

## Requerimientos técnicos de la digitalización de subestaciones eléctricas por etapas y sus pruebas para la puesta en marcha

### Technical requirements for digitisation of electrical substations in stages and their testing for application march

Juan Camilo Bolaños Espín <sup>1</sup>, Francisco Julián Pereira Otero <sup>2</sup> y Eduardo Gómez-Luna <sup>3</sup>

Fecha de Recepción: 18 de Abril de 2024

Fecha de Aceptación: 16 de agosto de 2024

**Cómo citar:** Bolaños Espín J. C., Pereira Otero, F. J., y Gómez-Luna E. (2024). Requerimientos técnicos para la digitalización de subestaciones eléctricas por etapas y sus pruebas para la puesta en marcha. *Tecnura*, 28(81), 86-105. <https://doi.org/10.14483/22487638.22075>

## Resumen

**Objetivo:** identificar los requerimientos técnicos para la implementación de subestaciones eléctricas digitales y sus pruebas para la puesta en marcha.

**Métodología:** se realizó un estudio exhaustivo para identificar los requisitos técnicos mínimos para la implementación exitosa de subestaciones eléctricas digitales. En primer lugar, se determinó la cantidad de etapas para la migración hacia una subestación digital. En segundo lugar, se identificaron las pruebas de fábrica (Factory Acceptance Test, FAT, en inglés) como un componente esencial que garantiza el correcto funcionamiento de los equipos y sistemas involucrados.

**Resultados:** se identificaron los requisitos mínimos para la implementación de subestaciones eléctricas digitales, a través de tres etapas, cada una de las cuales supone el uso de equipos y materiales que deben ser sometidos a las FAT para garantizar su correcto funcionamiento. Además, se determinó el *software* adecuado para cada prueba. Todo el proceso se realizó en cumplimiento de estándares internacionales, entre ellos la norma IEC 61850 y la NTC 61869-9.

**Conclusiones:** la digitalización de subestaciones eléctricas ha demostrado mejoras significativas en la eficiencia, seguridad y calidad del servicio de energía eléctrica. Este estudio ha delineado los requerimientos para alcanzar subestaciones completamente digitales, definiendo cada una de las etapas para su implementación. Además, la inclusión de FAT, como una parte del proceso, asegura que los equipos y sistemas funcionen correctamente y cumplan con los estándares establecidos antes de su puesta en marcha. Los hallazgos proporcionan una base sólida para que los operadores de red guíen su transición hacia subestaciones eléctricas digitales, como contribución a una infraestructura energética más eficiente, segura y confiable.

<sup>1</sup>Ingeniero electricista. Universidad del Valle. Cali, Colombia <sup>ROR</sup>. Email: [juan.espin@correounivalle.edu.co](mailto:juan.espin@correounivalle.edu.co)

<sup>2</sup>Ingeniero electricista. Universidad del Valle. Cali, Colombia <sup>ROR</sup>. Email: [francisco.pereira@correounivalle.edu.co](mailto:francisco.pereira@correounivalle.edu.co)

<sup>3</sup>Ingeniero electricista, doctor en Ingeniería. Universidad del Valle. Cali, Colombia <sup>ROR</sup>. Email: [eduardo.gomez@correounivalle.edu.co](mailto:eduardo.gomez@correounivalle.edu.co)

---

**Palabras clave:** subestación eléctrica, sistemas de potencia, automatización, interoperabilidad, ciberseguridad.

---

## Abstract

**Objective:** Identify each of the technical requirements necessary for the implementation of digital electrical substations and their tests for commissioning.

**Methodology:** A comprehensive study was carried out to identify the minimum technical requirements necessary for the successful implementation of digital electrical substations. First, the number of stages required for the migration process to a digital substation was determined. Second, we identified factory testing (FAT) as an essential part of the process, guaranteeing the correct functioning of the equipment and systems involved. Third, the necessary technical requirements for the implementation of digital electrical substations were determined.

**Results:** This research demonstrates that the implementation of digital electrical substations requires overcoming three stages, each of them with the need for specific equipment and materials that must be tested to guarantee their correct operation. It was identified which type of software is the most suitable for this type of testing. The entire process is carried out in compliance with international standards, such as IEC 61850 and NTC 61869-9.

**Conclusions:** The digitalization of electrical substations has demonstrated significant improvements in the efficiency, safety and quality of electrical energy service. This study has outlined the minimum requirements necessary to achieve completely digital substations, defining each of the stages for its implementation. Additionally, the inclusion of Factory Acceptance Testing (FAT), as a fundamental part of the process, ensures that equipment and systems function correctly and meet established standards before commissioning. The findings of this study provide a solid foundation for grid operators to guide their transition towards digital electrical substations, contributing to a more efficient, secure and reliable energy infrastructure.

**Keywords:** Station bus, Process bus, Factory Acceptance Test (FAT), Conventional Electrical Substation (SEC), Digital Electrical Substation (SED), Digital Secondary System (SSD), Electrical infrastructure, Information technologies, Control systems, Electrical energy, Automation, Interoperability, Cybersecurity.

---

## Introducción

En el contexto de la transición energética global, la digitalización es clave para el avance del sector. En este artículo se analiza la migración hacia las subestaciones eléctricas digitales (SED), desarrollada en tres etapas que representan una transformación de lo convencional a lo digital en la adquisición, procesamiento, transmisión y salida de datos. Debido al incremento en la demanda de energía eléctrica, los sistemas eléctricos de potencia están experimentando un crecimiento continuo, lo que requiere el desarrollo de redes más inteligentes, confiables y seguras ([IEEE Xplore, 2012, 2017](#); [Ministerio de Minas y Energía \[MinMinas\], 2013](#)). Este cambio supone desafíos técnicos, como la infraestructura necesaria y la capacitación del personal, pero también ofrece oportunidades para mejorar la confiabilidad, flexibilidad y calidad del servicio eléctrico ([Raman y Suresh, 2022](#)). Un aspecto crítico es la realización de pruebas de aceptación en fábrica (*factory acceptance testing* [FAT]), fundamentales para validar el funcionamiento de los equipos, garantizar la interoperabilidad, ciberseguridad y la capacidad de monitoreo en

tiempo real. Vale la pena señalar que, en la actualidad, no se menciona una normativa específica para la implementación de SED. No obstante, existen normas internacionales que orientan y estandarizan aspectos clave relacionados con la interoperabilidad entre equipos y protocolos de comunicación en sistemas eléctricos. Entre ellas se destacan la IEC 61850 y la NTC 61869-9 ([Comité Chileno del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas \[Cigre\], 2020](#)).

