/REEPE57272.2023.10086782. [10]

En este trabajo se aborda el tema de la ciberseguridad, pero esta vez se enfoca principalmente al robo de información y a accesos no autorizados, de manera que se analizan los posibles puntos de vulneración a información técnica, datos que se transmiten dentro de la red (como las mediciones en SV), datos de software, datos del personal e información sobre proyectos. Se propone una solución integral mediante normas IEC 27002 “information technology”, IEC 62443 “industrial communication”, como se ve en la Figura 1.7, en donde se toman medidas de protección para software, como antivirus, junto con protecciones físicas de acceso enfocándose en los puntos vulnerables donde la información puede ser obtenida, es decir, se busca proteger desde el punto técnico, de software y de organización, ya que ,como se puede ver en el gráfico de la Figura 1.6, una de las principales causas de la filtración de información confidencial ocurre por medio de los propios empleados.

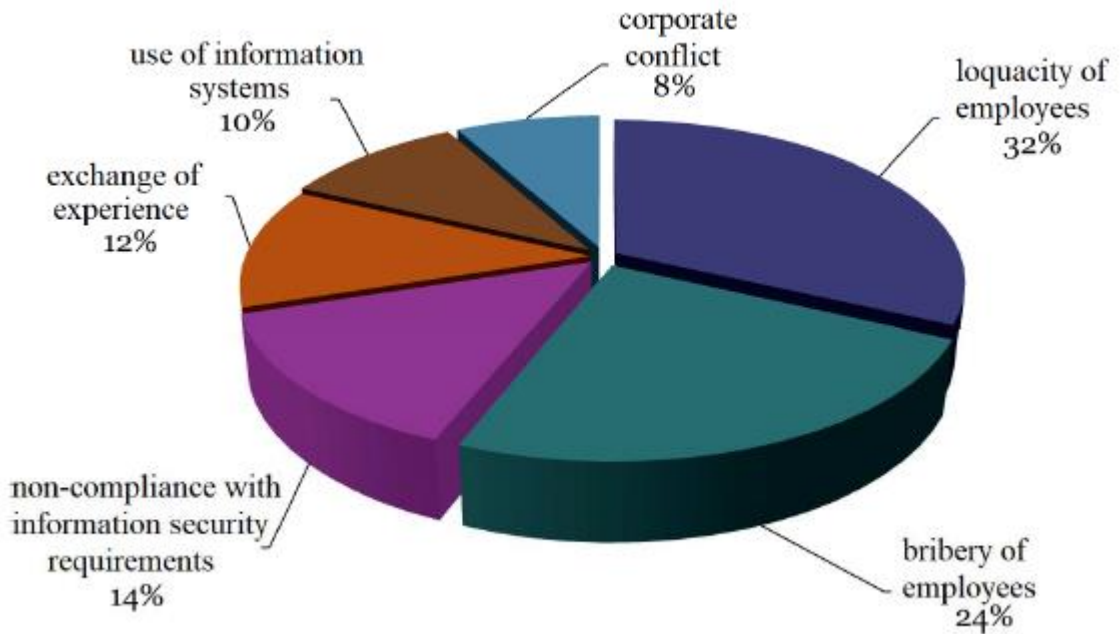


Fig. 1.6 Causas internas de violación de seguridad. [10]

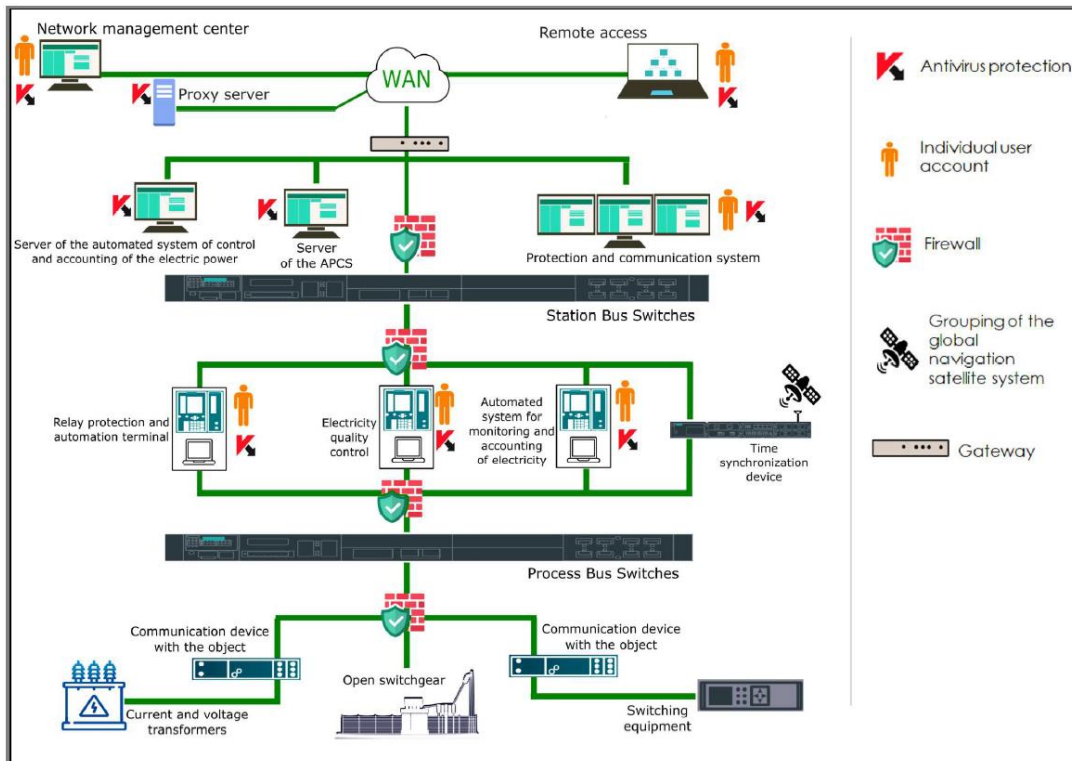


Fig. 1.7 Diseño preliminar de un sistema de ciberseguridad APCS DGS. [10]

- X. Wu, G. Qu, H. Jin and L. Zhang, "Digital Substation Security Monitoring Network Intrusion Detection Based on Deep Learning," 2023 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Engineering (EPEE), Wuhan, China, 2023, pp. 1091-1094, doi: 10.1109/EPEE59859.2023.10352047. [14].

En este trabajo se estudió el sistema de ciberseguridad de una subestación digital, en donde se utiliza un sistema de Deep Learning para mejorar el sistema de detección de intrusos en la red. Para el desarrollo del trabajo se obtuvo un sistema típico de una subestación digital, donde se comenzó a recopilar información, la cual fue revisada para quitar los datos redundantes y luego, mediante un proceso de pre-entrenamiento utilizando la red de creencia profunda (deep belief network), se obtienen los parámetros necesarios para poder utilizar la Restricted Boltzmann machine, de donde se puede optimizar el proceso. Una vez obtenido lo anterior se debe verificar el desempeño de este método de detección de intrusos. Para eso se obtienen nuevos datos de la red de seguridad de la subestación, donde se somete el sistema a tres tipos distintos de ataque, donde lo que se busca es medir la precisión y la velocidad de detección, además de contar los falsos positivos que pueden darse. El resultado final fue que con este método se obtiene una precisión mínima de 95% en el mejor de los casos y los falsos positivos dieron en el mejor de los casos un 0.81%.

- J. Li, J. Ouyang, Y. Huang and W. Hu, "Research on Construction Technology Scheme of Auxiliary Control System for Intelligent Transformation of 500kV Substation," 2022 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Changsha, China, 2022, pp. 1087-1091, doi: 10.1109/CICED56215.2022.9929072. [17]

En este trabajo se estudian las subestaciones digitales que rigen sus sistemas de seguridad bajo la norma IEC 62351, además, la información crítica a considerar será la que se transmite en los protocolos GOOSE y SV, por lo que los autores proponen que la información transmitida sea encriptada, para evitar que los datos sean robados. Lo primero que se hace es un análisis del estándar IEC 61850 junto con el de los protocolos previamente mencionados, de tal forma que identifican ciertas deficiencias, como la falta de mecanismos de certificación y claves. El método de encriptación utilizado es el Tiny Encryption Algorithm, ya que es el más sencillo y requiere pocos recursos computacionales.

La principal conclusión de este trabajo es que la información del bus de procesos puede ser encriptada. El protocolo GOOSE se encriptó con un código específico y el SV puede someter hasta

tres métodos distintos.

Este artículo posee información importante dentro de lo que respecta al estándar IEC 61850 además de que propone una forma de mejorar la ciberseguridad de la subestación.

- H. C. Tan, C. Cheh, B. Chen and D. Mashima, "Tabulating Cybersecurity Solutions for Substations: Towards Pragmatic Design and Planning", 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Chengdu, China, 2019, pp. 1018-1023, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881706. [27].

En este trabajo se propone una estructura pragmática para comparar mecanismos de ciberseguridad en subestaciones eléctricas, centrándose en la protección de datos y dispositivos físicos. Se analizan diferentes mecanismos de defensa, como el Attestation Remoto, IDS basados en física y tecnologías de datos falsos, y se proporcionan recomendaciones de despliegue a corto y largo plazo para proteger las subestaciones contra ataques cibernéticos y físicos. Además, se destaca la importancia de la respuesta a incidentes para mitigar posibles ataques y se enfatiza la necesidad de adaptarse a amenazas sofisticadas en el entorno de las subestaciones eléctricas y se identificaron fortalezas y debilidades de los mecanismos de defensa.

Para el diseño de evaluación de mecanismos de defensa en subestaciones eléctricas los autores del artículo se concentraron en seis métricas: costo, accesibilidad, cobertura de protección, robustez, compatibilidad y disponibilidad. Se realizaron análisis comparativos y de compatibilidad entre los diferentes mecanismos de defensa utilizando estas métricas. Además, se llevó a cabo un estudio de caso basado en un incidente en Ucrania, para demostrar la aplicabilidad y eficacia del marco propuesto en la protección de subestaciones eléctricas contra ataques cibernéticos y físicos.

- M. F. Elrawy, E. Tekki, L. Hadjidemetriou, C. Laoudias and M. K. Michael, "Protection and Communication Model of Intelligent Electronic Devices to Investigate Security Threats," 2023 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, USA, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT51731.2023.10066371. [28]

En este trabajo se propuso un modelo integrado de relé de protección que abarca las operaciones físicas, de comunicación y ciberseguridad de los IEDs.

