

# DESAFÍOS DE LA MODERNIZACIÓN HACIA SUBESTACIONES CON ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL REDUNDANTES - SISTEMA A+B: CASO DE ÉXITO DE LA SUBESTACIÓN URUBO

Carlos Ferreira, Nelson Padilla

## 1 Resumen

La modernización de subestaciones eléctricas, mediante la implementación de esquemas de protección y control redundantes (sistema A+B), mejora la fiabilidad y eficiencia de las redes de transmisión de energía. Este enfoque reduce costos de mantenimiento, ayuda a extender la vida útil de los activos y mejora la continuidad operativa, al minimizar los tiempos de inactividad y optimizar la gestión de fallos.

Palabras clave - Modernización de subestaciones eléctricas, Esquemas de protección y control, Sistema A+B, Redundancia en sistemas de protección.

## 2 Introducción

La modernización de las subestaciones eléctricas es una necesidad urgente en la actualidad para garantizar la fiabilidad y eficiencia de las redes de transmisión y distribución de energía. En Latinoamérica, muchas subestaciones, tanto de transmisión como de distribución, siguen operando con esquemas mixtos que combinan tecnologías obsoletas, como relés electromecánicos y electrónicos, junto con avances recientes en IEDs que cumplen con el estándar IEC 61850. Además, los esquemas de protección operan de manera independiente de los sistemas de control, lo que presenta claras oportunidades para optimizar los procesos de renovación.

En las subestaciones convencionales, los esquemas de protección y control suelen estar separados y dependen de múltiples dispositivos y sistemas, lo que puede generar ineficiencias y puntos únicos de fallo que comprometen la

estabilidad de la red. Modernizar estos esquemas hacia sistemas de protección y control redundantes con arquitectura A+B no solo aumenta la fiabilidad al proporcionar un respaldo automático en caso de fallo, sino que también permite una integración más eficiente de las funciones de protección y control. Esta integración conlleva una reducción significativa de costos operativos y de mantenimiento, ya que se requieren menos equipos e integraciones para cumplir con las mismas funciones, optimizando de manera considerable los recursos.

Este documento destaca el caso de la subestación URUBO, que ha transitado de ser una subestación convencional con esquemas independientes de protección y control a ser modernizada con un sistema redundante A+B. Esta modernización no solo mejora la seguridad operativa, sino que también optimiza los costos al fusionar las funciones de protección y control en un solo sistema. No obstante, este proceso de modernización implica una transición estratégica que involucra tanto la adaptación del enfoque de ingeniería convencional hacia un sistema más integrado como cambios sustanciales en el modelo de trabajo del sistema de control de nivel 2.

A lo largo de este artículo, exploraremos los desafíos y las oportunidades que presenta la modernización de subestaciones convencionales hacia modelos con esquemas de protección y control redundantes, con un enfoque particular en la subestación URUBO. Analizaremos la importancia de esta transformación, los beneficios de la redundancia y las adaptaciones necesarias para lograr un sistema más confiable, eficiente y económicamente viable.

## 2.1 Glosario

- SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones): Sistema que permite controlar y supervisar la subestación, ya sea en el sitio (nivel 2) o desde el centro de control (nivel 3).
- HMI (Interfaz Hombre-Máquina): Interfaz visual que permite al operador supervisar y controlar la subestación.
- IED (Dispositivo Electrónico Inteligente): Equipo que integra varias funciones de protección y control.
- RTU (Unidad Terminal Remota): Dispositivo que adquiere, procesa y transmite información entre la subestación y el centro de control.

## 3 Descripción del proyecto

La Subestación Urubó está ubicada en el departamento de Santa Cruz, Bolivia, y se compone de dos niveles de tensión: 230 kV y 69 kV, ambos configurados en barra sencilla con transferencia. Actualmente, esta subestación es operada por dos transmisores diferentes: ISA Bolivia y ENDE Transmisión.

En el nivel de 230 kV, de los cuatro campos existentes, dos pertenecen a ISA Bolivia: uno corresponde a la línea de transmisión y el otro a un autotransformador 230/69.24.9 kV. En el nivel de 69 kV, ISA Bolivia también posee el campo del autotransformador 230/69.24.9 kV y la bahía de transferencia.