También, en este artículo se detallan las diferentes etapas para lograr una subestación completamente digital: desde la fase inicial de digitalización hasta la implementación de sistemas avanzados de gestión y análisis de datos en tiempo real. Esto también incluye la selección y configuración de equipos y sistemas, la integración de tecnologías emergentes como el internet de las cosas (IoT, por su sigla en inglés) y la implementación de protocolos de comunicación seguros y eficientes. Con el fin de cumplir el objetivo propuesto, el estudio se organizó como se describe a continuación: en “Metodología” se explica la SED junto a los estándares de la IEC adoptados para *bus de proceso*, *bus de estación* y los protocolos de comunicación; en la sección “Niveles de la SED y sus etapas de digitalización” se explican estos elementos junto con el *sistema secundario digital* (SSD); y en “Pruebas FAT de SED” se exponen los requerimientos técnicos de las FAT para la implementación de SED. Estas subestaciones representan una evolución significativa en la infraestructura eléctrica, al integrar tecnologías avanzadas de automatización, control y comunicación para mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad de la red eléctrica. Como se observa en la figura 1, la SED cuenta con una jerarquía que inicia con comunicación por *bus de proceso* al nivel de bahía, donde se encuentran los dispositivos electrónicos inteligentes (*intelligent electronic devices* [IED]) con comunicación por *bus de estación* al nivel de estación, donde se encuentra el sistema de automatización de subestación (*substation automation system* [SAS]) y la interfaz humano-máquina (*human-machine interface* [HMI]); por último, se identifica el nivel SCADA principal ([Eslava et al., 2015](#)).

## Metodología

Las SED se digitalizan mediante un enfoque gradual que abarca niveles de equipo, bahía y estación, para así mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad de la infraestructura. Se implementan tecnologías avanzadas y protocolos de comunicación que permiten la interacción entre dispositivos y la recopilación de datos en tiempo real ([Huang, 2017](#); [Altaher, 2021](#)). Este proceso, que comienza con módulos clave para establecer la interoperabilidad, busca optimizar la gestión del flujo de energía y adaptarse a las crecientes demandas del sector, lo cual asegura una transición efectiva hacia un sistema completamente digital. A continuación se detallan los niveles de una SED y etapas para su digitalización.



**Figura 1.** Subestación eléctrica digital

**Nota:** tomado de [SRGwIN \(2021\)](#).

## Niveles de la SED y sus etapas de digitalización

### *Nivel de equipo*

En las subestaciones eléctricas digitales, el nivel de equipo es crucial para la gestión y control eficiente del flujo de energía eléctrica, lo cual garantiza una operación segura y confiable. Este nivel incluye equipos de potencia como transformadores, interruptores, dispositivos de protección y control, capacitores y reactores, cada uno con funciones específicas en la regulación, distribución y protección de la energía eléctrica ([Arias Giraldo, 2020](#); [Toscano Palacios, 2010](#)).

La digitalización en el nivel de equipo ha transformado la modernización de las subestaciones eléctricas, y ha mejorado la precisión en la medición, control y protección de los equipos y la red. El uso de tecnologías como los transformadores de instrumentación no convencionales (NCIT) y las *merging units* (MU) favorece la integración de dispositivos y la estandarización de la comunicación ([Aldana de León, 2007](#); [García, 2022](#)).

El protocolo *samples values* (SV), conforme al estándar IEC 61850-9-2 *bus de proceso*, establece la conexión en las SED. Esta capa de comunicación digital habilita la interacción entre el nivel de equipo y el de bahía, además de la recopilación de datos en tiempo real. Esto optimiza la supervisión del estado de la red, la toma de decisiones críticas y la respuesta proactiva ante

situaciones de emergencia ([Crossley et al., 2011](#); [Gutiérrez Salazar, 2020](#)). La comunicación eficiente entre los equipos primarios y el nivel de bahía se logra por medio del protocolo SV, que facilita la transmisión en tiempo real de muestras de corriente y voltaje desde los sensores del nivel de equipo hacia los dispositivos de protección y control en el nivel de bahía.

### *Nivel de bahía*

El nivel de bahía en las SED alberga los paneles de protección, control, medición y monitoreo que garantizan el funcionamiento óptimo de los equipos, dentro del cuarto de control local. También, se encuentran dispositivos como *gateways*, *routers*, GPS, teleprotecciones, RTU, entre otros, los cuales permiten la comunicación y la coordinación de los equipos dentro de este nivel ([Torres y Venegas, 2001](#); [Barón Martínez, 2017](#); [Jaramillo Lozano, 2020](#)). Se implementa el sistema de automatización de subestaciones (SAS) para supervisar y controlar el estado de los componentes y del sistema en su conjunto. La comunicación basada en *ethernet* es una parte integral de esta infraestructura, al reemplazar el cableado convencional punto a punto y al aumentar la velocidad de transmisión de datos en tiempo real ([Jaramillo Lozano, 2020](#); [Radoglou-Grammatikis et al., 2019](#)). Igualmente, en este nivel, la estandarización ofrece mayor flexibilidad, confiabilidad y eficiencia; aumenta la interoperabilidad entre los niveles de la subestación, lo cual contribuye a una operación más coordinada y segura.