Los autores proponen un modelo que integra las operaciones físicas, de comunicación y ciberseguridad de los relés de protección utilizando MATLAB/Simulink. Basándose en este modelo se diseñó una simulación para permitir la investigación de operaciones de potencia, comunicación y

ciberseguridad en relés de sobrecorriente en subestaciones digitales. Se llevaron a cabo pruebas simuladas para evaluar la efectividad del modelo frente a casos de fallas y ciberataques, demostrando su capacidad para estudiar el comportamiento de los relés bajo diversas condiciones y amenazas.

Los resultados obtenidos de las pruebas de simulación muestran que el modelo propuesto es efectivo para representar las operaciones físicas, de comunicación y ciberseguridad de los relés de protección en subestaciones digitales. Se demostró que el modelo permite estudiar el comportamiento de los relés bajo diferentes condiciones y ataques cibernéticos, lo que sugiere que puede ser útil para implementar medidas de ciberseguridad y mitigación de riesgos en sistemas de protección de subestaciones.

1.2.6 Aplicaciones

- M. A. Oliván, A. Mareca, J. Bruna and D. Cervero, "An IEC 61850 Sampled Values-based Analyzer for Power Quality applications on Smart Substations," 2021 IEEE 11th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Cagliari, Italy, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/AMPS50177.2021.9586013. [3].

En este trabajo se presentan dos grandes objetivos: el primero es generar una configuración capaz de caracterizar transformadores digitales instalados en una subestación y calibrarlos mediante un transformador de voltaje medible, y luego, mediante la información enviada por las MU en protocolo SV, analizar la calidad del suministro utilizando IEDs con librerías capaces de trabajar con datos de PQ. Además, se generó una arquitectura capaz de realizar este análisis en paralelo con múltiples SAMUs. En las pruebas realizadas se logró trabajar con 20 nodos trifásicos en una plataforma de bajo costo y queda por trabajar con procesadores de mayor nivel. De los aspectos más destacables es la capacidad de caracterizar y calibrar transformadores digitales ya que son tecnologías que aún están en estudios de confiabilidad.

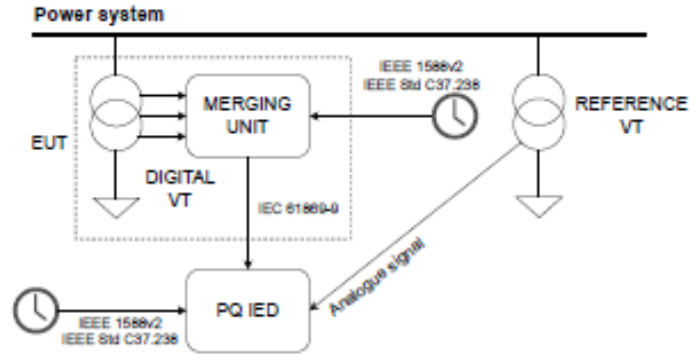


Fig. 1.8 Calibración de un instrumento digital por comparación.[3]

- W. Xiong et al., "Analysis and Research on Integrated Construction of Digital Ultra-high Voltage Substation Based on Infrastructure Stage," 2023 2nd Asian Conference on Frontiers of Power and Energy (ACFPE), Chengdu, China, 2023, pp. 609-613. [4].

En este trabajo se estudia las características con las que debería de cumplir una subestación digital con niveles de ultra alta tensión, es decir, valores de entre 800 kV a 1000kV. Se revisan características generales y estándares de construcción, de manera que se comparan las subestaciones mixtas con las digitales. Este documento servirá como apoyo al momento de revisar las diferencias en el sector de patio y características de medición, control y facturación de las subestaciones.

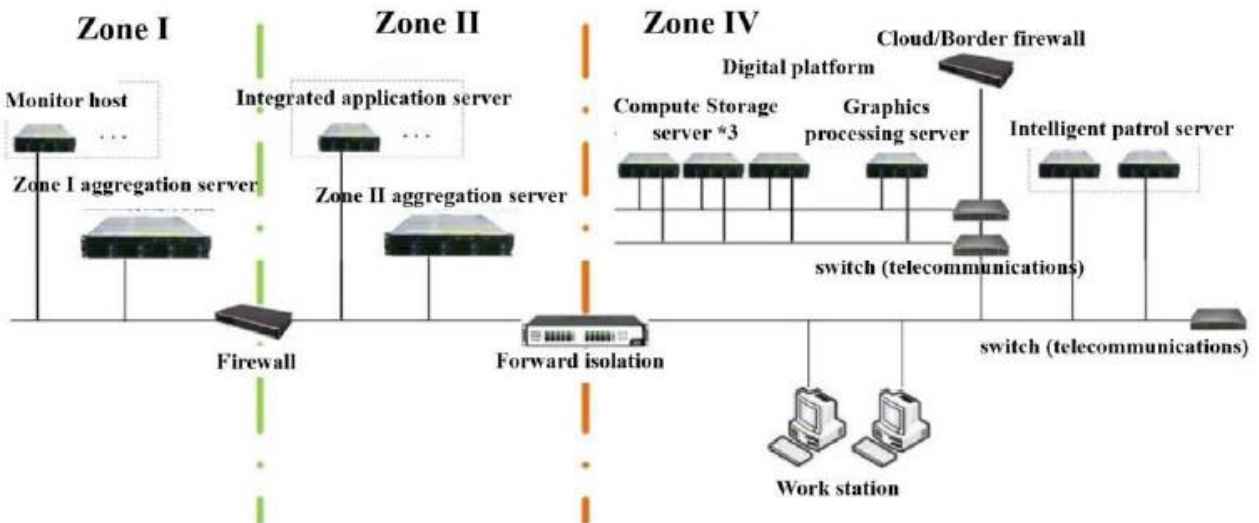
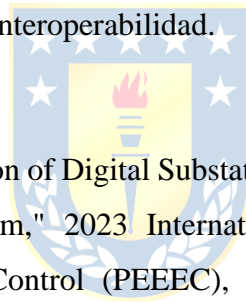


Fig. 1.9 Configuración típica de una subestación digital tipo UHV. [4]

- N. -H. Lee, W. -J. Kim, N. -D. Kim, S. -K. Kim, B. -T. Jang and Y. -Y. Park, "Construction of the Interoperability Test-bed for IEC 61850 based Digital Substation," 2022 6th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), Seoul, Korea, Republic of, 2022, pp. 359-362, doi: 10.1109/ICEPE-ST51904.2022.9757089. [6].

En este documento realizado en Corea se entrega una forma de revisar la interoperabilidad entre diferentes equipos y subestaciones, ya que a pesar de que se habían construido subestaciones digitales desde el 2013 siguiendo los mismos estándares de comunicación y de un grupo acotado de fabricantes, se encontraron que con los años surgieron problemas en los datos y los servicios de comunicación en la red digital, esto como resultado de las diferentes interpretaciones de datos y mensajes de comunicación en conjunto con las diferentes respuestas que tenían los equipos de cada proveedor ante las fallas. Para esto se probaron las respuestas que tenían los equipos frente a fallas o situaciones que resultaban en problemas de comunicación y finalmente se generó un banco de pruebas que se pueden realizar para verificar la interoperabilidad.



- R. Guo, "Design and Optimization of Digital Substation Integrated Automation System Based on Improved Genetic Algorithm," 2023 International Conference on Power, Electrical Engineering, Electronics and Control (PEEEEC), Athens, Greece, 2023, pp. 41-46, doi: 10.1109/PEEEEC60561.2023.00014. [8]

En este trabajo se estudia la automatización en subestaciones y se busca optimizar mediante tres algoritmos distintos. Para lo anterior se preparan tres códigos distintos y se realizan simulaciones para comparar el tiempo que le toma al conjunto de equipos en el bus de proceso realizar cierta cantidad de tareas. Se considera el algoritmo colonia de hormigas, el de filtrado colaborativo y el algoritmo genético. Se revisa la estructura que tiene una subestación y como se pueden automatizar sus distintas zonas y los puntos que buscan mejorar son la búsqueda de direcciones en la comunicación de la subestación, que incluye los sistemas de unidad de protección de línea, protección de condensadores, protección de respaldo de transformadores y unidad de protección principal para la simulación de los algoritmos revisados en el trabajo.

- Y. -Y. Park, S. -K. Kim, B. -T. Jang, N. -D. Kim, W. -J. Kim and N. -H. Lee, "Development of the Testing Automation System for verifying interoperability of Digital Substation," 2022 6th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), Seoul, Korea, Republic of, 2022, pp. 363-366, doi: 10.1109/ICEPE-ST51904.2022.9757085. [12]

En este trabajo, similar a otro previamente leído, se intenta resolver el problema que surge entre los equipos en una subestación digital bajo el estándar de comunicación IEC 61850, el cual ocurre debido a los procesos internos de interpretación y procesamiento de datos en los equipos digitales. A diferencia del trabajo previo de este equipo de académicos, en donde solo se obtuvo el banco de pruebas a realizar, aquí se construye un equipo y se generan pruebas en campo y en tiempo real para probar los equipos, donde con la conexión entre el equipo de pruebas y el dispositivo a probar se emiten comandos y se inyectan fallos de red típicos entre los dispositivos, de manera que se compruebe si a largo plazo el equipo puesto a prueba genera problemas de comunicación con el sistema. Nuevamente, este es un factor importante que considerar en la confiabilidad de los equipos en una subestación digital, y es un problema nuevo que afecta a esta tecnología.

- S. D. Lute, V. N. Pande, N. Jha and U. Sanvatsarkar, "Modelling of Analog to Digital Converter for Merging Unit of Optical Current Transformer," 2022 IEEE Conference on Interdisciplinary Approaches in Technology and Management for Social Innovation (IATMSI), Gwalior, India, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/IATMSI56455.2022.10119375.[13]

En este trabajo se estudia la conversión análoga/digital de las MU y se busca generar una arquitectura que sea capaz de transformar la señal análoga de cualquier transformador de corriente en una digital. Para lo anterior lo que se hizo fue agregar una unidad pequeña SAR ADC justo a la salida de un CT para una MU descentralizada, de manera que se entregue una salida digital que sea enviada por fibra óptica hacia los sistemas de control. El resultado de la simulación fue que la unidad es capaz de funcionar con una entrada de hasta 10 [V] con una precisión del 95% y además presenta un acercamiento al funcionamiento interno de las MUs y realiza un análisis del sistema interno de muestreo.

- O. A. Tobar Rosero et al., "Digital Substations and Cybersecurity in the Transformation of the Electricity Sector," 2023 IEEE Colombian Caribbean Conference (C3), Barranquilla, Colombia, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/C358072.2023.10436315. [15].

