Ingeniería y Competitividad
Vol 28 (3) 2026 doi: 10.25100/iyc.v28i3.15832

Vol 28 (3)

ISSN
0123-3033
e- 2027-8284

Artículo Original

Disponibilidad inherente de los sistemas de protección y control en una bahía de línea de 500 kV: estudio de caso en Colombia

Inherent Availability of Protection and Control Systems in a 500 kV Transmission Line Bay: A Case Study in Colombia

Alejandra Clavijo Camargo[1] Álvaro Espinel Ortega[1] Adriana Vega Escobar[1]

[1]GESETIC, Maestría en ingeniería, Universidad Distrital Francisco Jose de Caldas, Colombia.

Resumen

Introducción: La disponibilidad de los sistemas de protección y control en bahías de línea de 500 kV es un factor determinante para garantizar la continuidad operativa y la seguridad del Sistema de Transmisión Nacional.
Objetivo: Evaluar la disponibilidad inherente de los sistemas de protección y control de una bahía de línea de 500 kV en configuración interruptor y medio, mediante la comparación entre parámetros nominales de confiabilidad suministrados por fabricantes y datos históricos de falla y reparación.
Metodología: Se desarrolló en MATLAB un modelo serie-paralelo basado en Diagramas de Bloques de Confiabilidad (RBD) para representar 13 componentes de los niveles 1 y 2 del sistema de protección y control, incluyendo relés de protección, controladores de bahía y switches de comunicación con redundancia LAN A/LAN B bajo IEC 61850. Los parámetros nominales proporcionados por Siemens® y GE® fueron comparados con una base histórica equivalente a 287 equipos en operación durante 12 años, con 81 fallas registradas.
Resultados: La disponibilidad total calculada con datos históricos provenientes de los sistemas de control y protección de la línea que se estudio fue de 99.8408%, en contraste con la información del fabricante que indicaba la disponibilidad sería del 99,9977 %.
Conclusiones: Los datos de catálogo sobrestiman significativamente el desempeño real de los sistemas de protección y control. Asimismo, los tiempos reales de reparación son considerablemente superiores a los asumidos por los fabricantes, evidenciando la necesidad de incorporar datos históricos de operación en los estudios de disponibilidad, la planificación del mantenimiento y la gestión de activos en subestaciones de extra alta tensión.

Palabras clave: Disponibilidad inherente; Sistemas de protección y control; Subestaciones de extra alta tensión; Dispositivos electrónicos inteligentes; IEC 61850; Diagrama de bloques de confiabilidad.

Abstrac

Introduction: The availability of protection and control systems in 500 kV transmission line bays is a key factor in ensuring operational continuity and the security of the National Transmission System.
Objective: To evaluate the inherent availability of protection and control systems in a 500 kV transmission line bay arranged in a breaker-and-half configuration by comparing nominal reliability parameters provided by manufacturers with historical failure and repair data.
Methodology: A series-parallel model based on Reliability Block Diagrams (RBDs) was developed in MATLAB to represent 13 Level 1 and Level 2 components of the protection and control system, including protective relays, bay controllers, and communication switches with LAN A/LAN B redundancy under IEC 61850. Nominal reliability parameters supplied by Siemens® and GE® were compared with a historical database equivalent to 287 devices operating over a 12-year period, with 81 recorded failures.
Results: The total availability calculated using historical data from the protection and control systems of the transmission line under study was 99.8408%, compared with the manufacturer-estimated availability of 99.9977%.
Conclusions: Catalog-based data significantly overestimate the actual performance of protection and control systems. Furthermore, real repair times are considerably higher than those assumed by manufacturers, highlighting the need to incorporate historical operating data into availability assessments, maintenance planning, and asset management strategies for extra-high-voltage substations.

Keywords: Inherent availability; Protection and control systems; Extrahigh-voltage substations; Intelligent electronic devices; IEC 61850; Reliability block diagram.

¿Cómo citar?