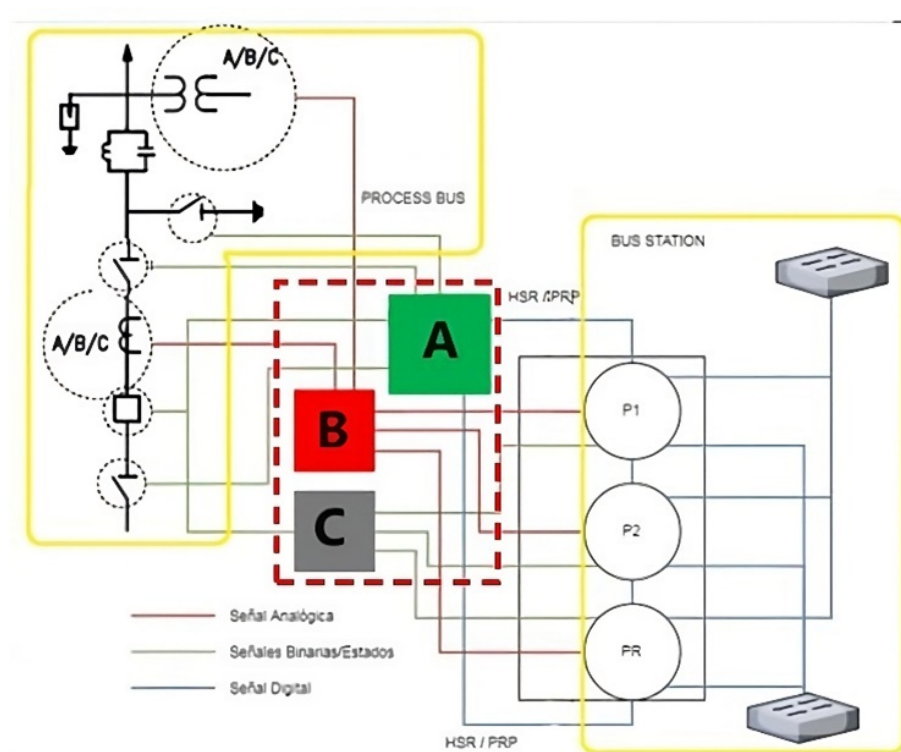
### *Nivel de estación*

El nivel de estación en las SED actúa como la interfaz entre la subestación y el centro de control; esto facilita la supervisión y el control remoto de la infraestructura eléctrica, mediante dispositivos y sistemas de gestión local desde una caseta de control. La interfaz hombre-máquina (human-machine interface [HMI]) proporciona acceso a información crítica, como mediciones de variables eléctricas (tensión, corriente, potencia), estados operativos de los equipos y alarmas. En este nivel, se utilizan protocolos de comunicación estandarizados, como el *manufacturing message specification* (MMS) y el *generic object-oriented substation event* (GOOSE) ([Rangelov et al., 2016](#); [Claveria y Kalam, 2020](#)), conforme al estándar IEC 61850-8-1, el cual es fundamental para la interoperabilidad de dispositivos; para así facilitar la automatización de procesos y optimizar la operación de la subestación. Esto reduce los tiempos de respuesta ante contingencias y mejora la resiliencia del sistema eléctrico. También se implementa el protocolo GOOSE, basado en *ethernet*, para la transmisión rápida de mensajes entre dispositivos; mientras que MMS, basado en TCP/IP, facilita el intercambio de información compleja y la supervisión de subestaciones. Las etapas de digitalización en las SED representan un proceso gradual de modernización y adopción de tecnologías digitales, orientado a mejorar la eficiencia, confiabilidad y seguridad de la infraestructura eléctrica, lo cual contribuye la transición a un sistema más inteligente y resiliente.

### *Etapa 1*

En la migración hacia subestaciones eléctricas digitales, la etapa inicial se centra en tres módulos. El *módulo A*, clave para la integración de sistemas de protección y control, utiliza señales análogas, binarias y digitales que se transmiten desde el *bus de proceso* hasta el *bus de estación*. Su implementación asegura la interoperabilidad de los equipos y optimiza la respuesta ante condiciones operativas cambiantes; así, optimiza la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico (Schweitzer Engineering Laboratories, s. f.). El *módulo B* tiene a cargo la medición de variables eléctricas mediante entradas y salidas de señales análogas, lo que proporciona una plataforma confiable para la recopilación precisa de datos. Este módulo posibilita el monitoreo continuo de parámetros eléctricos en tiempo real, como voltaje, corriente y potencia.

Por último, *el módulo C* gestiona interrupciones, además de administrar entradas y salidas de señales binarias. Este módulo es crucial para asegurar una respuesta eficiente y precisa en el control de la subestación, ya que posibilita la detección y respuesta rápida ante fallos o anomalías en el sistema, esta etapa se ilustra en la figura 2.



**Figura 2.** Etapa 1 de la digitalización

## Etapa 2

En el módulo A se integran tecnologías avanzadas, como IED y sistemas de comunicación basados en *ethernet*. Esta integración consolida funciones críticas, como los disparos de los interruptores, el control y la protección de la infraestructura eléctrica, lo que resulta en la eliminación del módulo C.

El enfoque en esta etapa está orientado a mejorar la supervisión y el control de la subestación, aumentando la gestión eficiente de los recursos eléctricos. La conversión de señales binarias en señales completamente digitales hasta el *bus de estación* logra la adquisición de datos en tiempo real, y proporciona a los operadores de red información precisa y actualizada. Este cambio optimiza la respuesta ante situaciones operativas e incrementa la capacidad de análisis y diagnóstico del sistema; así, contribuye a una operación más segura y confiable dentro de la subestación, como se ilustra en la figura 3.