En este artículo se explica a grandes rasgos el funcionamiento de la red de comunicaciones de una subestación digital, de manera que lo que se propone es emular los elementos físicos y digitales que la componen. Se dividen las pruebas para los diferentes puntos de conexión de información en la subestación, donde se pondrán a prueba la seguridad que existe en para los diferentes métodos de comunicación, los cuales son GOOSE, SV, PTP, MMS, IEC 61850-8-1 e IEC 60870-5-104. De lo anterior los niveles que se clasificaron como los más vulnerables serían el GOOSE, SV, y PTP. Se pone énfasis en la información crítica transmitida por el protocolo GOOSE la cual es vulnerable a un ataque de suplantación (spoofing attack).

Este documento revisa esta información, pero no cubre el aspecto de ciberseguridad como tal, sino que se enfoca en dar contexto al tema de ciberseguridad, ya que busca promover su estudio.

- Chen L, Li H, Charton T, et al. Virtual Digital Substation Test System and Interoperability Assessments. *Energies*, vol. 48, no. 8, pp. 45-56, 2021, doi:10.3390/en14082337. [30].

En este trabajo se propone diseñar un sistema de prueba de subestación digital virtual para evaluar desafíos de ingeniería e interoperabilidad en subestaciones digitales. Se destaca la importancia de la arquitectura estándar del sistema de control y protecciones, pruebas de interoperabilidad en buses de proceso y medición, y análisis de comunicación en buses de estación.

Para esto los autores separaron el proceso en tres partes: primero modelaron una subestación digital para generar condiciones de falla y operación normal de equipos de patio, luego se pasa a diseñar una arquitectura agregando los sistemas de control y protecciones basada en IEC 61850 con IEDs, considerando que sean de diferentes proveedores, y finalmente una herramienta para visualizar los datos.

El resultado de las pruebas evidencia que la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes proveedores aún no es perfecta. Los autores sugieren lograr interoperabilidad a través de un enfoque bay-by-bay para reducir el tiempo de configuración individual y la dificultad de integración de archivos de tipo Substation Configuration description Language de múltiples proveedores.

Este trabajo aborda nuevamente el problema de la interoperabilidad que puede existir entre equipos en una SED, un factor que se puede considerar al momento de normalizar estas instalaciones.

1.2.7 Experiencias en otros países

- V. H. Ngo, T. T. Bui, H. Hoang, D. T. Vo, C. F. Chow and C. P. Teoh, "Success deployment of 6 digital substations in Vietnam 2020-2021 - return of experience," 27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023), Rome, Italy, 2023, pp. 468-472, doi: 10.1049/icp.2023.0349. [25].

Este documento muestra el resultado de un proyecto llevado a cabo en Vietnam, donde en un periodo de dos años se instalaron seis nuevas SEDs, proyecto promovido por el Vietnam Electricity Northern Power Corporation (EVNNPC), donde las instalaciones llevaban varios años utilizando el protocolo IEC 61850.

Dentro de las consideraciones del proyecto se decidió normalizar las instalaciones digitales y se realizaron estudios para disminuir lo más posible los tiempos de instalación y puesta en marcha, además de la huella de carbono de las subestaciones. Junto con lo anterior se realizaron análisis de confiabilidad en las instalaciones.

El resultado fue que las nuevas instalaciones tenían mayor índice de confiabilidad en los esquemas de control y protecciones comparándolas con las subestaciones convencionales, además de que el tiempo de instalación y los costos se redujeron.

Este artículo apoya la implementación de subestaciones digitales y muestra un proyecto a gran escala de instalación de nuevas tecnologías, además de que ofrece un ejemplo práctico de la mejora en la confiabilidad con el uso de estos equipos.

- Hinkley, K. and Mistry, C. (2018), First digital substation in TransGrid – Australia: a journey, business case, lessons. The Journal of Engineering, 2018: 1135-1139. doi: 10.1049/joe.2018.0171. [21].

Este artículo trata sobre la implementación de la primera subestación digital en TransGrid, Australia, llamada Avon. Se enfoca en los principios de diseño, beneficios, costos reducidos, desafíos enfrentados y lecciones aprendidas durante el proceso de implementación de esta subestación digital.

Para el diseño se consideró, evidentemente, un sistema de comunicación basado en IEC 61850, dejando las MUs lo más cerca posible de los equipos de alto voltaje. Para la arquitectura de conexión se consideraron dos sistemas A y B, completamente independientes y de diferentes fabricantes,

utilizando arquitectura basada según IEC62439-3 PRP a nivel de estación y bus de proceso, para cumplir requisitos de redundancia y confiabilidad. La sincronización horaria se basa en el estándar IEEE1588, como se requiere en este tipo de instalaciones. Se ha prestado especial atención a la estandarización y la ingeniería reutilizable con el fin de lograr la reducción de costos.

1.2.8 Discusión

La revisión realizada muestra que las subestaciones digitales comenzarán a tener cada vez más impacto en la industria eléctrica, y que son el siguiente paso en la mejora de las instalaciones del sistema de transmisión, reduciendo los tiempos de construcción y puesta en marcha, además de presentar mejores prestaciones para las tecnologías de automatización.

En el ámbito nacional la empresa Grupo SAESA ya comenzó a agregar a su sistema SEDs, y están en planes de construir nuevas, además de que en el ámbito internacional cada vez más países están comenzando a trabajar con estas nuevas tecnologías.

Por lo anterior, es esencial tener una normativa clara y que considere las diferentes tecnologías aplicables a estas instalaciones, para que las empresas nacionales puedan tener una planificación estructurada y normalizada internamente y así incentivar a que los nuevos proyectos de subestaciones utilicen esta tecnología.

Finalmente, según lo revisado en la literatura y con la experiencia que la empresa Grupo SAESA ha tenido al momento de diseñar, construir y poner en marcha subestaciones digitales en Chile, es que se plantea una serie de propuestas sobre cambios en la normativa chilena para actualizar las exigencias que pide la CNE y el CEN, y que se logre generar una estandarización más completa de las SED chilenas.

1.3. Problema

La NTSyCS y sus anexos requieren agregar o modificar sus artículos relacionados a las tecnologías de SE digitales con el fin de que se logre generar una estandarización más completa de estas en Chile.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Proponer mejoras y/o actualizaciones a la normativa chilena NTSyCS y sus anexos, con el objetivo de estandarizar de manera más completa las subestaciones eléctricas digitales en Chile, considerando las tecnologías actuales y mejores prácticas internacionales.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Comparar las subestaciones convencionales con las digitales para poder señalar las diferencias y semejanzas.
- Analizar el estado actual de la normativa NTSyCS y sus anexos con respecto a SED.
- Revisar las mejores prácticas y estándares internacionales en subestaciones digitales.
- Evaluar la implementación de la normativa actual en las subestaciones digitales chilenas.
- Desarrollar una propuesta de modificación y/o adición de artículos en la normativa NTSyCS.

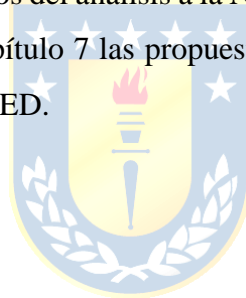
1.5. Alcances y Limitaciones

- El trabajo se centra específicamente en la NTSyCS [41] y sus anexos relacionados con subestaciones digitales, considerando aspectos técnicos, operativos y de ciberseguridad relevantes para el contexto chileno [34].
- Se incluye un análisis comparativo con normas internacionales, como IEC 61850, NERC CIP, y otras relacionadas, para identificar brechas y mejores prácticas aplicables a Chile.
- Se desarrollarán sugerencias concretas para la actualización de artículos específicos de la normativa, con foco en la estandarización de subestaciones digitales.
- Los resultados obtenidos estarán disponibles para ser implementables en el marco del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), teniendo en cuenta las condiciones técnicas, regulatorias y operativas locales.
- El análisis estará limitado a la información pública y accesible de la normativa chilena, estándares internacionales y casos de estudio relevantes. Es posible que existan restricciones en datos confidenciales de implementación en subestaciones actuales.
- Las recomendaciones se harán en función de tecnologías y estándares actuales, por lo que podrían quedar obsoletas frente a avances tecnológicos futuros.

- La propuesta no será implementada directamente en una subestación digital como parte del trabajo, por lo que su validación será teórica.
- Aunque se considerarán estándares internacionales, el análisis y las propuestas estarán orientados únicamente al contexto chileno y no serán directamente extrapolables a otros países.
- El trabajo dependerá de los recursos disponibles para investigación, como tiempo, acceso a bibliografía técnica y apoyo de expertos, lo que puede influir en la profundidad de algunos análisis.

1.6. Temario y Metodología

El capítulo 2 y 3 son una introducción histórica para poner en contexto el trabajo y como han evolucionado las SSEE. El capítulo 4 se presenta el contexto actual de las normas en SSEE. En el capítulo 5 se muestra como las SED están presentes a nivel internacional y las ventajas que poseen. En el capítulo 6 se muestran los resultados del análisis a la NTSyCS y el anexo de exigencias mínimas en el sistema de transmisión y en el capítulo 7 las propuestas para mejorar el marco regulatorio del país frente a las nuevas tecnologías de SED.



2. Evolución de Sistemas de Comunicaciones en SSEE

2.1. Introducción

La comunicación en las subestaciones eléctricas (SSEE) ha evolucionado de sistemas análogos básicos a plataformas digitales avanzadas, marcando un cambio fundamental en la forma de operar, monitorear y controlar las redes eléctricas. Este desarrollo ha sido impulsado por la necesidad de mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad en un entorno de demanda energética creciente y redes eléctricas cada vez más complejas.

2.2. Comunicación análoga

En sus inicios, las SSEE se basaban en sistemas de comunicación análogos que utilizaban señales eléctricas para transmitir información, como alarmas y estados de operación. Estos sistemas dependían de conexiones punto a punto y protocolos propietarios, lo que limitaba la integración entre equipos de distintos fabricantes. Aunque permitían realizar funciones básicas de supervisión y control manual, presentaban limitaciones significativas en términos de escalabilidad y susceptibilidad a interferencias electromagnéticas. Además, requerían una infraestructura costosa debido al extenso cableado necesario para conectar todos los dispositivos.