Clavijo A, Esponel Á, Vega A. Disponibilidad inherente de los sistemas de protección y control en una bahía de línea de 500 kV: estudio de caso en Colombia. Ingeniería y Competitividad, 2026, 28(3)e-20415832

https://doi.org/10.25100/iyc.v28i3.15832

Recibido: 5/06/26
Revisado: 24/06/26
Aceptado: 21/09/26
Online: 26/10/26

Correspondencia

avegae@udistrital.edu.co

CrossMark

BY NC SA

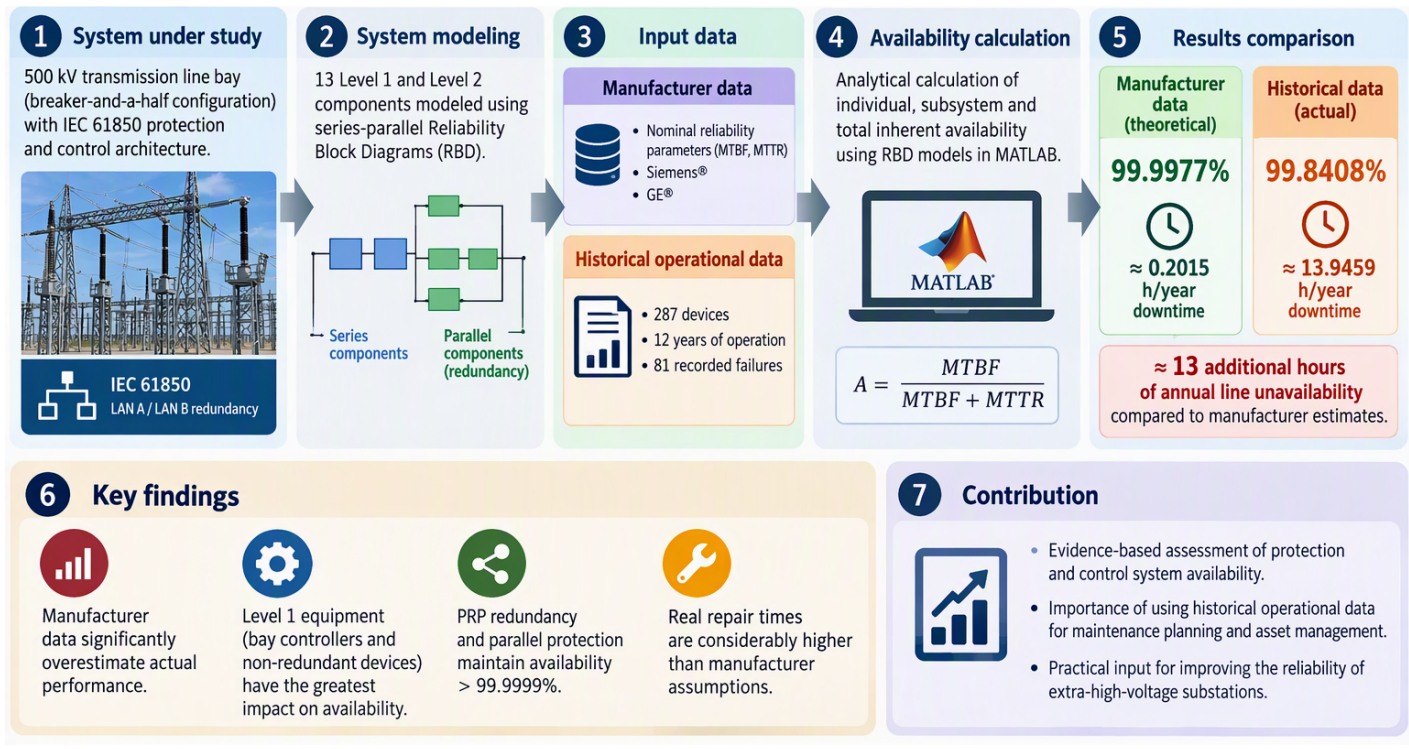
OPEN ACCESS

¿Por qué se realizó el estudio?
Este estudio evaluó la disponibilidad inherente de los sistemas de protección y control basados en la norma IEC 61850 en una bahía de una línea de transmisión de 500 kV. Se compararon las estimaciones de disponibilidad obtenidas a partir de los datos de fiabilidad del fabricante con aquellas calculadas utilizando registros históricos de operación y mantenimiento.