La necesidad de renovar los activos de control y protección de ISA Bolivia surgió debido al incremento en la tasa de fallas generando un alto costo del mantenimiento correctivo y a la evaluación de la vida remanente de los equipos, lo cual indicaba que, a largo plazo, resultaba más viable renovar los activos que seguir manteniendo los sistemas existentes. Por esta razón, se inició el proceso de renovación de la subestación, focalizándose en tres componentes clave: los esquemas de protección, los sistemas de control

local de cada campo y la RTU de la subestación, que sería reemplazada por un Sistema de Automatización de Subestación (SAS).

En el análisis de las alternativas para la renovación, se determinó que la opción más viable tanto desde el punto de vista técnico como económico era modernizar los activos siguiendo la filosofía de sistemas de control redundantes (Sistema A+B), como se detalla en la tabla de evaluación. Esta solución permite eliminar los controladores de bahía y los componentes secundarios de la ingeniería, integrándolos de forma redundante en las dos protecciones principales de cada esquema. De este modo, se garantiza una redundancia total en los sistemas de control de la subestación, al tiempo que se optimizan los costos al suprimir la necesidad de equipos de control independientes para cada campo.

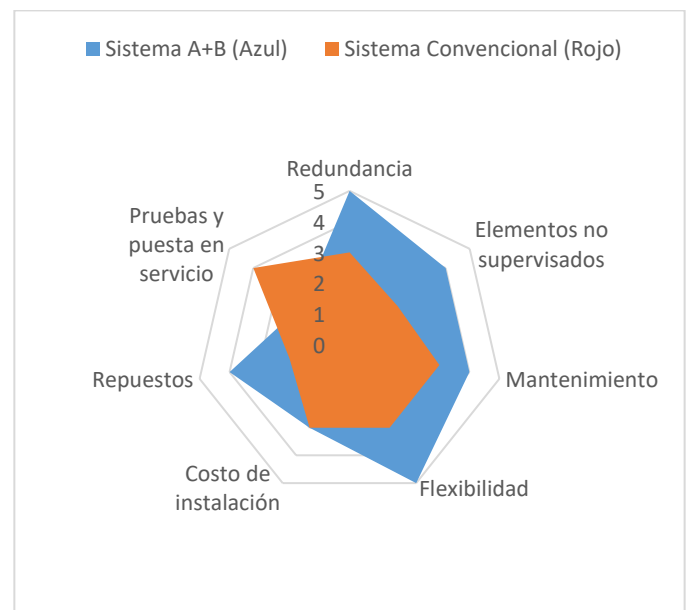


Fig. 1: Análisis de Alternativas

Tabla 1: Matriz de Decisión Ponderada (Análisis de Alternativas)

Aspecto	Sistema A+B	Sistema Convencional
Redundancia	✓ Redundancia completa en todas las funciones de control y protección.	✗ Sin redundancia: un solo sistema de protección y control. La pérdida de un equipo puede dejar el campo fuera de servicio.
Elementos no supervisados	✓ Pocos o ningún relé repetidor no supervisado. Todas las funciones se implementan dentro de la lógica del equipo.	✗ Varias lógicas cableadas y señales compartidas entre equipos, con gran cantidad de equipos repetidores poco o nada supervisados.
Mantenimiento	✓ Simplificado y menos costoso a largo plazo. La redundancia permite programación por oportunidad y trabajos sin indisponibilidad del activo.	✗ Más costoso y complejo. La falta de redundancia requiere atención urgente a varios fallos, con indisponibilidad del activo protegido.
Flexibilidad y escalabilidad	✓ Mayor flexibilidad, con la mayoría de las lógicas integradas en los IEDs.	✗ Menos flexible. Las ampliaciones o integraciones suelen requerir cambios importantes en la ingeniería.
Costo de instalación	⇌ Costo inicial similar al convencional, pudiendo ser más económico al eliminar el controlador.	⇌ Costo similar.
Repuestos	✓ Menor cantidad de repuestos necesarios, eliminando referencias de equipos de control y la mayoría de relés repetidores.	✗ Requiere conservar repuestos por cada referencia, especialmente de controladores.
Pruebas y puesta en servicio	✗ Tiempos de trabajo en general mayores al unificar protecciones y control en un equipo. Se deben probar todas las lógicas de control y comunicación integradas.	✓ Tiempos de trabajo más cortos, ya que las pruebas y puesta en servicio suelen ser más directas y menos complejas.

#### 4 Retos del Alcance

Para asegurar la vida remanente proyectada y el desempeño de los activos, es necesario, en esta etapa de modernización, encontrar el equilibrio adecuado entre la sustitución de equipos y componentes cuya vida remanente ha expirado y la conservación de aquellos que aún cuentan con una proyección significativa de está. Este enfoque de gestión del envejecimiento de los activos y

toma de decisiones informada para la desincorporación asegura que las mejoras realizadas aporten el máximo beneficio técnico a la subestación, optimizando al mismo tiempo la inversión en los activos.