2.3. Introducción a Protocolos Digitales

Con el avance de la tecnología, surgieron protocolos digitales como DNP3, IEC 60870-5 y Modbus, que marcaron un hito en la comunicación de las SSEE. Estos protocolos permitieron la transmisión de datos en formato digital, lo que mejoró la precisión y la confiabilidad de la supervisión remota. Asimismo, facilitaron el registro de perturbaciones y el análisis post-falla, incrementando la capacidad de respuesta durante contingencias. A pesar de estas mejoras, estos protocolos estaban diseñados principalmente para niveles jerárquicos altos, lo que significaba que la comunicación distribuida aún era limitada.

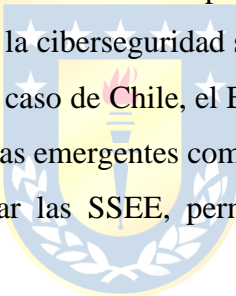
2.4. Comunicación en Tiempo Real con IEC 61850

La adopción del estándar IEC 61850 representó una revolución en la automatización de subestaciones eléctricas. Este protocolo global se basa en redes Ethernet y en el uso de tecnologías avanzadas como GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) para la transmisión de eventos

en tiempo real con una latencia mínima. Además, promueve la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, simplificando el diseño y la operación de las SSEE. Con IEC 61850, se introdujeron dispositivos como las Merging Units (MUs), que digitalizan señales analógicas para su transmisión y procesamiento. Este estándar también permite sincronización temporal precisa mediante PTP (Precision Time Protocol) y reduce significativamente la cantidad de cableado físico necesario al emplear redes LAN industriales.

2.5. Sistemas avanzados, actualidad y ciberseguridad

Actualmente, los sistemas de comunicación en SSEE han alcanzado un alto nivel de sofisticación, incorporando redes redundantes como PRP (Parallel Redundancy Protocol), Figura 2.1, y HSR (High-Availability Seamless Redundancy), Figura 2.2, para garantizar disponibilidad y tolerancia a fallas, ya que estos protocolos permiten un tiempo de recuperación frente a una falla de 0 ms, según estándar IEC 62439-3. Las tendencias actuales también incluyen la integración de tecnologías en la nube y Big Data para realizar análisis predictivos y optimizar el mantenimiento y operación de las subestaciones. Además, la ciberseguridad se ha convertido en un pilar fundamental, con estándares como NERC CIP y, en el caso de Chile, el Estándar de Ciberseguridad para el Sector Eléctrico. Por último, el uso de tecnologías emergentes como redes 5G y aplicaciones de inteligencia artificial está comenzando a transformar las SSEE, permitiendo diagnósticos autónomos y una conectividad más robusta.



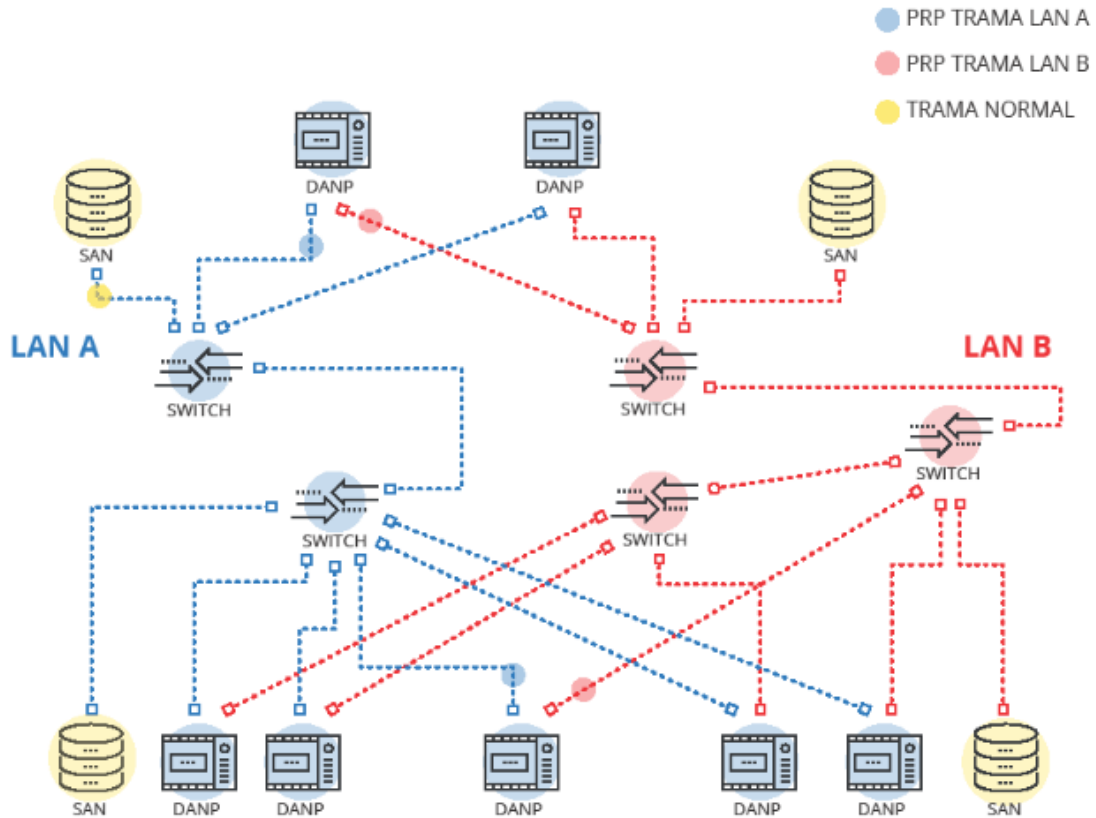


Fig. 2.1 Esquema de Red con intercambio de tramas para protocolo PRP.[44]

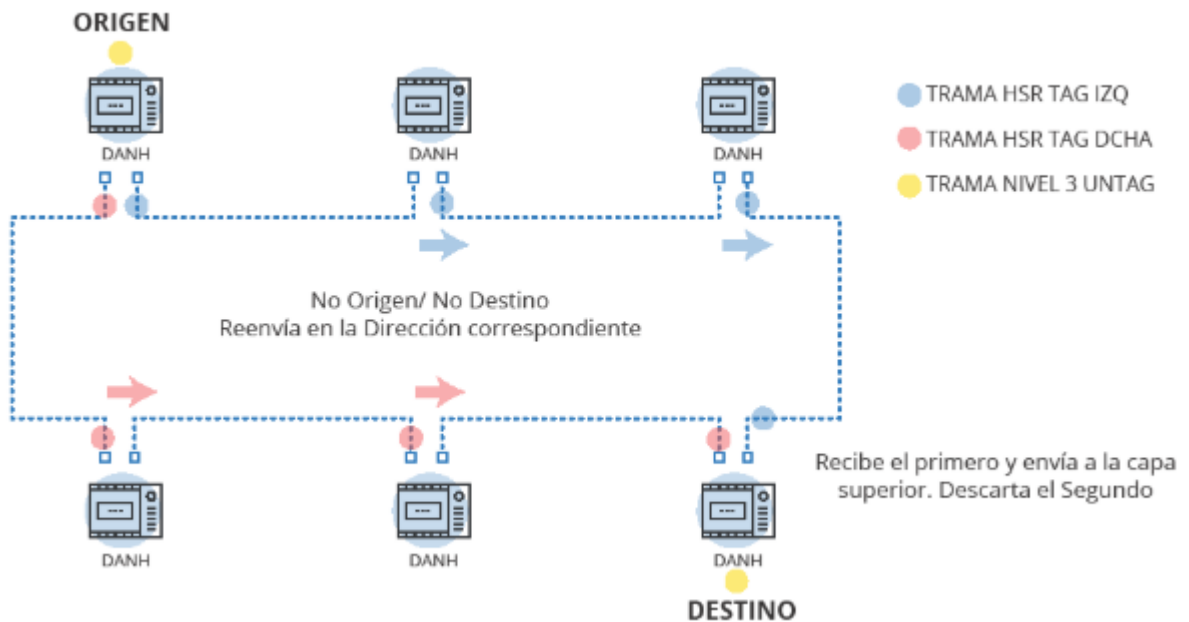


Fig. 2.2 Esquema de Red con intercambio de tramas para protocolo HSR.[44]

2.6. Marco Regulatorio de SS/EE en Chile

El sector eléctrico en Chile ha experimentado una notable transformación en las últimas décadas, influenciado por el crecimiento de la demanda energética, la diversificación de fuentes de generación, y la necesidad de modernizar la infraestructura eléctrica. Este desarrollo ha ido acompañado por una evolución en el marco regulatorio que define los estándares y requisitos para el diseño, operación, y mantenimiento de SS/EE.

En las décadas de 1980 y 1990, el sector eléctrico chileno fue pionero en la implementación de reformas basadas en la liberalización y privatización. Durante este período, la regulación de las subestaciones eléctricas se centró en garantizar la confiabilidad de la infraestructura para sostener el crecimiento del sistema interconectado.

El principal documento regulador en ese entonces fue el Decreto Supremo N°327 de 1997, que estableció las "Normas Técnicas de Seguridad y Calidad de Servicio" (NTSyCS). Este reglamento definía los estándares mínimos para las instalaciones eléctricas, incluyendo criterios para subestaciones.

2.7. Incorporación de Normas Internacionales

A partir de los años 2000, Chile comenzó a adoptar estándares internacionales, promoviendo la modernización tecnológica en las subestaciones eléctricas. La Norma IEC 61850, que define la comunicación para sistemas de automatización de subestaciones, empezó a ser reconocida como un referente, aunque su implementación no era obligatoria en un principio.

2.8. Modernización y Digitalización (2010-2020)

La transformación digital del sector eléctrico impulsó la actualización de los marcos normativos.

- 2017: El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) comienza a aplicar estándares como el NERC CIP, enfocados en la ciberseguridad para infraestructuras críticas. Esto marcó un hito importante para las subestaciones digitales [31].
- 2018: El Anexo "Exigencias Mínimas para Instalaciones que se Conectan al Sistema Interconectado Nacional" incluyó la obligatoriedad del estándar IEC 61850 para equipos en subestaciones digitales.

2.9. Enfoque en Ciberseguridad y Sostenibilidad (2020-presente)

Ciberseguridad: Con el aumento de la automatización, se introdujeron requisitos específicos para garantizar la seguridad de la información y la protección frente a ataques cibernéticos en subestaciones.

Sostenibilidad: Las normativas comenzaron a incluir directrices para la integración de fuentes renovables y el diseño de subestaciones más eficientes.

2024: El Estándar de Ciberseguridad para el Sector Eléctrico, alineado con el NERC CIP, ya es una exigencia en proyectos nuevos.

La evolución del marco regulatorio para subestaciones eléctricas en Chile refleja una respuesta que se adapta a los desafíos tecnológicos, económicos y ambientales del sector. La digitalización y ciberseguridad han adquirido un protagonismo creciente, sentando las bases para un sistema eléctrico más eficiente, seguro y sostenible.