¿Cuáles fueron los hallazgos principales?
La disponibilidad fue del 99,9977 % al utilizar los datos del fabricante, frente al 99,8408 % obtenido al emplear datos históricos. Esta diferencia equivale a aproximadamente 13 horas adicionales de tiempo de inactividad anual. Los dispositivos de «nivel 1» fueron los que tuvieron un mayor impacto en la disponibilidad global del sistema.

¿Qué aportan estos resultados?
Los resultados demuestran que los datos de fiabilidad proporcionados por el fabricante pueden sobreestimar la disponibilidad real del sistema. Asimismo, ponen de relieve la importancia de integrar los registros históricos de fallos y reparaciones en las evaluaciones de disponibilidad, la planificación del mantenimiento y los procesos de gestión de activos.

Graphical Abstract



doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Introducción

Las subestaciones de extra alta tensión (EHV) constituyen nodos críticos para la transmisión de energía eléctrica a larga distancia y para mantener la seguridad operativa del Sistema Nacional de Transmisión (NTS) (1). En particular, las subestaciones de 500 kV configuradas en disposición de interruptor y medio desempeñan un papel crucial cuando se asocian con líneas de transmisión largas, ya que esta topología proporciona flexibilidad operativa, continuidad del servicio y la capacidad de mantener la operación durante contingencias y actividades de mantenimiento (2). En este contexto, el rendimiento de los sistemas de protección y control es esencial, ya que la detección oportuna de fallos, la operación de protección selectiva y la supervisión segura de la bahía de la línea de transmisión dependen directamente de estos sistemas (3).

En las subestaciones modernas, las funciones de protección, control y monitorización se implementan principalmente mediante Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) interconectados mediante redes de comunicación digitales basadas en la norma IEC 61850 (4). Esta norma establece un marco común para la modelización de funciones de automatización, convenciones de nombres de datos, configuración del sistema e intercambio de información entre dispositivos de diferentes fabricantes, promoviendo así la interoperabilidad y la integración funcional a nivel de proceso, bahía y estación (5). Además, IEC 61850 incorpora servicios de comunicación con diferentes requisitos críticos en tiempo, incluyendo MMS (Especificación de Mensajes de Fabricación) para comunicaciones de supervisión y cliente-servidor, GOOSE (Evento Genérico de Subestación Orientada a Objetos) para mensajería de alta velocidad impulsada por eventos, y Valores Muestreados para la transmisión digital de señales analógicas de proceso (6). Como resultado, los sistemas de automatización de subestaciones han evolucionado de arquitecturas fuertemente cableadas hacia soluciones distribuidas más flexibles, configurables y escalables (7).

Sin embargo, la creciente dependencia de infraestructuras de comunicación también ha introducido nuevos retos para la evaluación de fiabilidad y disponibilidad (8). En este sentido, uno de los mecanismos más adoptados para mejorar la continuidad del servicio es el Protocolo de Redundancia Paralela (PRP), definido en IEC 62439-3 y ampliamente implementado en subestaciones basadas en IEC 61850 (9), como se ilustra en la Figura 1. PRP emplea dos redes Ethernet activas independientes, permitiendo que cada dispositivo transmita simultáneamente copias idénticas de cada trama a través de ambas Redes de Área Local (LAN). El nodo receptor procesa la primera trama recibida y descarta el duplicado, eliminando así los tiempos de conmutación en caso de fallo en la ruta de comunicación (10). Desde la perspectiva de la disponibilidad, esta arquitectura reduce la vulnerabilidad a fallos de red única y mejora la continuidad de funciones críticas soportadas por IEDs, aunque no elimina completamente las fallas de causa común o la falta de disponibilidad asociadas al propio equipo terminal (11). En este estudio, la disponibilidad inherente se define como la probabilidad de que un sistema permanezca operativo considerando únicamente sus tasas de fallo y reparación, normalmente representadas por el Tiempo Medio hasta el Fallo (MTTF) y el Tiempo Medio de Reparación (MTTR) (12).