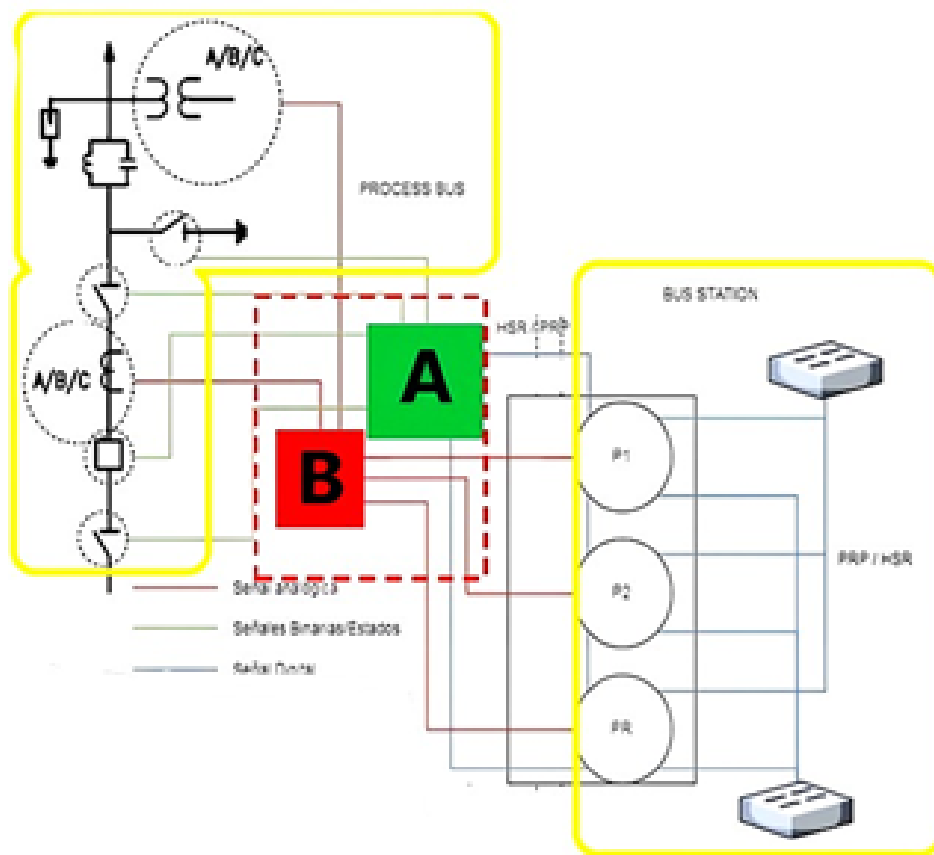
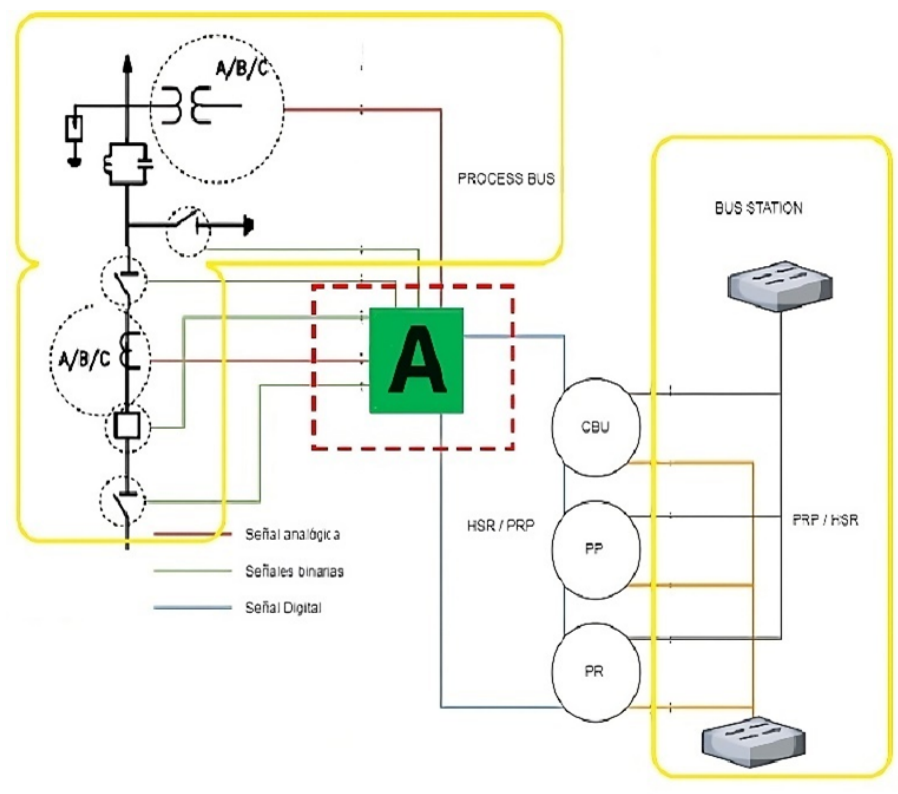


Figura 3. Etapa 2 de la digitalización



### Etapa 3

En la etapa 3 se tiene el módulo A que combina funciones de los *módulos B* y *C*, explicados anteriormente. Además, se garantiza un flujo eléctrico seguro y eficiente mediante la implementación de funciones avanzadas de monitoreo y control, se realiza una integración más avanzada al incorporar dispositivos que capturan simultáneamente señales analógicas de medición y señales binarias de protección; esto supone la eliminación del módulo B y simplifica la arquitectura del sistema al conservar únicamente el módulo A. Esta combinación representa un avance significativo hacia la modernización de la subestación y mejora el rendimiento de la infraestructura eléctrica al volverla completamente digital ([Arias Giraldo, 2020](#)) (figura 4).



**Figura 4.** Etapa 3 de la digitalización

### Pruebas de aceptación en fábrica (FAT) de subestaciones eléctricas digitales (SED)

Estas pruebas son de vital importancia para la implementación de cualquier proyecto en el sector eléctrico ([Florián García y Bernal Gómez, 2018](#)), y con la llegada de las subestaciones eléctricas digitales no será la excepción. En esta sección se exponen algunas de las pruebas realizadas por algunas empresas a SED en laboratorios certificados, a partir de los lineamientos del estándar IEC 61850. Es importante reconocer que el ámbito de las pruebas en subestacio-



nes digitales es amplio y diverso, con una variedad de enfoques y métodos disponibles. Este artículo no pretende excluir otras pruebas relevantes, sino más bien resaltar las que mejor se alinean con los objetivos y alcances específicos de la investigación, como se observa en la figura 5.



Figura 5. Las FAT en subestaciones eléctricas digitales

## Pruebas de arquitectura de red

Dentro del estándar IEC 61850 se encuentran los lineamientos necesarios para comprobar que la arquitectura de red de las comunicaciones funcione correctamente (figura 5); aquí se deben efectuar distintas pruebas que garanticen el estado y condición de la red.

### *Evaluación del diseño de las arquitecturas para el bus de proceso y de estación*

Se evalúa el diseño de las redes de comunicaciones del *bus de proceso* y *bus de estación* con el objetivo de cumplir con los tiempos de respuesta y anchos de banda definidos en el estándar IEC61850, tanto entre equipos como entre niveles de control.

### *Evaluación del lenguaje de configuración de la subestación según IEC 61850-6(SCL)*

El estándar IEC 61850 permite representar cada elemento presente en el patio de la subestación como un nodo lógico, el cual se registra en un archivo SCL. Este archivo contiene toda la información relevante de la subestación. Se evalúan los archivos de definición de configuración SSD, ICD, IID, SCD, CID y SED para comprobar su integridad respecto a la IEC 61850-6 (Qian *et al.*, 2023).