3. Implementación SED

3.1. Introducción

Las SED representan una evolución en la gestión y operación de sistemas eléctricos, aprovechando tecnologías avanzadas de comunicación y procesamiento para mejorar la eficiencia, seguridad y fiabilidad.

3.2. Definición de SED

Las subestaciones digitales son instalaciones eléctricas donde la supervisión, control y protección de los equipos se realizan mediante tecnologías digitales, en lugar de sistemas analógicos convencionales. Utilizan protocolos como IEC 61850 para garantizar la interoperabilidad entre equipos y sistemas.

Sus componentes principales incluyen:

- Merging Units (MU): Equipos que digitalizan señales de corriente y tensión.
- IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes): Dispositivos que ejecutan funciones de protección, control y medición.
- Sistemas SCADA y HMI: Interfaces que permiten el monitoreo y control remoto.
- Redes de comunicación: Fibra óptica y Ethernet para transmisión de datos.

En la actualidad las SSEE han llegado a digitalizar los sistemas hasta el bus de bahía, el cual es la comunicación entre dispositivos de protección, control y medición, pero ahora, gracias a la implementación de MU, se ha logrado digitalizar el bus de proceso, Fig. 3.1, es decir, la señal que conecta los TC y los TP a los equipos de protección.

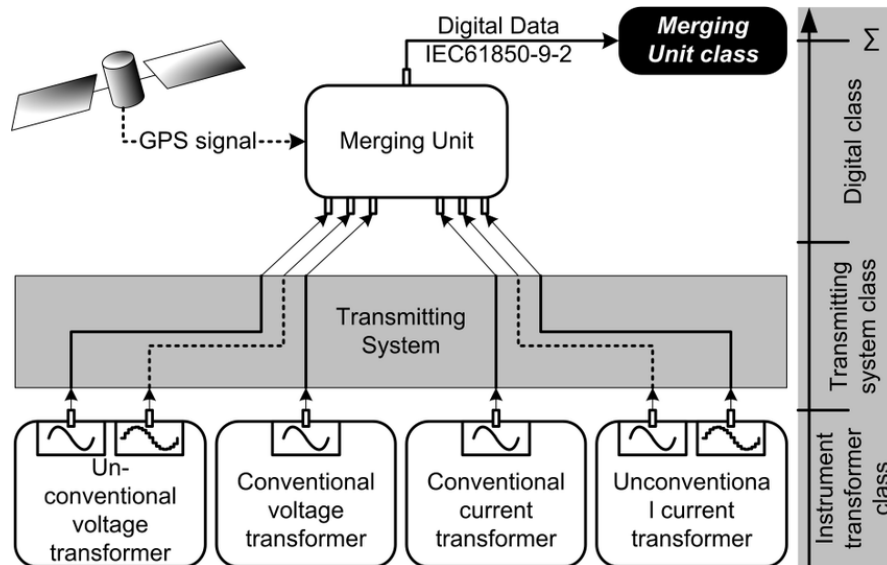


Fig. 3.1 Esquema de comunicación de una MU. [45]

Las MU permiten la comunicación con los equipos de control y monitoreo mediante el protocolo SV, además permiten la conexión entre estos equipos y los sistemas de protección mediante el protocolo GOOSE, como se ve en la Fig. 3.2, de esta forma estas unidades son una parte vital en las subestaciones digitales.

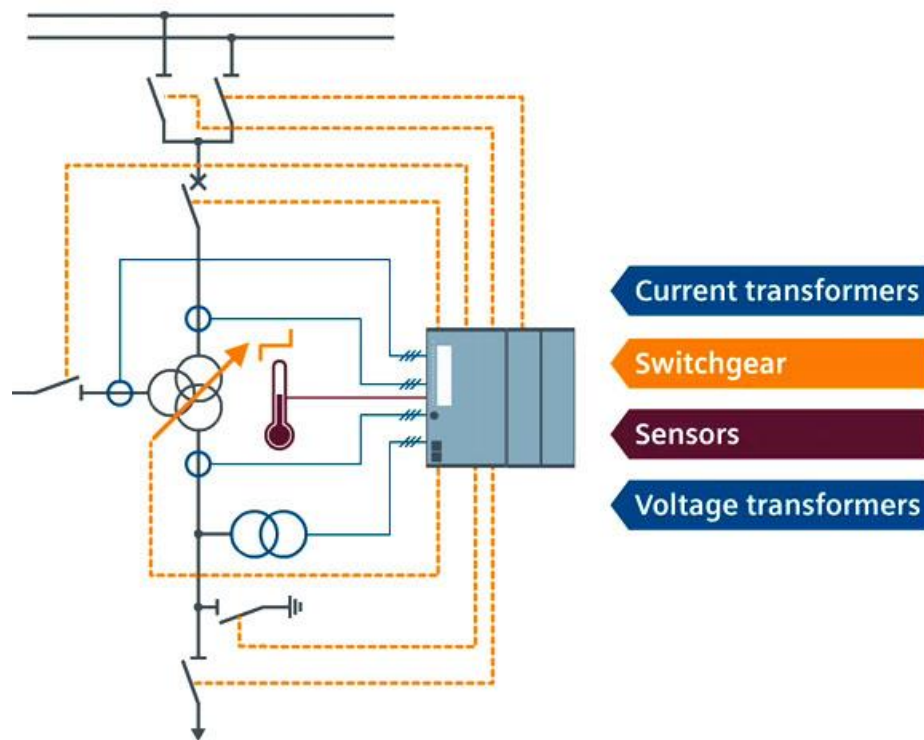


Fig. 3.2 Posibles conexiones para una MU. [43]

3.3. Beneficios de las Subestaciones Digitales

Las subestaciones digitales presentan las siguientes ventajas por sobre las actuales y convencionales.

- Reducción de costos: la digitalización permite reducir el uso de cableado convencional, simplificando el diseño y construcción.
- Flexibilidad y Escalabilidad: es más sencillo integrar nuevos dispositivos y adaptarse a cambios en la demanda eléctrica, gracias a estándares como IEC 61850.
- Reducción en los tiempos de construcción y puesta en marcha: como no se utiliza el cableado convencional disminuye considerablemente el tiempo de obras civiles y conexiones.

3.4. Implementación Internacional

3.4.1 Europa

Países Nórdicos: Líderes en el uso de subestaciones digitales, con proyectos que integran redes inteligentes para manejar fuentes renovables intermitentes.

Reino Unido: La National Grid ha desarrollado proyectos que combinan subestaciones digitales con almacenamiento de energía para mejorar la estabilidad de la red.

3.4.2 Estados Unidos

Aplicación del estándar NERC CIP: Los operadores implementan subestaciones digitales para cumplir con requisitos de ciberseguridad y modernizar la infraestructura.

Proyectos como el programa Grid Modernization Initiative (DOE) han impulsado la digitalización en sistemas de transmisión.

3.4.3 Asia

China: Pionera en la implementación masiva de subestaciones digitales, integradas con redes de ultra alta tensión (UHV) para mejorar la capacidad de transmisión.

India: Adopción acelerada para soportar un sistema eléctrico en expansión y abordar problemas de estabilidad de red.

El uso de estas tecnologías ha demostrado que, si bien la inversión inicial en algunos casos puede ser más alta, los beneficios a largo plazo en eficiencia operativa, mantenimiento y adaptabilidad justifican ampliamente la migración.

Lo más destacable que se puede rescatar tras de experiencia a nivel internacional es:

- La capacitación del personal para la operación y el mantenimiento de estos nuevos sistemas digitales es crucial.
- La ciberseguridad se convierte en un aspecto crítico a considerar en el diseño e implementación de subestaciones digitales, dada la mayor conectividad y el intercambio de datos.
- La implementación gradual y la realización de proyectos piloto son estrategias efectivas para la adopción exitosa de estas tecnologías.

3.5. Implementación Nacional

La primera SE en Chile llega el año 2021 con la SSEE Seccionadora Remehue, ubicada en la Región de Los Lagos, se destaca como la primera subestación digital en Chile, marcando un hito en la modernización del sistema eléctrico nacional. Este proyecto fue liderado por el Grupo SAESA, con la supervisión técnica de DRS Ingeniería y Gestión, y su puesta en marcha oficial se realizó el 22 de febrero de 2021. Durante el desarrollo de la ingeniería de esta SSEE el equipo de ingeniería se topó con ciertos desafíos, entre los cuales destacan:

- Adopción de Nuevas Tecnologías: La transición de sistemas analógicos a digitales requirió una capacitación especializada del personal y la adaptación a nuevos protocolos y estándares internacionales, como el IEC61850
- Integración de Sistemas: La interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes bajo un mismo estándar presentó retos técnicos que demandaron soluciones innovadoras.
- Poca especificación en la Normativa: La incorporación de tecnología digital exigió una revisión y de las normativas, en donde se solicitó, por parte del CEN, que las MU que se conectaban a un TC se utilizarán solo para una protección específica, con lo que no se logró aprovechar completamente las prestaciones de las unidades [46].

La configuración que se decidió por utilizar para el bus de proceso de la SSEE fue del tipo PRP, Fig.3.3, esto debido a que las configuraciones PRP proporcionan esencialmente 4 rutas para que un mensaje viaje a un dispositivo: el mensaje puede viajar en cualquier dirección en cada red, entonces PRP maneja $n + 1$ contingencias fácilmente.

HSR proporciona solo 2 rutas para que un mensaje viaje en cada dirección alrededor del anillo, esto aumenta la probabilidad de que $n + 1$ contingencias tengan un impacto indeseable. HSR a grandes

rasgos es un anillo sin interruptores, una vez que un dispositivo está fuera de servicio (por ejemplo, para pruebas) o si falla su tarjeta de red, el anillo se abre y una contingencia $n + 1$ se convierte en una verdadera preocupación.