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

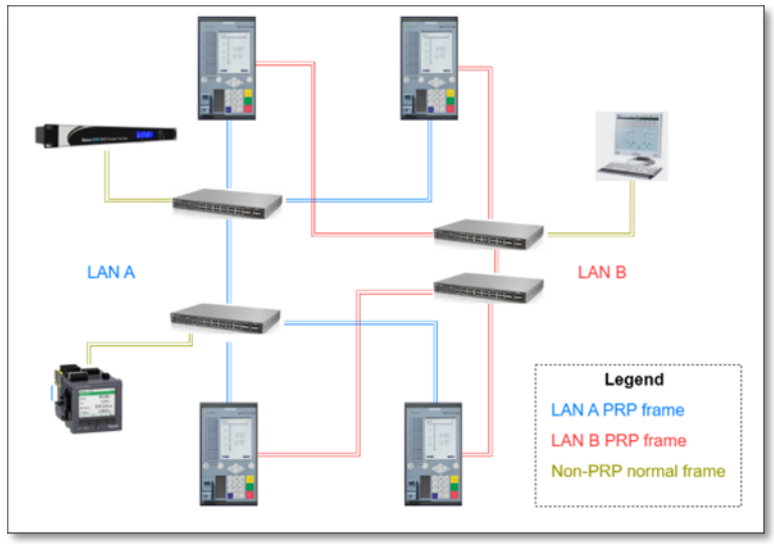


Figura 1. Arquitectura general de automatización de subestaciones IEC 61850 con redundancia PRP a través de redes LAN A y LAN B. Fuente: (10).

Desde una perspectiva funcional, la automatización de subestaciones está organizada en niveles jerárquicos que estructuran la interacción entre equipos primarios, IEDs a nivel de bahía y sistemas de supervisión, como se ilustra en la Figura 2. El Nivel 0 corresponde al equipo principal del patio; El Nivel 1 comprende los IEDs responsables de la protección y control a nivel de bahía; El Nivel 2 integra sistemas de comunicación y supervisión de la subestacion; y el Nivel 3 corresponde al centro de control (13), (14). Para la evaluación presentada en este artículo, el análisis se centra en los Niveles 1 y 2, ya que estas capas contienen los dispositivos y enlaces de comunicación que soportan directamente la funcionalidad de la bahía de la línea de transmisión en investigación.

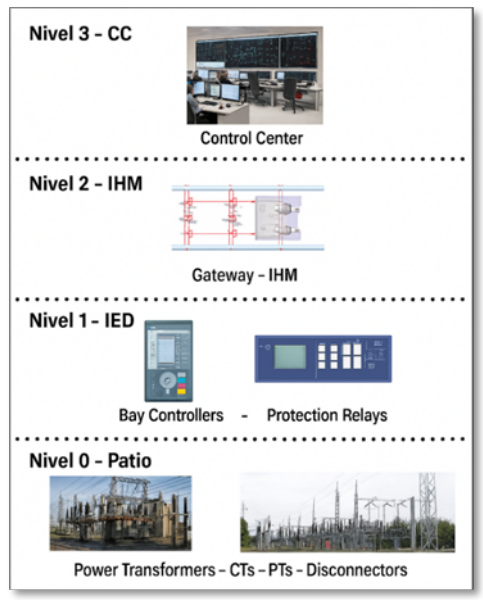


Figura 2. Niveles de control y supervisión en una subestación.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Fuente: Elaboración propia de los autores.

A pesar de la importancia de estos sistemas, las evaluaciones cuantitativas de disponibilidad para subestaciones de 500 kV siguen siendo limitadas, especialmente cuando se consideran configuraciones reales que involucran IEDs multiproveedor y arquitecturas de comunicación redundantes (15). La mayoría de los estudios reportados en la literatura se basan en modelos genéricos, suposiciones idealizadas o parámetros nominales proporcionados por el fabricante, lo que restringe la comprensión del comportamiento real de los sistemas de protección y control en servicio (16). En particular, una revisión de los estudios reportados en (1)-(17) indica que la mayoría de las investigaciones se centran en las arquitecturas IEC 61850, análisis de redes de comunicación y modelos teóricos de fiabilidad, mientras que solo un número limitado emplea datos históricos reales de fallos y reparaciones para comparar directamente la disponibilidad operativa con la disponibilidad estimada a partir de parámetros nominales del fabricante. En consecuencia, persiste una brecha significativa de conocimiento respecto al comportamiento real en servicio de estos sistemas.