### ***Evaluación del desempeño, y estabilidad en redes redundantes***

Durante esta prueba, se verifica la conformidad con los protocolos de redundancia de red establecidos por el estándar IEC 61850; así, se garantiza que la transmisión de paquetes de datos siempre llegue a su destino y que no se pierda información. El primero de estos protocolos es el Protocolo de Redundancia Paralela (PRP), el cual requiere que los IED dispongan de dos puertos de comunicación, conectados en una topología de anillo. El segundo protocolo, HSR, exige la presencia de dos redes de comunicación LAN, donde todos los IED que envían o reciben información están conectados a ambas. De esta manera, se establece un camino de respaldo que reduce el tiempo de recuperación de la red a cero.

### ***Pruebas de estrés en el bus de proceso y en el bus de estación***

Se carga la red con diferentes niveles de tráfico y se valida que la red tenga el ancho de banda requerido según los lineamientos de la IEC61850-90-4.

### ***Análisis de vulnerabilidades de la red (ciberseguridad)***

Se escanea la red buscando todos los puertos y servicios que se encuentren activos en cada uno de los equipos de red, en caso de contar con un servidor web para su configuración; así, se valida que este cuente con la seguridad mínima para evitar accesos o modificación de la configuración de forma indeseada.

### ***Pruebas de sincronización de tiempo***

Se valida que el dispositivo en prueba logre sincronizarse según el método implementado en la subestación.

### ***Pruebas por equipos y niveles***

Se debe tener en cuenta que los equipos cumplen un papel importante para el proceso de las pruebas, y aquí el estándar IEC 61850 expone los lineamientos adecuados dentro de la red de comunicaciones que aseguren correcto funcionamiento para la recepción y transmisión de datos. A continuación, se definen algunas de las pruebas realizadas a equipos en subestaciones digitales, como se observa en la figura 5.

### ***Pruebas de inyección***

Para el caso de las MU, se realiza una inyección secundaria para validar que los SV generados por estas reflejen de manera fiel la señal inyectada, tanto en fase como en amplitud (Balan *et al.*, 2018). Para el caso de relés de protección, inyecta SV o inyección secundaria para comprobar el correcto funcionamiento de las funciones de protección asociadas.

### ***Pruebas de integridad***

Consiste en aplicar inyecciones secundarias a las MU, que a su vez enviarán SV a los relés de protección, para validar la integridad del sistema, y para que la conversión analógica a digital de las señales sea precisa y libre de errores. De esta manera, la transmisión de datos a los sistemas de protección y control es confiable y sin pérdida de información. La salida de datos hacia los dispositivos de procesamiento y monitoreo debe ser coherente y conforme a los estándares establecidos.

### ***Pruebas de interoperabilidad***

Se valida la compatibilidad entre las configuraciones de diferentes fabricantes de IED. Las pruebas de interoperabilidad evalúan la capacidad de los IED para comunicarse, intercambiar datos, interpretar comandos y responder adecuadamente a eventos y condiciones del sistema ([Chen et al., 2012](#)).

### ***Prueba señales SCADA***

Los SAS suelen procesar cientos o miles de señales individuales. Estas deben adquirirse, procesarse y enviarse a varios destinos; por ejemplo, a un sistema SCADA. Durante el arranque de la subestación, así como después de la actualización del *firmware*, se deben probar todas estas señales ([Xi et al., 2016](#)).

### ***Prueba de la RTU/gateway y la configuración local de la HMI***

Las puertas de enlace locales, las RTU y las interfaces de usuario suelen comunicarse con casi todos los relés de protección del sistema, principalmente a través de informes, pero también con GOOSE. Normalmente, es necesario probar varios miles de señales por subestación. Durante la puesta en servicio, al menos las señales más críticas se prueban punto a punto, para estimular la señal en la subestación ([Xi et al., 2016](#)).

## **Resultados**

### **Requerimientos técnicos**

Los requerimientos técnicos para la implementación de subestaciones eléctricas digitales abarcan aspectos como la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, la ciberseguridad para proteger la infraestructura contra amenazas cibernéticas, la monitorización y análisis de datos en tiempo real para optimizar la operación, la automatización y control avanzados para mejorar la eficiencia operativa, y la integración de dispositivos inteligentes como IED y sistemas de comunicación basados en *ethernet*, para garantizar una medición precisa

y una protección eficaz de la infraestructura eléctrica.

La tabla 1 detalla los requerimientos técnicos para la implementación de SED. Estos son fundamentales para garantizar su correcto funcionamiento y aprovechar al máximo los beneficios de la digitalización en el sector. Algunos de los aspectos clave incluidos en la tabla son la integración de IED, sistemas de comunicación basados en *ethernet*, la medición precisa y la protección eficaz de la infraestructura eléctrica.

**Tabla 1.** Requerimientos técnicos por etapas de una subestación eléctrica digital

<b>Nivel de proceso</b>	Elementos de patio convencionales. Transformadores de instrumentación no convencionales. Salidas binarias y análogas. Protocolo de comunicación SV.
<b>Bus de proceso</b>	Entradas binarias, análogas y salidas completamente digitales. Estándar IEC 61850-9-2 bus de proceso. Panel de agrupamiento digital con MU.
<b>Nivel de bahía</b>	IED de control y protección. Protocolo de comunicación GOOSE.
<b>Bus de estación</b>	Estándar IEC 61850-8-2 bus de estación.
<b>Nivel de estación</b>	Protocolos de comunicación MMS y GOOSE.
<b>SCADA</b>	HMI digital + Gateway. Gestión de datos en la nube.

A continuación, se describen los requerimientos necesarios para adelantar las FAT.

## Normatividad vigente

El estándar IEC 61850 permite digitalizar la red de comunicaciones del sistema secundario de la subestación. En el estándar encontramos los protocolos de comunicación GOOSE, SV y MMS (Englert y Dawidczak, 2009) con los cuales se busca mejorar el envío y adquisición de los paquetes de datos que se transmiten por los buses de proceso y de estación, por medio de la fibra óptica. Sin embargo, el estándar IEC 61850 no contiene información acerca de la comunicación desde transformadores de instrumento. La norma NTC61869-9 establece los lineamientos para la comunicación entre los transformadores de instrumento y las MU ([Stinskiy y De Oliveira, 2024](#)). Es crucial considerar esta normativa, dado que los transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP) marcan el inicio del sistema secundario de la subestación.