Dentro de lo que corresponde la sala de control, lo más destacable es el diseño e instalación de un armario de Bus de Proceso, el cual contiene: Switchs (Conmutadores) de red para comunicación de Merging Units con IEDs de Control y Protección, envío de Mensajes GOOSE y Sampled Values

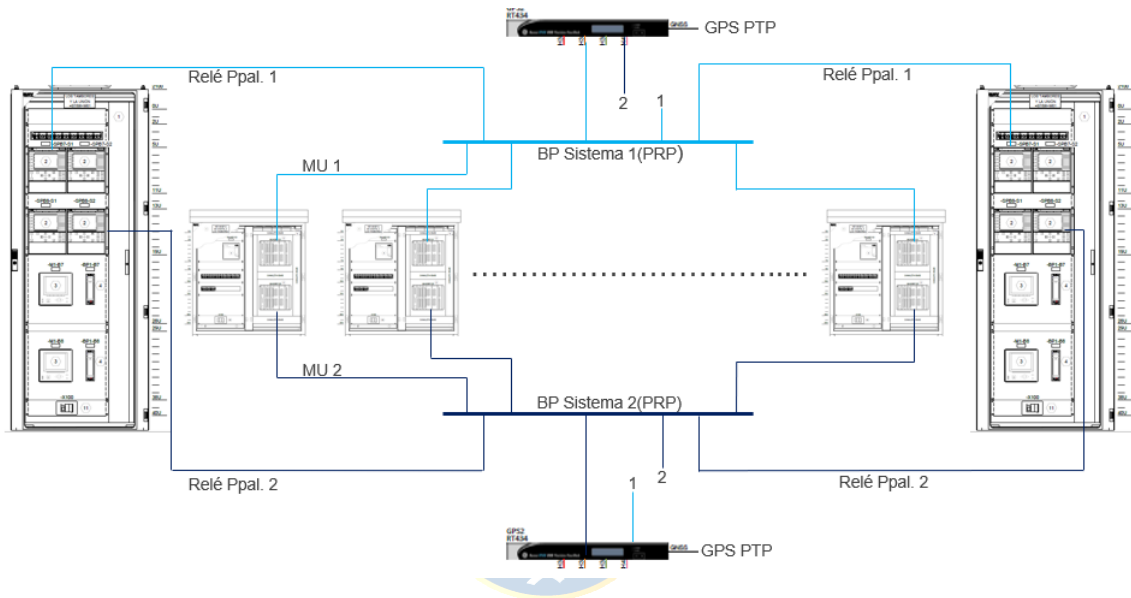


Fig. 3.3 Configuración bus de Proceso SSEE Remehue. [46]

3.6. Desafíos y Beneficios en la Implementación

La implementación de esta tecnología llega con una serie de desafíos para los países y sus empresas, de esta manera los más relevantes en este comienzo serían:

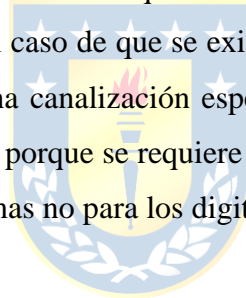
- Costos Iniciales: Aunque los costos operativos se reducen, la inversión inicial en equipos y capacitación puede ser significativa.
- Ciberseguridad: La digitalización amplía las superficies de ataque, lo que exige la adopción de protocolos robustos como los especificados en el estándar NERC CIP.
- Capacitación del Personal: Es necesario actualizar las competencias del personal para manejar los nuevos sistemas digitales y su mantenimiento.

En todos los casos anteriores se observa una mejora en los tiempos de construcción de las instalaciones, el cual se reduce en un 20% a 30% en comparación con una subestación convencional

en la parte de construcción civil y hasta un 70% [47] en la etapa de operación y mantenimiento, además de que el costo general del proyecto se reduce en un 15% a 25% [48]. Además, como las SED poseen escasas conexiones análogas y alta redundancia las operaciones de mantenimiento son más seguras para los técnicos.

3.7. Proceso de Digitalización

A la fecha, 2025, ya existen nuevos proyectos que contemplan la construcción de SED por parte de Grupo SAESA, en donde se están enfrentando a problemas referentes a teleprotecciones, la disposición de los armarios de patio donde irán ensambladas las MUs, además de la arquitectura de comunicación que se utilizarán, y es por esto las Normas tienen un papel fundamental en el desarrollo de la ingeniería de los proyectos, ya que se debe cumplir con cada exigencia, y cuando se están integrando nuevas tecnologías y las actualizaciones de las Normas y Anexos no van de la mano con el avance, se terminan implementando soluciones que no aprovechan al máximo las ventajas que se obtienen al usar estos equipos, nótese el caso de que se exige que el medidor de facturación sea con conexión análoga, obligando a crear una canalización especial para esos equipos, o el no permitir utilizar las salidas múltiples de las MUs porque se requiere que sean sistemas separados, criterio que es válido para equipos convencionales mas no para los digitales.



4. Análisis de Norma Chilena aplicada a SED

4.1. Introducción

La creciente digitalización de las subestaciones eléctricas requiere ajustes normativos que permitan garantizar la interoperabilidad, la ciberseguridad y la eficiencia operativa. En este contexto, se revisaron las normativas actuales aplicables en Chile, incluidas NTSyCS, el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas para el Diseño de Instalaciones de Transmisión, y el Estándar de Ciberseguridad del CEN [41][42][34].

Al implementar una nueva subestación eléctrica digital según la NTSyCS se encuentra que solamente existe un artículo en uno de sus anexos que menciona los requerimientos que debe de tener esta instalación, específicamente el artículo 87: “Sistemas de Protecciones en subestaciones digitales”, el cual solo menciona a grandes rasgos los componentes de una subestación digital, definiendo que el estándar de comunicación debe de ser IEC 61850 y que la forma de digitalizar la señal de los transformadores de medida sea mediante MU.

4.2. Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión

4.2.1 Artículo 87

Dentro del marco normativo actual analizado solo se encontró un apartado que va destinado específicamente a las subestaciones digitales, el cual es el artículo 87 “Sistemas de Protecciones en subestaciones digitales”, el cual dice lo siguiente:

“El diseño de las subestaciones digitales deberá ser realizado en conformidad al estándar IEC 61850. En particular, se deberán considerar los siguientes aspectos:

- a. Los equipamientos primarios deberán utilizar una unidad de concentración o Merging Unit (MU) para la conversión análogo-digital, y la concentración de las señales. Esta MU deberá estar ubicada en el patio de alta tensión, de manera tal de minimizar la longitud del tendido de conductores eléctricos entre los equipos primarios y la MU.
- b. La MU deberá transmitir la información hacia los IED's, de acuerdo con el protocolo de comunicación del estándar IEC 61850-9-2 e IEC61850-8-1, a través de un bus de procesos. El soporte para el bus de procesos deberá estar contenido dentro de una red de comunicaciones Ethernet de alta disponibilidad, de acuerdo con la norma IEC 62439.

- c. En el caso de los TTCC convencionales, cada núcleo secundario deberá conectarse a una MU exclusivamente destinada a este fin. En cuanto a los TTPP, se permitirá conectar los núcleos secundarios compartiendo la MU del paño que corresponda.
- d. En el caso de utilizar los NCIT, éstos se podrán conectar directamente en los IED's, sin necesidad de conectarse previamente a la MU, siempre y cuando estos cuenten con una salida de datos para un bus de procesos, de acuerdo con los estándares IEC 61850-9-2 y/o IEC 61850-8-1.

Los sistemas de protecciones deberán verificar las exigencias de redundancia establecidas en el Artículo 113 del presente Anexo [42].

El Coordinador podrá autorizar que las funciones de bloqueo se realicen mediante lógicas de control en vez de la utilización de relés auxiliares de disparo y bloqueo (86), siempre y cuando esto no signifique una degradación en los sistemas de protección.

El diseño de las subestaciones digitales deberá realizarse considerando la posibilidad de utilizar equipamiento de distintos fabricantes, de acuerdo con el estándar IEC 61850 vigente y sus requisitos de interoperabilidad. Para ello, la subestación digital deberá ser diseñada de manera que el diseño inicial de ésta no condicione la elección de un proveedor.

El Coordinador deberá velar por la interoperabilidad y la estandarización de formatos para el envío de datos, cuando corresponda.”

En este artículo se explica y permite la instalación de SED en el país, no obstante, es una descripción general y presenta una exigencia que se intentó homologar desde los sistemas convencionales, en donde solo se permite conectar un TC por MU de manera exclusiva, esto se revisará más adelante.

4.2.2 *Artículo 91*

El artículo 91, “Sistemas de Protecciones en líneas del Sistema de Transmisión mayor o igual a 200 [kV]”, menciona que se requieren dos sistemas de protección, “...doble esquema de protecciones con funciones de teleprotección redundante, independiente y destinado para cada instalación, cada uno alimentado desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y alambrados independientes desde los transformadores de tensión, con interruptores con doble bobina de desenganche...”, esto obliga a las instalaciones con MU a tener doble sistema de conexión, lo cual, combinado con el artículo 87 no permite aprovechar realmente las cualidades de las SED.

4.3. NTSyCS

4.3.1 Artículo 4-29

En este artículo se especifican exigencias para equipos de medida para transferencias económicas, en donde solo se permiten equipos de facturación convencionales, por lo que al momento de diseñar una SED se debe considerar canalización y cableado análogos para este fin.

4.4. Propuestas de Cambios Normativos

Con la revisión bibliográfica realizada sumada al análisis de las normas estudiadas junto con la experiencia que ha tenido la empresa Grupo SAESA se llega a un conjunto de cambios que otorgarían un mejor uso de las SED en Chile, de manera que se incentive que las empresas empleen estas tecnologías en futuros proyectos.

Para el anexo técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión se consideran las siguientes propuestas:

4.4.1 Artículo 87

Como se mencionó previamente este artículo obliga a las empresas a utilizar un TC para una MU en específico para este propósito, no obstante, esto limita las opciones de configuraciones redundantes en las SSEE y no tiene sentido conservar esta regulación, que viene de los sistemas convencionales, en sistemas digitales, en artículos como [23], [1] y [3] se ven que a una misma MU entran ondas de corriente de más de un TC. Además, en la literatura estudiada no se encuentran motivos por los cuales se debiera de exigir esta parte del artículo.

Propuesta: Cambiar el punto c) del artículo de manera que quede:

“...c) Para los TTCC se debe conectar un núcleo exclusivo a una MU, la cual puede enviar esta información a múltiples IEDs ...”

Impacto Esperado: Si se permite utilizar la medición de un mismo núcleo en más de un equipo se pueden lograr esquemas de protección completos con menos MUs, y deja mayor versatilidad a las soluciones para el equipo de ingeniería, sin sacrificar la confiabilidad o robustez del sistema, además de que se requerirían menor cantidad de MUs, disminuyendo el costo total.

4.4.2 Artículo 91

Para esta parte del artículo se comprende la exigencia de mayor redundancia porque se están especificando requerimientos para paños por sobre los 200 [kV], los cuales suelen tener medidas de protección específicas. Sin embargo, en el caso de las SED, la confiabilidad llega principalmente con la redundancia y siguiendo los protocolos PRP y HSR, y como se muestra en [4], donde se muestran las normas para SSEE de ultra alto voltaje en China, esta exigencia no muestra tener fundamentos en SED. De esta forma se propone agregar a este artículo la excepción para los protocolos HSR y PRP.