Para abordar esta brecha, este artículo evalúa la disponibilidad inherente de los sistemas de protección y control de una bahía de línea de transmisión de 500 kV configurada en disposición de disyuntor y medio y asociada a una línea de transmisión superior a 200 km de longitud mediante un enfoque de evaluación basado en componentes . Se desarrolla un modelo serie-paralelo basado en Diagramas de Bloques de Fiabilidad (RBD) para representar componentes de Nivel 1 y Nivel 2, incluyendo IEDs de protección, controladores de bahía y interruptores de comunicación interconectados mediante redundancia LAN A/LAN B conforme a IEC 61850. La arquitectura analizada incorpora equipos fabricados por proveedores internacionalmente reconocidos ampliamente utilizados en aplicaciones de protección y control de subestaciones, como Siemens® y GE,® proporcionando así representatividad técnica al estudio de caso y apoyando la comparación entre los datos nominales proporcionados por el fabricante y los datos operativos históricos. A partir de este marco, los resultados obtenidos utilizando parámetros de fiabilidad del fabricante se comparan con los derivados de registros históricos de fallos y reparaciones de un sistema operativo en Colombia, Sudamérica. El objetivo es identificar discrepancias en la disponibilidad estimada y proporcionar conocimientos técnicos para la planificación del mantenimiento y la gestión de activos en subestaciones de alta tensión.

La contribución principal de esta investigación es el desarrollo y aplicación de un modelo de disponibilidad inherente basado en Diagramas de Bloques de Fiabilidad (RBD) para los sistemas de protección y control de una bahía de línea de transmisión de 500 kV que opera bajo una arquitectura IEC 61850, utilizando tanto parámetros nominales especificados por el fabricante como datos operativos históricos reales. A diferencia de la mayoría de los estudios reportados en la literatura, que se basan en información teórica o configuraciones genéricas, este trabajo incorpora registros históricos de fallos y reparaciones obtenidos de una flota de equipos en servicio, permitiendo cuantificar la brecha entre la disponibilidad esperada y la observada. Además, el estudio identifica la influencia de los tiempos reales de reparación y las configuraciones funcionales de los componentes en la disponibilidad general del sistema, proporcionando orientación práctica para la gestión de activos y la planificación del mantenimiento en subestaciones de alta tensión.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

El resto de este artículo está organizado de la siguiente manera. La Sección 2 describe el sistema analizado, con énfasis en la configuración de subestaciones de 500 kV, la disposición de la bahía de líneas de transmisión con interruptores y medio, y la arquitectura de protección y control basada en IEC 61850. La Sección 3 presenta el enfoque metodológico adoptado para evaluar la disponibilidad inherente, incluyendo modelado en serie-paralelo mediante Diagramas de Bloques de Fiabilidad y la definición de los parámetros de fallo y reparación considerados. La Sección 4 introduce el estudio de caso y presenta los resultados de la evaluación comparativa entre los datos nominales proporcionados por el fabricante y los datos operativos históricos. La Sección 5 analiza los hallazgos e identifica los elementos con mayor impacto en la disponibilidad del sistema, así como sus implicaciones técnicas para el mantenimiento y la fiabilidad. Finalmente, la Sección 6 resume las principales conclusiones del estudio y expone recomendaciones para futuras investigaciones.

Descripción del sistema

Configuración general de la subestación y bahía de la línea de transmisión

La subestación seleccionada para la evaluación de disponibilidad opera a un nivel de tensión de 500 kV y adopta una configuración de interruptor y medio, una topología ampliamente utilizada en subestaciones altamente críticas debido a su capacidad para mantener la continuidad del servicio y facilitar actividades de mantenimiento sin requerir la interrupción total del sistema. La bahía de línea de transmisión en estudio se encuentra entre las Secciones 0 y 1 de la subestación. En esta disposición, cada circuito está funcionalmente asociado a dos interruptores y comparte un interruptor central con la bahía adyacente, aumentando así la flexibilidad operativa y añadiendo complejidad a los sistemas de protección, control y supervisión (18).