## Equipos y materiales

Es importante contar con el equipo adecuado al momento de realizar las pruebas. Vale la pena aclarar que este debe cumplir con las condiciones necesarias mencionadas en la IEC 61850, con el objetivo de lograr el resultado esperado en cada prueba. Los materiales cumplen un papel crítico en la ejecución de las FAT, ya que facilitan la comunicación eficiente entre los diversos dispositivos electrónicos presentes en una SED. Su importancia radica en la capacidad para establecer y mantener conexiones precisas que garantizan el funcionamiento integrado y coordinado de los componentes del sistema. De igual manera, se necesitan elementos que posibiliten la visualización de las señales de voltaje y corriente que se registran en las pruebas. La tabla 2 presenta los equipos y materiales designados dentro de la investigación para cumplir con los requerimientos técnicos.

**Tabla 2.** Equipos y materiales

Equipos	Materiales
Merging Unit	Cables UTP
IED	Cables ethernet
Switch	Osciloscopio
Gateway	Multímetro
Maleta de inyección	
GPS de subestaciones	
Simulador en tiempo real	

## Herramientas de *software*

- *IED Scout*. Es una herramienta de gran beneficio para profesionales de automatización en protección y subestaciones que manejan dispositivos conforme a la norma IEC 61850. Facilita la interacción con los IED y ofrece funciones valiosas para su utilización. Este software emula todos los IED, lo que brinda a los usuarios evaluaciones exhaustivas de estos ([Hadbah et al., 2014](#)).
- *SV Scout*. Es una herramienta de medición y pruebas, dirigida a ingenieros especializados en protección y desarrolladores de IED, que trabajan con los valores muestreados según la norma IEC 61850 Sampled Values. SVScout se conecta a los flujos de valores muestreados de una o más unidades de fusión y grafica las corrientes y tensiones primarias ([Sumec, 2014](#)).
- *Station Guard*. Examina minuciosamente todas las comunicaciones para detectar posibles amenazas cibernéticas, actividades no autorizadas y errores ([Bajaneck y Sumec, 2016](#)).

- *Station Scout*. Simplifica las pruebas de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS) y reduce significativamente el esfuerzo para realizarlas. Este *software* fácil de usar ayuda a visualizar archivos SCL o rastrear señales en la subestación sin ningún esfuerzo de configuración (Xi *et al.*, 2016).

## Gemelos digitales

Los gemelos digitales se definen como un modelo, o representación virtual, diseñado con el fin de emular con exactitud un objeto físico, de estudiar o analizar su comportamiento y así crear escenarios hipotéticos que se puedan predecir (Gómez Luna *et al.*, 2019). La llegada de los gemelos digitales ha sido un gran avance en las tecnologías de sector eléctrico y aún más para la realización de pruebas en SED, ya que virtualizan la red eléctrica que se quiere probar, para así validar los resultados en la red eléctrica física (Qian *et al.*, 2023). La figura 6 presenta la arquitectura de red guía para la realización de las FAT. Se resaltan los equipos, materiales y *software* mencionados anteriormente.

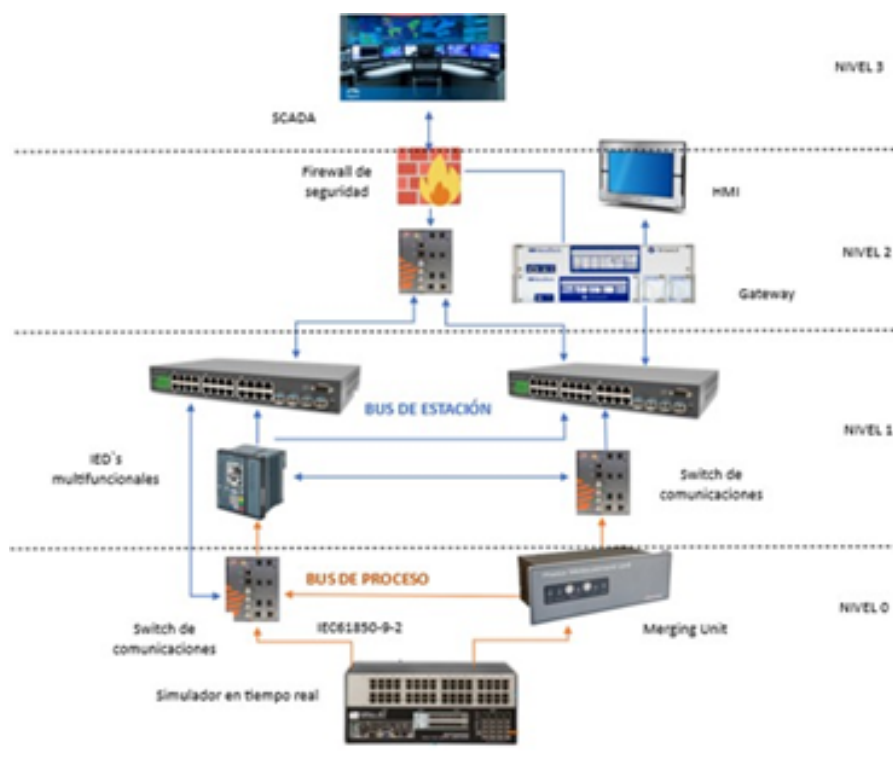


Figura 6. Arquitectura de red con el uso de gemelos digitales

En síntesis, la tabla 3 recopila las pruebas ya mencionadas, y detalla los requisitos específicos para su ejecución. Con esta organización se visualizan, clara y estructuradamente, los elementos esenciales que deben cumplirse en cada prueba.