En el caso de la subestación Urubo, según los cálculos de la vida remanente de los equipos, se determinó que los relés y componentes de los

esquemas de control y protección presentaban el mayor riesgo debido a su antigüedad y obsolescencia. Por otro lado, el cableado de control y los gabinetes de concentración de señales mostraban un riesgo menor, con una vida remanente que podría extenderse hasta 20 años más (ver Fig. 2 y Fig. 3).

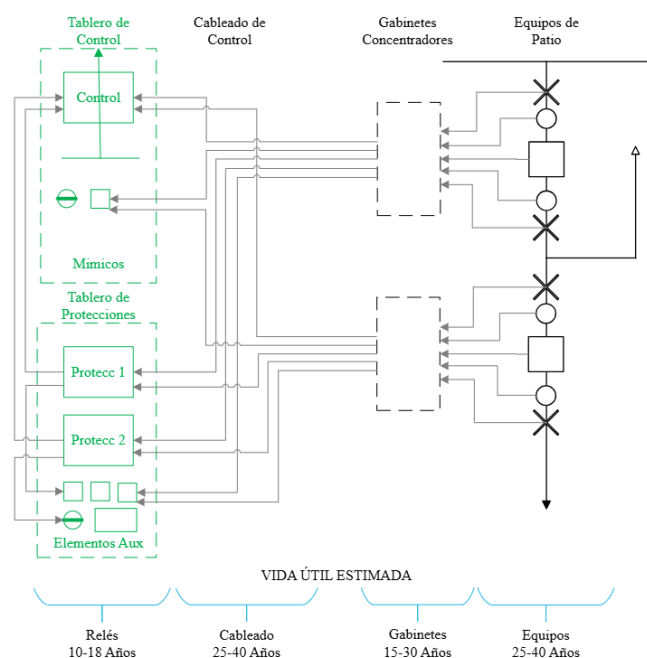


Fig. 2: Determinación Alcance de la Renovación

Uno de los grandes desafíos de esta renovación fue implementar un sistema A+B completamente funcional, al mismo tiempo que se buscaba conservar el cableado de control existente entre la sala de control y los equipos del patio, diseñado originalmente para una subestación convencional. Además, otro reto consistía en eliminar los sistemas lógicos cableados no supervisados de la ingeniería anterior e integrarlos de forma digital en los nuevos sistemas, con el fin de garantizar una mayor fiabilidad y eficiencia operativa en la subestación.

#### 4.1 Digitalización de los Elementos Auxiliares

Un aspecto clave para diseñar esquemas de protección y control más seguros y eficientes es la integración digital de lo que se conocen como

"esquemas auxiliares" o "secundarios", en las ingenierías convencionales, estos esquemas estaban conformados por lógicas cableadas y elementos auxiliares no supervisados, como repetidores de señales, relés biestables, pulsadores, bombillas, perillas, entre otros.

Los esquemas secundarios, además de ser técnicamente complejos, representaban puntos vulnerables de falla en el sistema debido a que, generalmente, no cuentan con una supervisión adecuada y se componen de elementos variados, lo que dificulta su correcta gestión y mantenimiento. Como resultado, aumentan tanto los costos operativos como la indisponibilidad de los activos a largo plazo.

En este proyecto, bajo la filosofía de integración de sistemas y gracias a las nuevas herramientas lógicas de los equipos modernos y la estandarización de las comunicaciones a través de la norma IEC 61850, fue posible integrar estos esquemas secundarios dentro de la programación lógica de los equipos. Esta integración no solo permite simplificar los diseños de ingeniería, sino también aumentar la seguridad, ya que los esquemas quedan duplicados y supervisados de manera eficiente. (ver Fig. 2 y Fig. 3).