La línea de transmisión asociada a la bahía evaluada supera los 200 km de longitud, lo que requiere la instalación de reactores de derivación en ambos terminales para absorber la potencia reactiva capacitiva de la línea, controlar el perfil de tensión y mitigar sobretensiones temporales que se encuentran típicamente en corredores de transmisión largos de extra-alta tensión (19). La disposición general del equipo principal y la ubicación de la bahía dentro del patio de conmutación de 500 kV se ilustran en la Figura 3. Desde una perspectiva operativa, la combinación de un nivel de alta tensión, una larga distancia de transmisión y los requisitos de compensación de potencia reactiva constituye un caso de estudio muy exigente en el que la indisponibilidad de sistemas secundarios puede afectar significativamente a la seguridad y operabilidad del corredor de transmisión (20).

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

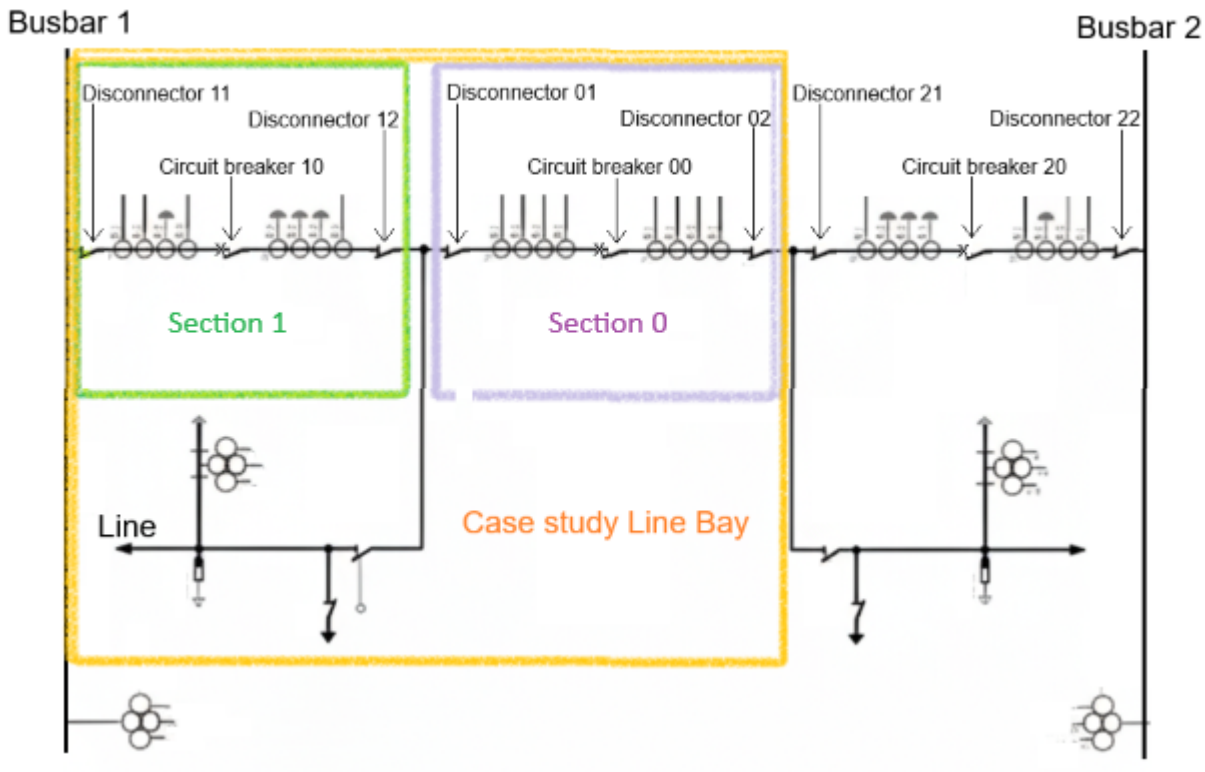


Figura 3. Diagrama de línea única de la bahía de línea de transmisión de 500 kV en configuración de interruptor y medio. Fuente: Elaboración propia de los autores.

Arquitectura de Protección y Control de la Bahía

La arquitectura de protección y control asociada a la bahía de la línea de transmisión comprende equipos pertenecientes a los Niveles de Automatización 1 y 2, que son el foco de esta investigación. Como se ilustra en la Figura 4, el Nivel 1 abarca los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) responsables de las funciones de protección y control a nivel de bahía (21).