Propuesta: Incorporar una línea en el artículo para los sistemas sobre 200 [kV], en donde se especifique que en el caso de subestaciones digitales el Sistema de Protección puede ser redundante sin requerir de doble sistema.

Impacto Esperado: Disminución de la cantidad de MUs en los esquemas de protección en las SSEE de tensión sobre los 200 [kV], disminuyendo el tiempo y costo del proyecto sin perjudicar la confiabilidad del sistema.

4.5. Propuestas para la NTSyCS

Para esta norma técnica se tienen las siguientes propuestas:

4.5.1 Artículo 4-29

Para este caso existen equipos de facturación que son capaces de recibir como señal de entrada el protocolo SV según la norma IEC 61850-9-2, el cual es el protocolo de mayor precisión de la norma y es capaz de realizar análisis de calidad de la potencia y almacenar datos de transferencia económica. Un primer paso sería agregar en los requisitos del artículo la excepción a los equipos de facturación para los casos de subestaciones digitales y se requeriría un análisis del anexo técnico Sistema de Medidas para Transferencias Económicas” para que ambos documentos se complementen.

Propuesta: Agregar en el artículo la siguiente modificación:

“...g) Para el caso de subestaciones digitales, ya sea con MU o con NCIT, los equipos de facturación deberán de contar con comunicación de entrada mediante IEC 61850 8-1 y 9-2...”

Impacto Esperado: Con este agregado ya se estaría permitiendo el uso de equipos de facturación con entrada digital para SED, permitiendo así evitar la canalización y cableado análogo específico para los medidores de facturación, disminuyendo aún más los tiempos de construcción, además de poder aprovechar más características de las SED, como el análisis de flujos de potencia en tiempo real.



4.6. Propuestas relacionadas a ciberseguridad y capacitación

Dentro de los cambios que se proponen para la norma técnica surgen algunas características que se muestran en el estándar de ciberseguridad del coordinador eléctrico nacional [34], de manera que se integren también en los requisitos del diseño de SSEE. Para lo anterior se sugieren incorporar artículos que aborden lo siguiente:

4.6.1 Anexo Técnico de exigencias mínimas: Sección de diseño de sistemas digitales.

- 1) **Propuesta:** Incorporar los estándares CIP-005 (Perímetro de Seguridad Electrónica) y CIP-007 (Gestión de Seguridad de Sistemas) para garantizar que las redes y equipos de subestaciones digitales incluyan: Segmentación de redes, control de acceso electrónico, protección de comunicaciones mediante criptografía y autenticación robusta.

Impacto esperado: Aumentar la seguridad de las comunicaciones y el control de acceso en las subestaciones digitales.

- 2) **Propuesta:** Exigir medidas físicas y lógicas para proteger los sistemas de sincronización de tiempo (como GPS y PTP) contra interferencias y ataques, siguiendo lo estipulado en CIP-006 (Seguridad Física).

Impacto esperado: Mejorar la confiabilidad de la sincronización temporal, fundamental para el correcto funcionamiento de las MU.

4.6.2 NTSyCS: Consideraciones generales de seguridad del sistema.

- 1) **Propuesta:** Incluir auditorías anuales de sistemas digitales para identificar y corregir vulnerabilidades, siguiendo los estándares de CIP-010 (Gestión de Configuraciones y Evaluación de Vulnerabilidades).

Impacto esperado: Aumentar la seguridad de las comunicaciones y el control de acceso en las subestaciones digitales.

- 2) **Propuesta:** Exigir medidas físicas y lógicas para proteger los sistemas de sincronización de tiempo (como GPS y PTP) contra interferencias y ataques, siguiendo lo estipulado en CIP-006 (Seguridad Física)

Impacto esperado: Asegurar la resiliencia de los sistemas digitales frente a nuevas amenazas.

3) **Propuesta:** Crear un artículo específico en la NTSyCS que obligue a las empresas a implementar capacitaciones trimestrales en ciberseguridad para el personal que accede a subestaciones digitales. Además, se debe documentar el contenido de las capacitaciones y los participantes, en cumplimiento con CIP-004 (Personal y Capacitación).

Impacto esperado: Fortalecer la cultura de ciberseguridad y reduce riesgos relacionados con errores humanos.



5. Conclusiones

5.1. Sumario

En este trabajo de memoria se realizó una investigación sobre las tecnologías utilizadas en subestaciones a lo largo de la historia de la industria de la transmisión, llegando hasta los últimos equipos y sus sistemas de digitalización, para así poder revisar el marco regulatorio nacional referente a las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico nacional.

Se estudió el sistema de protección y comunicación que se utilizan en las SSEE actuales y se estudiaron casos internacionales para tener contexto mundial del uso y del impacto de estas tecnologías en diferentes países. Además de que en la revisión bibliográfica se encontraron diferentes artículos que abordaban problemáticas que ocurrían en estos equipos en países que llevaban un largo tiempo utilizándolas, como lo es China, donde se encontraron pocos puntos en contra al cambio de conexiones digitales.

Se analizó el contexto de la ciberseguridad en el mundo actual, y como es una amenaza real para los sistemas de comunicación, y como Chile se ha estado preparando para una era cada vez más digitalizada.

Con la información reunida se analizaron tres documentos normativos que rigen sobre el diseño de las SSEE, donde se encontraron algunos puntos que aún estaban desfasados con el avance tecnológico e invocación que buscan empresas como Grupo SAESA en su sistema de transmisión.

5.2. Conclusiones

- Diferencias y semejanzas entre subestaciones convencionales y digitales

Se identificaron diferencias clave entre subestaciones convencionales y digitales, destacando la reducción del cableado de cobre, el uso de redes de comunicación IEC 61850 y la mayor flexibilidad en el monitoreo y control en las digitales. A pesar de estas diferencias, ambas mantienen principios operativos similares en cuanto a la protección y control de la red eléctrica

Las SED presentan ventajas en términos de eficiencia operativa, reducción de costos de cableado y mayor flexibilidad en la gestión de datos, aunque también requieren una mayor especialización en ciberseguridad y mantenimiento.

- Análisis del estado actual de la normativa NTSyCS y sus anexos

La normativa chilena NTSyCS aún presenta vacíos en la regulación específica para subestaciones digitales, lo que podría generar inconsistencias en la implementación de estas tecnologías, ya que se aplican criterios basados en sistemas convencionales.

- Revisión de mejores prácticas y estándares internacionales

Se observó que los marcos normativos en países donde esta tecnología está más implementada incluyen definiciones más detalladas sobre ciberseguridad, pruebas de interoperabilidad y requisitos para la infraestructura de comunicaciones en subestaciones digitales.

Se destacan estrategias de implementación en otros países que han demostrado beneficios en términos de confiabilidad y eficiencia en la operación de subestaciones digitales, donde se observa principalmente en China la mayor masificación de las SED en el sistema de transmisión, el cual posee características únicas que sirven a modo de modelo para futuras ampliaciones al SEN.

- Evaluación de la implementación de la normativa actual en subestaciones digitales en Chile

Se encontró que las subestaciones digitales en Chile se implementan bajo normas que no especifican las condiciones que se dan en una SED, obligando a usar criterios basados en equipos convencionales.

- Propuesta de mejoras a la normativa

Con base en la comparación y el análisis realizado, se proponen mejoras en la NTSyCS para incluir requisitos más detallados sobre interoperabilidad, exigencias de ciberseguridad alineadas con NERC CIP y modo de uso de equipos digitales, que permitan aprovechar al máximo las prestaciones de los equipos que se utilizan.

- Conclusión General

En base al análisis realizado, se concluye que la normativa chilena NTSyCS, si bien permite el uso de MUs para el desarrollo de SEDs, requiere una actualización para incorporar de manera más detallada los principios y requisitos de las subestaciones digitales. La propuesta desarrollada en este estudio contribuiría a una mayor estandarización, interoperabilidad y seguridad en estas infraestructuras, alineando a Chile con las mejores prácticas internacionales.

5.3. Trabajo Futuro

Dentro de los trabajos investigados se encontró escasez de estudios relacionados a la confiabilidad de las configuraciones PRP y HSR, siendo mencionadas ambas como suficientes, pero sin otorgar valores numéricos como índices de confiabilidad a cada una de ellas. Además de que se encuentra pocos casos de aplicación y estudio en NCIT, además de que, al ser transformadores que entregan de inmediato la onda de corriente o voltaje digitalizada, se necesita un protocolo de pruebas sólido para homologar la inyección de corriente en el secundario de los TC y TP convencionales.



Referencias

- [1] R. Cao, Z. He, T. Wu, B. Zhou, Z. Wang and X. Li, "A Method to Prevent and Control the Interruption Exception of Sampling in Merging Unit," 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Chengdu, China, 2020, pp. 1304-1309, doi: 10.1109/iSPEC50848.2020.9350977.
- [2] P. P. Biswas, Y. Li, H. Chuan Tan, D. Mashima and B. Chen, "An Attack-Trace Generating Toolchain for Cybersecurity Study of IEC61850 based Substations," 2020 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm), Tempe, AZ, USA, 2020, pp. 1-7, doi: 10.1109/SmartGridComm47815.2020.9302989.
- [3] M. A. Oliván, A. Mareca, J. Bruna and D. Cervero, "An IEC 61850 Sampled Values-based Analyzer for Power Quality applications on Smart Substations," 2021 IEEE 11th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Cagliari, Italy, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/AMPS50177.2021.9586013.
- [4] W. Xiong et al., "Analysis and Research on Integrated Construction of Digital Ultra-high Voltage Substation Based on Infrastructure Stage," 2023 2nd Asian Conference on Frontiers of Power and Energy (ACFPE), Chengdu, China, 2023, pp. 609-613, doi: 10.1109/ACFPE59335.2023.10455285.
- [5] D. Dolezilek, P. Lima, G. Rocha, A. Rufino and W. Fernandes, "Comparing the cost, complexity, and performance of several in-service process bus merging unit solutions based on IEC 61850," 15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020), Liverpool, UK, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1049/cp.2020.0120.
- [6] N. -H. Lee, W. -J. Kim, N. -D. Kim, S. -K. Kim, B. -T. Jang and Y. -Y. Park, "Construction of the Interoperability Test-bed for IEC 61850 based Digital Substation," 2022 6th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), Seoul, Korea, Republic of, 2022, pp. 359-362, doi: 10.1109/ICEPE-ST51904.2022.9757089.