Tabla 2: Esquemas secundarios integrados digitalmente

Mímicos de control
Supervisión de Circuitos de disparo
Selección de recierre
Disparo y bloqueo
Disparos y posiciones del acople
Enclavamientos varios
Mandos cambia tomas

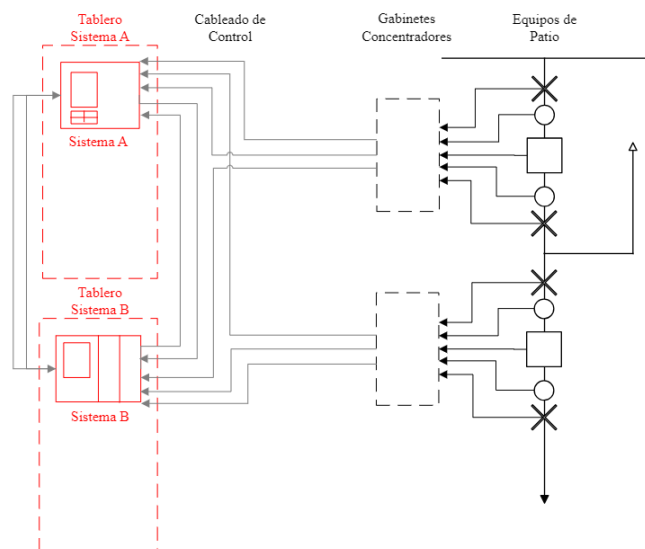


Fig. 3: Implementación del Sistema A+B

#### 4.2 Planeación eficiente de las Pruebas

Uno de los mayores desafíos en las pruebas de fábrica y en sitio es coordinar de manera eficiente las pruebas de las protecciones y los sistemas de control. En los Sistemas A+B, ya que como lo hemos mencionado es la integración de los esquemas de protección, control y secundarios en un único IED, lo que requiere una colaboración estrecha entre los especialistas de ambos campos para garantizar que todas las pruebas y parametrizaciones se requieren dentro del tiempo estimado.

Para ello, es fundamental desarrollar de forma previa una programación completa y estandarizada de cada equipo que forma parte de cada sistema. Esto minimiza las intervenciones de modificación, permitiendo que cualquier ajuste necesario sea consensuado entre las partes involucradas, lo que asegura una ejecución más eficiente de las pruebas.

Dado que existen dos sistemas, A y B, la forma más eficiente de realizar las pruebas en un solo espacio es asignar a los especialistas de protecciones y de control a cada sistema. De esta forma, mientras se realizan pruebas de control en el sistema A, el otro especialista se enfoca en el

sistema B, lo que optimiza los tiempos de prueba y reduce los períodos de inactividad.

Hay dos aspectos cruciales que deben ser considerados en esta etapa. El primero es mantener una única estación 61850 para todo el proyecto, con el objetivo de asegurar que el esquema puesto en servicio sea fácilmente mantenible y comprensible para el personal de operación y mantenimiento. Para ello, solo un especialista debe encargarse de realizar los cambios en la estación, evitando la creación de múltiples versiones que puedan generar conflictos con el resto del proyecto. El segundo punto es que los sistemas A y B deben buscar ser lo más semejante posibles, esto es aún más relevante si los dos sistemas se desarrollan con una misma referencia de equipo. Esto no solo facilita la comprensión del proyecto, sino que también garantiza la implementación del control redundante a nivel de sistema SAS, como se explica en el siguiente capítulo.

### 5 Diseño de Respaldo Automático del Control en niveles 2 y 3

En el Sistema A+B, cada campo de la subestación cuenta con un doble sistema de control, por tal motivo es necesario integrar estos sistemas a los servidores de la subestación de manera que el Sistema de Automatización de la Subestación (SAS) pueda controlar cada campo con ambos sistemas o un solo disponible. La transmisión del control en caso de falla de uno de los sistemas debe ser completamente automática, para garantizar la redundancia total del sistema.

Las dos modelos de control redundante automático más utilizados y probados son el Sistema Prioritario y el Sistema Paralelo.

#### 5.1 Sistema Prioritario

En el caso del sistema prioritario, es necesario que el SAS de la subestación tenga la capacidad de crear un IED virtual a partir de los dos sistemas que controlan el mismo campo. Como se

mencionó previamente, estos sistemas deben tener una estructura interna similar para facilitar la implementación del sistema virtual. El IED virtual estará vinculado al sistema que se declare como prioritario, siempre y cuando este esté en servicio. Si el sistema prioritario falla, el control se transferirá automáticamente al segundo sistema, ver Fig. 4. En este modelo solo un sistema de control está activo a la vez, mientras el otro esta en espera para respaldo, se resalta que las protecciones de ambos sistemas siempre están activas.