**Tabla 3.** Requerimientos técnicos para llevar a cabo las FAT en una SED

Prueba	Requerimientos técnicos generales o equipos	Software
Evaluación del diseño de las arquitecturas para el bus de proceso y el bus de estación.	Se requiere estudiar las diferentes propuestas que empresas del sector eléctrico han evaluado para la arquitectura de red de una SED.	<i>StationScout</i>
Evaluación del desempeño, y estabilidad en redes redundantes (PRP/HSR).	Se requiere verificar los protocolos de redundancia HSR y PRP donde se utilizan IED junto con dos redes LAN (A y B), cumpliendo con los tiempos de conmutación según la IEC 61850-5.	<i>StationScout</i>
Pruebas de estrés en el bus de proceso y en el bus de estación.	Se requiere un ancho de banda según lo estipulado en la IEC 61850-90-4.	<i>StationScout</i>
Análisis de vulnerabilidades de la red.	Se requiere identificar ciberataques y posibles escenarios de amenaza.	<i>StationGuard</i>
Pruebas de sincronización de tiempo	Se requieren relojes GPS de subestaciones para la sincronización de cada uno de los elementos de la red.	<i>StationScout</i>
Pruebas de inyección y de integridad	Se requiere de una maleta de inyección secundaria que proporcione los valores de corriente y tensión específicos para la <i>merging unit</i> .	<i>SVScout</i>
Pruebas de interoperabilidad	Se requieren IED de diferentes fabricantes para estudiar la interacción entre estos, siguiendo los lineamientos de la IEC 61850-6.	<i>IEDScout</i>
Pruebas de inyección y de integridad	Se requiere de una maleta de inyección secundaria que proporcione los valores de corriente y tensión específicos para la <i>merging unit</i> .	<i>SVScout</i>
Pruebas de interoperabilidad	Se requieren IED de diferentes fabricantes para estudiar la interacción entre estos, siguiendo los lineamientos de la IEC 61850-6.	<i>IEDScout</i>
Prueba de la RTU/ <i>gateway</i> y configuración local de la HMI	Se debe verificar que los <i>gateways</i> o RTU estén correctamente configurados, para ello debe garantizarse una comunicación adecuada entre estos equipos y los IED que se estén probando.	<i>StationScout</i>
Prueba señales SCADA	Se verifica que las señales que se transmiten desde el sistema SCADA al sistema HMI muestren las señales correctamente para garantizar su comunicación.	<i>StationScout</i>



## Conclusiones

La digitalización de subestaciones eléctricas ha demostrado mejoras significativas en la eficiencia, seguridad y calidad del servicio; por tanto, las subestaciones convencionales están llevando su proceso de digitalización por etapas, mediante la integración de tecnologías con señales binarias, hasta la implementación de sistemas avanzados de gestión de datos en tiempo real con señales completamente digitales. Esto supone una transición gradual hacia subestaciones completamente digitales, como se presentó en este estudio.

La transición a subestaciones eléctricas digitales proporciona beneficios para las empresas, los funcionarios y los operadores del sector. Al seguir un enfoque escalonado, se simplifica la transición hacia una infraestructura digital eficiente, segura y fiable, lo cual les permite a las empresas optimizar sus operaciones, mejorar la gestión de activos y reducir los costos operativos. Para los funcionarios y operadores, esta estrategia ofrece la adquisición gradual de nuevas habilidades y conocimientos en tecnologías avanzadas, lo cual redundará en una mejora sustancial en la calidad del servicio eléctrico y en la satisfacción de los clientes.

Esta investigación evidenció cómo el sector eléctrico ha venido usando el estándar IEC 61850 y la norma NTC 61869 para evaluar el desempeño y rendimiento de cada nivel de control de las subestaciones eléctricas; lo cual constituye una puerta de enlace para la transición exitosa hacia una infraestructura de subestación digital.

Tras el estudio acerca de las pruebas de aceptación en fábrica (*factory acceptance testing* [FAT]) en subestaciones digitales (SED), se analizaron en detalle los requerimientos para llevar a cabo estas las pruebas en cada uno de sus niveles; con esto se pretende que las empresas del sector eléctrico y la comunidad académica tengan, de primera mano, la descripción de cada requerimiento, con el fin de ahorrar costos, riesgos y tiempo en su implementación.

A lo largo del estudio, se evidencia la necesidad de una colaboración estrecha entre la Ingeniería Eléctrica, con las áreas de la electrónica y las telecomunicaciones, ya que así se alcanzará el objetivo de tener subestaciones completamente digitales, en cumplimiento de algunos de los apartados del Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050.

## Referencias

Aldana de León, F. A. (2007). *Sistemas ópticos digitales para medición de energía en alta tensión* [Trabajo de pregrado]. Universidad de San Carlos de Guatemala.

- Altaher, A. (2021). The role of modern substation automation systems in smart grid evolution. *Bulletin IEEE Smart Grid*. <https://smartgrid.ieee.org/bulletins/august-2021/the-role-of-modern-substation-automation-systems-in-smart-grid-evolution>
- Arias Giraldo, T. (2020). *Evaluación, selección y análisis de arquitecturas de comunicación para subestaciones digitales y su aplicación en empresas del sector eléctrico* [Tesis de maestría]. Universidad Nacional de Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/81381>
- Bajanek, T., y Sumec, S. (2016). Software tools for processing of sampled values transmitted via IEC 61850-9-2 protocol in LabView. En *2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)* (pp. 1-4). <https://doi.org/10.1109/EPE.2016.7521742>
- Balan, H., Laslo, H. D., y Varodi, T. (2018). Testing digital relays through secondary currents injection. En *2018 International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)* (pp. 1-6). <https://ieeexplore.ieee.org/document/8551446>
- Barón Martínez, E. M., y Torres Ortega, J. M. (2017). *Ampliación del sistema SCADA para telecontrol de subestaciones eléctricas en una planta del sector industrial*. [Trabajo de especialización] Universidad Tecnológica de Bolívar. <https://repositorio.utb.edu.co/entities/publication/14fd10fa-7fc0-425b-b6b0-d4e4e1b77fa6>
- Chen, S.-J., Wang, Y.-H., Lin, C.-H., Zhan, T.-S., Chang, R.-F., y Chang, Y.-C. (2012). Using multi-vendor IEDs for IEC 61850 interoperability and HMI-SCADA applications. En *2012 International Symposium on Computer, Consumer and Control* (pp. 745-748). <https://doi.org/10.1109/IS3C.2012.193>
- Claveria, J. J., y Kalam, A. (2020, November). Communication and Information Security Assessment of a Digital Substation. In *2020 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)* (pp. 1-7). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9344479/authors#authors>
- Comité Chileno del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (Cigre). (2020). *La inteligencia digital de las subestaciones Remehue y La Misión*. <https://www.cigre.cl/2020/09/03/la-inteligencia-digital-de-las-subestaciones-remehue-y-la-mision/>
- Crossley, P., Yang, L., Wen, A., Chatfield, R., Redfern, M., y Sun, X. (2011). Design and performance evaluation for a protection system utilising IEC 61850-9-2 process bus. En *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection* (pp. 534-538). <https://doi.org/10.1109/APAP.2011.6180459>
- Englert, H. y Dawidczak, H. (2009). IEC 61850 Substation to control center communication – Status and practical experiences from projects. En *2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference* (pp. 1-6). <https://www.ewh.ieee.org/conf/powertech/2009/papers/367.pdf>