- [7] M. Girdhar, J. Hong, R. Karnati, S. Lee and S. Choi, "Cybersecurity of Process Bus Network in Digital Substations," 2021 International Conference on Electronics, Information, and Communication (ICEIC), Jeju, Korea (South), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICEIC51217.2021.9369743.
- [8] R. Guo, "Design and Optimization of Digital Substation Integrated Automation System Based on Improved Genetic Algorithm," 2023 International Conference on Power, Electrical Engineering, Electronics and Control (PEEEEC), Athens, Greece, 2023, pp. 41-46, doi: 10.1109/PEEEEC60561.2023.00014.
- [9] E. P. Vlasova, "Development and Research of a Model Using IEC Protocols for 110/6 kV Digital Substations," 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), Vladivostok, Russia, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/FarEastCon50210.2020.9271222.
- [10] V. Shikhin and O. Trutneva, "Development of a comprehensive cybersecurity solution for an automated process control system of a digital substation," 2023 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russian Federation, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/REEPE57272.2023.10086782.
- [11] Y. -Y. Park, S. -K. Kim, B. -T. Jang, N. -D. Kim, W. -J. Kim and N. -H. Lee, "Development of the Testing Automation System for verifying interoperability of Digital Substation," 2022 6th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), Seoul, Korea, Republic of, 2022, pp. 363-366, doi: 10.1109/ICEPE-ST51904.2022.9757085.
- [12] S. D. Lute, V. N. Pande, N. Jha and U. Sanvatsarkar, "Modelling of Analog to Digital Converter for Merging Unit of Optical Current Transformer," 2022 IEEE Conference on Interdisciplinary Approaches in Technology and Management for Social Innovation (IATMSI), Gwalior, India, 2022, pp. 1-4, doi: 10.1109/IATMSI56455.2022.10119375.
- [13] Y. Dai et al., "Practical Scheme of Optical Voltage Transformer in High Voltage Substations," 2022 IEEE 5th International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China, 2022, pp. 443-447, doi: 10.1109/ICET55676.2022.9824406.

- [14] X. Wu, G. Qu, H. Jin and L. Zhang, "Digital Substation Security Monitoring Network Intrusion Detection Based on Deep Learning," 2023 3rd International Conference on Energy, Power and Electrical Engineering (EPEE), Wuhan, China, 2023, pp. 1091-1094, doi: 10.1109/EPEE59859.2023.10352047.
- [15] O. A. Tobar Rosero et al., "Digital Substations and Cybersecurity in the Transformation of the Electricity Sector," 2023 IEEE Colombian Caribbean Conference (C3), Barranquilla, Colombia, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/C358072.2023.10436315.
- [16] N. Scheel, U. Andersen and P. J. Randewijk, "Hands-on Education in using Process Bus for Digital Substation Automation Systems, based on IEC 61850-9-2LE," 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON), Riga, Latvia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830313.
- [17] J. Li, J. Ouyang, Y. Huang and W. Hu, "Research on Construction Technology Scheme of Auxiliary Control System for Intelligent Transformation of 500kV Substation," 2022 China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Changsha, China, 2022, pp. 1087-1091, doi: 10.1109/CICED56215.2022.9929072.
- [18] R. Zhang et al., "Research on Customized Development Technology of Substation Digital System for Scenario-Based Applications," 2023 7th International Symposium on Computer Science and Intelligent Control (ISCSIC), Nanjing, China, 2023, pp. 311-315, doi: 10.1109/ISCSIC60498.2023.00071.
- [19] F. Zhou, S. Hu, H. Hu, D. Li, J. Yang and J. Huang, "Study on Self-Monitoring Scheme of the Accuracy Deviation for the Merging Unit," 2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), Taiyuan, China, 2021, pp. 2388-2391, doi: 10.1109/EI252483.2021.9713222.
- [20] J. Zhu, X. Ge, R. Xie, Z. Sun, X. Zheng and H. Tian, "Study on the Constraints on Integration of Digital Distribution Substation Equipment and Necessary Maintenance Adjustment," 2020 International Symposium on Autonomous Systems (ISAS), Guangzhou, China, 2020, pp. 153-157, doi: 10.1109/ISAS49493.2020.9378851.

- [21] V. H. Ngo, T. T. Bui, H. Hoang, D. T. Vo, C. F. Chow and C. P. Teoh, "Success deployment of 6 digital substations in Vietnam 2020-21 - return of experience," 27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023), Rome, Italy, 2023, pp. 468-472, doi: 10.1049/icp.2023.0349.
- [22] G. G. M. Deaconu, S. Costinaş, I. B. Stoenescu and I. Opreş, "The Testing of Digital Substation - an Important Issue in Power Engineering Education," 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), Bucharest, Romania, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ATEE52255.2021.9425295.
- [23] Y. Chen, E. Mohns, M. Seckelmann and S. de Rose, "Traceable calibration system for non-conventional current sensors with analogue or digital output," 2021 IEEE 11th International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Cagliari, Italy, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/AMPS50177.2021.9586012.
- [24] N. Matanov and P. Nankinsky, "Digital substations - the backbone of smart grids," 2022 14th Electrical Engineering Faculty Conference (BuleF), Varna, Bulgaria, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/BuleF56479.2022.10021197.
- [25] Hinkley, K. and Mistry, C. (2018), First digital substation in TransGrid – Australia: a journey, business case, lessons. *The Journal of Engineering*, 2018: 1135-1139, doi: 10.1049/joe.2018.0171.
- [26] K. Ma, Y. Wang, and S. Huang, "Research on improvement of sampling reliability in smart substation and application," *GUANGDONG ELECTRIC POWER*, 30(11), 2017, pp. 67-71, doi: 10.4236/wjet.2019.72024.
- [27] H. C. Tan, C. Cheh, B. Chen and D. Mashima, "Tabulating Cybersecurity Solutions for Substations: Towards Pragmatic Design and Planning," 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Chengdu, China, 2019, pp. 1018-1023, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881706.
- [28] M. F. Elrawy, E. Tekki, L. Hadjidemetriou, C. Laoudias and M. K. Michael, "Protection and Communication Model of Intelligent Electronic Devices to Investigate Security Threats," 2023 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, DC, USA, 2023, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT51731.2023.10066371.

- [29] M. A. Aftab, S. S. Hussain, I. Ali, and T. S. Ustun, "IEC 61850 based substation automation system: A survey," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 120, pp. 1–16, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106008.
- [30] Chen L, Li H, Charton T, et al. Virtual Digital Substation Test System and Interoperability Assessments. *Energies*, vol. 48, no. 8, pp. 45-56, 2021, doi:10.3390/en14082337.
- [31] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, Santiago de Chile, enero de 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/01/NTSyCS-Ene-2025.pdf>. [Accedido: 17 de Octubre de 2024].
- [32] TEKVEL. (2023, 17 de Julio). What is IEC 61850 Standard (or Protocol?). Recuperado el 20 de junio de 2024, de <https://tekvel.com/en/web/blog/post/what-is-61850-protocol/>.
- [33] M. Adamiak, D. Baigent, and R. Mackiewicz, "IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations: An Overview for Users," *Journal of Multilin*, Spring 2009. [Online]. Available:<https://www.gevernova.com/grid-solutions/multilin/journals/issues/spring09/iec61850.pdf>.
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional. (2020). ESTÁNDAR DE CIBERSEGURIDAD PARA EL SECTOR ELÉCTRICO. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/>.
- [35] J. Kabemba, "HVDC and FACTS—The need for coordination between the two technologies in a modern power grid," *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 25, no. 2, pp. 10-18, May 2014, DOI:[10.1049/cp.2012.2169](https://doi.org/10.1049/cp.2012.2169).
- [36] ABB, "*IED vs. Hardwired – Infographic*". [En línea]. Disponible: <https://new.abb.com/control-systems/system-800xa/electrical-control-system/ied-vs-hardwired-infographic>. [Accedido: 9-nov-2024]
- [37] O. R. Glynn, J. Balakrishnan, A. M. Khirwadkar, M. Kandakatla, and M. S. Veerabahu, "Introduction of 132/11 kV Digitally Optimized Substation for Protection, Control and SCADA System in DEWA Transmission Network," *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, vol. 9, no. 11, pp. 656-662, Nov. 2022, <https://www.irjet.net/archives/V9/i11/IRJET-V9I11140.pdf>.

- [38] INCIBE, "PRP y HSR: Protocolos redundantes para comunicaciones industriales". [En línea]. Disponible: <https://www.incibe.es/incibe-cert/blog/prp-y-hsr-protocolos-redundantes>. [Accedido: 9-nov-2024].
- [39] ORing, "What is HSR/PRP?". [En línea]. Disponible: <https://oringnet.com/en/knowledge-base/what-is-hsr-prp>. [Accedido: 2-nov-2024]
- [40] Netcloud Engineering, "Protocolos redundantes PRP y HSR". [En línea]. Disponible: <https://netcloudengineering.com/protocolos-redundantes-prp-hsr/>. [Accedido: 15-nov-2024].
- [41] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Eléctricos de Distribución*. Santiago, Chile, octubre 2024, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>.
- [42] Comisión Nacional de Energía, *Exigencias mínimas de diseño de instalaciones de transmisión*. Santiago, Chile, septiembre 2020, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/EXIGENCIAS-M%C3%8DNIMAS-DE-DISE%C3%91O-DE-INSTALACIONES-DE-TRANSMISI%C3%93N.pdf>.
- [43] PAC Academy, "Merging Unit: IEC 61850". [En línea]. Disponible: <https://pac-academy.com/merging-unit-iec-61850/>. [Accedido: 20-nov-2024].
- [44] INCIBE-CERT, "PRP and HSR redundancy protocols," *INCIBE*, 21 de noviembre de 2023. [Online]. Available: <https://www.incibe.es/en/incibe-cert/blog/prp-and-hsr-redundancy-protocols>. [Accessed: 17-Mar-2025].
- [45] J. Toctaquiza, *Experiencia en la instalación de equipos compactos aislados en gas SF₆ a 138 kV en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito*, 2021.
- [46] Sistema de Transmisión del Sur S.A., *Subestación Digital Remehue 66kV: Arquitectura del Sistema de Automatización de Subestación*, documento SE188T003-P-EE-00-006-6, Jul. 2020.
- [47] Omicron Energy, "IEC 61850 Sampled Values explained," *YouTube*, 18 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.youtube.com/watch?v=PhyTRb1GEMA>. [Accedido: 17 de marzo de 2025].