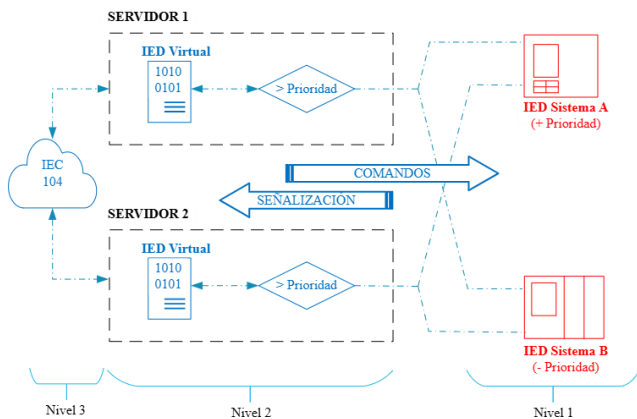


Fig. 4: Control por Sistema Prioritario

## 5.2 Sistema Paralelo

Por otro lado, el sistema paralelo se implementa cuando el SAS de la subestación no tiene la capacidad de crear un IED virtual. A diferencia del sistema prioritario, en este enfoque, la señalización del campo se obtiene mediante la suma binaria de las señales de ambos sistemas. En cuanto a los comandos, estos se ejecutan simultáneamente en ambos sistemas. Un aspecto crucial en este tipo de diseño es que las pruebas de control deben realizarse de manera paralela en ambos sistemas para asegurar su funcionamiento correcto, ver Fig. 5.

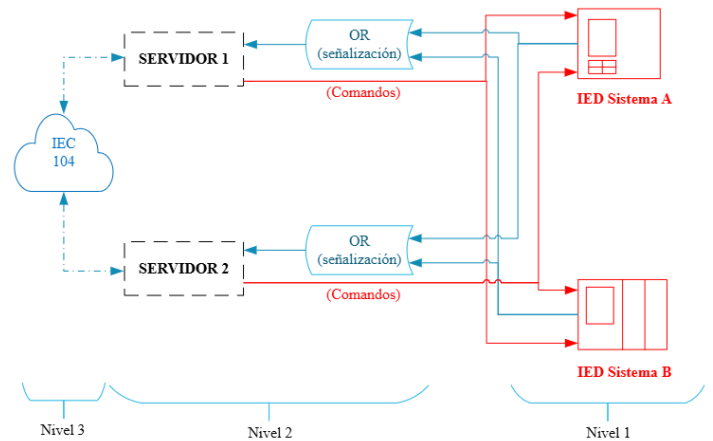


Fig. 5: Control por Sistema Paralelo

## 5.3 Comunicación con el Nivel 3

En lo que respecta a la comunicación con el nivel 3, no se requiere ningún cambio particular con respecto a los diseños tradicionales. Lo único que se sigue exigiendo es que, en todo momento, solo un servidor funcione como principal

## 6 Mejora en la Gestión de Activos y Ciclo de Vida

La modernización de subestaciones eléctricas mediante la implementación del sistema A+B ofrece numerosos beneficios en términos de reducción de costos, mejora de la fiabilidad y optimización del desempeño operativo. Estas mejoras en la operación y mantenimiento requieren, en la fase de renovación, un mayor compromiso con el cambio, lo cual implica modificar paradigmas técnicos y aplicar una mayor rigurosidad en la programación y pruebas de los equipos digitales.



Fig. 6: Criterio Etapa de Renovación

Para asegurar el mejor equilibrio en la gestión de activos Fig. 6, se deben fortalecer los criterios de toma de decisiones en las inversiones, a fin de que estas no estén sujetas a preferencias sin fundamento tecno-económico. Se aconseja realizar un análisis de alternativas, como una Matriz de Decisión Ponderada, complementada con el Cálculo de Vida Remanente, tal como se expuso en este documento

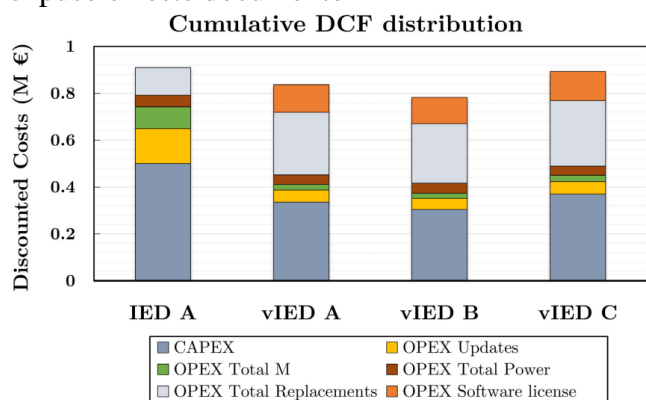


Fig. 7:  $OpEX\_M / CapEX$  en Esquemas de Control y Protección [1]

Es importante tener en cuenta que, en los activos de control y protección, el costo de la inversión es de 3 a 5 veces mayor que la sumatoria de los costos de los mantenimientos preventivos y correctivos asociados a los mismos activos. Por esta razón, las inversiones realizadas en las renovaciones deben buscar el mayor beneficio técnico con el menor costo de inversión. Ver Fig. 7 para la comparación  $OpEX\_M / CapEX$  IED A de una bahía común.