- Eslava, H., Rojas, L. A., y Pineda, D. (2015). An algorithm for optimal firewall placement in IEC61850 substations. *Journal of Power and Energy Engineering*, 3(4), 16-22. <https://doi.org/10.4236/jpee.2015.34003>
- Florián García, J. A., y Bernal Gómez, S. C. (2018). *Elaboración de procedimientos y protocolos para pruebas pre FAT y FAT de tableros de control, protección, medición y registro para la subestación Puerto Napo* [Trabajo de pregrado]. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. <https://repository.udistrital.edu.co/server/api/core/bitstreams/8e2ec43e-2306-4c6f-8cad-96dd2d770274/content>
- García, E. (2022). ¿Qué es una merging unit? <https://es.scribd.com/document/623225318/Que-es-una-Merging-Unit-PAC-Academy>
- Gómez Luna, E., Zapata, C., y Fuertes Bravo, M. (2019). *Simulación en tiempo real como parte de la validación para la implementación de subestaciones digitales*. FISE-IEEE/CIGRE Conference, diciembre 4 al 6. Plaza Mayor Convenciones, Medellín (Colombia). <https://ieeexplore.ieee.org/document/8985001>
- Gutiérrez Salazar, L. A. (2020). *Caracterización de las subestaciones eléctricas de transmisión y distribución que hagan parte del SIN, del STR o del SDL dentro de la región central (Cundinamarca, Boyacá, Tolima, Meta y Bogotá D. C.), como parte del convenio marco de cooperación interinstitucional 064 de 2018* [Tesis de doctorado]. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. <https://repository.udistrital.edu.co/items/efa89f9c-7df2-4ff6-88f7-5c4dbf46dbb6>
- Hadbah, A., Ustun, T. S., y Kalam, A. (2014). Using IEDScout software for managing multivendor IEC61850 IEDs in substation automation systems. En *2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)* (pp. 67-72). <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2014.7007624>
- Huang, W. (2017). A practical guide of troubleshooting IEC 61850 GOOSE communication. En *2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)* (pp. 1-8). <https://doi.org/10.1109/CPRE.2017.8090009>
- IEEE Xplore. (2012). IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3). En *IEEE Std 1815-2012 (Revision of IEEE Std 1815-2010)* (pp. 1-821). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6327578>
- IEEE Xplore. (2017). IEEE recommended practice for implementing an IEC 61850-Based substation communications, protection, monitoring, and control system. En *IEEE Std 2030.100-2017* (pp. 1-67). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2017.7953513>

- Jaramillo Lozano, C. A. (2020). *Revisión crítica del uso de las técnicas de control distribuido aplicadas en la operación de redes eléctricas de distribución* [Tesis de pregrado]. Universidad del Valle. <https://bibliotecadigital.univalle.edu.co/entities/publication/e1f881bc-5610-4fbc-b0fe-d65fd382df63>
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas* (RETIE). <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-retie/>
- Qian, P., Yu, M., Zhang, S., Jiang, S., Tang, J., y Dong, S. (2023). The application of digital twin technology in substation management. En *2023 International Conference on Advances in Electrical Engineering and Computer Applications* (AEECA) (pp. 128-133). <https://doi.org/10.1109/AEECA59734.2023.00032>
- Radoglou-Grammatikis, P., Sarigiannidis, P., Giannoulakis, I., Kafetzakis, E., y Panaousis, E. (2019). Attacking IEC-60870-5-104 SCADA Systems. En *2019 IEEE World Congress on Services (SERVICES)* (pp. 41-46). <https://doi.org/10.1109/services.2019.00022>
- Raman, L., y Suresh, R. (2022). Nourshing legacy substation with digital substation. En *2022 22nd National Power Systems Conference (NPSC)* (pp. 402-406). <https://doi.org/10.1109/NPSC57038.2022.10068979>
- Rangelov, Y., Nikolaev, N., e Ivanova, M. (2016). The IEC 61850 standard – Communication networks and automation systems from an electrical engineering point of view. En *2016 19th International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA)* (pp. 1-4). <https://doi.org/10.1109/SIELA.2016.7543038>
- Schweitzer Engineering Laboratories. (s. f.). *Sistemas secundarios digitales*. <https://selinc.com/es/products/automation/power-system-automation/dss/>
- SRGwIN. (2021). *IEC 61850: explicado de manera fácil*. <https://www.sgrwin.com/es/iec-61850-explicado-de-manera-facil/.3>
- Stinskiy, A., y De Oliveira, E. (2024). Digital substation with process bus - A comparative review of IEC61850-9-2 and IEC 61869-9 standards. En *2024 77th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CFPR)* (pp. 1-5). <https://doi.org/10.1109/CFPR61009.2024.10743036>
- Sumec, S. (2014). Software tool for verification of sampled values transmitted via IEC 61850-9-2 protocol. En *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)* (pp. 113-117). Brno-Bystrc, República Checa. <https://doi.org/10.1109/EPE.2014.6839413>

- Torres, R. J. D., y Venegas, A. (2001). *Mejoramiento del sistema de medida, control y protección para la subestación de potencia Salitre* [Tesis de pregrado]. Universidad de La Salle. <https://ciencia.lasalle.edu.co/items/7f29b41e-2750-4efa-a69f-69489840c318/full>
- Toscano Palacios, M. A. (2010). *Automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos* [Tesis de pregrado]. Universidad Ricardo Palma. <https://repositorio.urp.edu.pe/server/api/core/bitstreams/82896a54-33fc-4f1f-b752-c6cb120a13e3/content>
- Xi, P., Yongchao, L., Zhiping, L., Feilai, P., y Long, L. (2016). Analyses and comparisons of SCL files in substation configurator. En *2016 3rd International Conference on Systems and Informatics (ICSAI)* (pp. 297-300). <https://doi.org/10.1109/ICSAI.2016.7810971>