Tabla 3: Mejoras Gestión del Activo

Aspecto	Mejora
Costos	Mantener/reusar elementos con vida Remanente
	Eliminación/Integración de Equipos de Control
	Reducción/Integración de los esquemas secundarios

Aspecto	Mejora
Riesgo	Simplificación de la ingeniería haciéndola mas segura con menos puntos de falla.
Desempeño	Sistemas independientes de control y protección con total respaldo

## 7 Conclusiones

Este artículo se centró en demostrar los beneficios al ciclo de vida y a la gestión de activos de una subestación renovada en sistema A+B, con enfoque de la vida remanente de los activos y el equilibrio entre el menor costo y el máximo beneficio en términos de riesgo y desempeño.

Se menciona que el sistema A+B también se puede usar perfectamente con subestaciones digitales, donde toma bastante relevancia la independencia de los sistemas con Merger Units independientes para cada sistema y que en la comunicación se evite la dependencia de información cruzada entre sistemas. Este tipo de renovaciones, donde se cambia el concepto de convencional a digital, se aconseja para subestaciones donde todos los componentes de los equipos de control hayan consumido más del 80% de su vida útil.

Para el caso de renovaciones cableadas, como es el enfoque de este artículo, es relevante que las ingenierías estén enfocadas en tener señalizaciones independientes, evitando los repetidores de señales, con el fin de proteger el esquema de fallos que puedan afectar a ambos sistemas. Para esto, es preferible traer las señales más relevantes de la ingeniería de forma independiente (posiciones de equipos), y las señales de menor relevancia traerlas con polaridad común conmutable.

## 8 Bibliografía

[1] Vilaplana, J. A. L., Kabbara, N., Coste, T., Morais, H., Zerriffi, H., & Gibescu, M. (2024).

Virtualized Protection, Automation, and Control in Electrical Substations: An Open-Source Dynamic Cost-Benefit Assessment Model. IEEE Access, 12, 107488-107504. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3435972>

#### Carlos Ferreira

Ingeniero Electricista- Universidad Industrial de Santander.2010  
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos -UNAB.2013  
Masters en Lean Project Management - Escuela Internacional de Gerencia.2021  
Master of Business Administration MBA - Westfield Business School.2021  
Medellín, Antioquia, Colombia  
Cargo actual: Analista de Mantenimiento Protecciones y Control  
Grupo de SPAT DM  
Dirección Mantenimiento ISA-Colombia.

#### Nelson Padilla

Ingeniero Electromecánico - Universidad Autónoma Gabriel Rene Moreno (U.A.G.R.M.).2009  
Diplomados en Gestión Mantenimiento.2011/Educación Superior.2014 - U.A.G.R.M.  
Master of Business Administration MBA - Universidad Isabel I.2021  
Santa Cruz de la Sierra, Andres Ibañez, Bolivia.  
Cargo actual: Analista de Mantenimiento Grupo de SPAT

Dirección Operaciones ISA Bolivia.

## 9 Referencias

[ 1 ] GMSARN, International Journal 7, " The Analysis of Renovation Criteria for Protective Relay in Power Substation", Thanapong Suwanasri. 2013.

[ 2 ] IEEE, Publishing Services Department, "Strategies to refurbish or maintain control command system of substation of electrical network", Rincon, PR, USA, P. Carer. 2008.

[ 3 ] Vilaplana, J. A. L., Kabbara, N., Coste, T., Morais, H., Zerriffi, H., & Gibescu, M. (2024). Virtualized Protection, Automation, and Control in Electrical Substations: An Open-Source Dynamic Cost-Benefit Assessment Model. IEEE Access, 12, 107488-107504. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3435972>

Carlos Fererira  
+57 3156784905  
Calle 37B Sur # 27 -17, Envigado, Colombia  
[cferreira@intercolombia.com](mailto:cferreira@intercolombia.com)

Nelson Padilla  
Sucre, Bolivia  
+59 178468564  
[npadilla@isa.com.bo](mailto:npadilla@isa.com.bo)