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

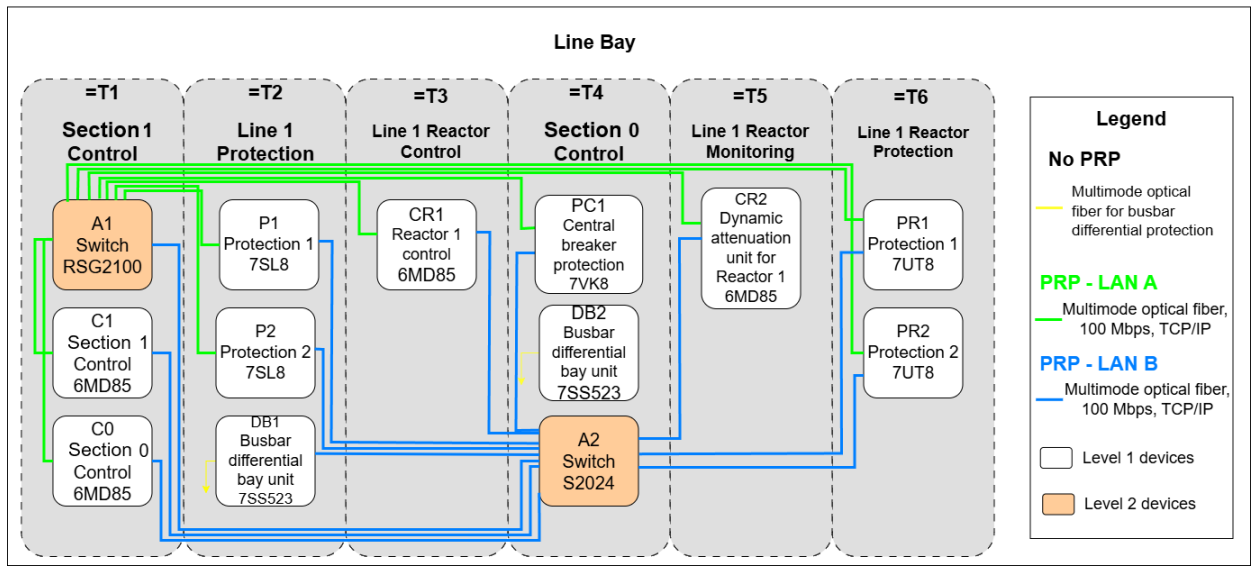


Figura 4. Arquitectura de protección y control de la bahía de línea de transmisión con comunicaciones IEC 61850 y redundancia LAN A/LAN B.

Fuente: Elaboración propia de los autores.

El Nivel 2, a su vez, incluye la infraestructura de comunicación y supervisión que apoya el intercambio de información entre estos IEDs y sistemas de automatización de nivel superior (22). La arquitectura se basa en la norma IEC 61850 y emplea redundancia de red LAN A/LAN B, coherente con el marco de comunicación descrito en la Introducción.

La bahía analizada incorpora equipos fabricados por proveedores internacionalmente reconocidos con amplia experiencia en aplicaciones de protección y control de subestaciones, especialmente Siemens® y GE®, proporcionando así representatividad técnica al estudio de caso. Sin embargo, el objetivo de este trabajo no es comparar fabricantes, sino evaluar la diferencia entre la disponibilidad estimada usando parámetros nominales de fiabilidad del fabricante y la disponibilidad derivada de datos operativos históricos.

Alcance del sistema modelado

Para la evaluación de disponibilidad inherente, se consideraron trece componentes pertenecientes a los Niveles 1 y 2 debido a su contribución directa a la funcionalidad de la bahía de la línea de transmisión. Estos componentes incluyen relés de protección, controladores de bahía y dispositivos de conmutación de red. Sus características generales se resumen en la Tabla 1. Los componentes seleccionados representan aquellos cuyo fallo o indisponibilidad puede comprometer las funciones locales de protección, control y supervisión de la bahía.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Tabla 1. Componentes Incluido en el Modelo de Disponibilidad Inherente (Niveles 1 y 2)

Punto	Componente	Etiqueta	Referencia del modelo	Nivel	Función principal	Fabricante
1	Conmutador de Red 1 (LAN A)	A1	RSG2100	1	LAN A gestión de la comunicación	Siemens®
2	Conmutador de Red 2 (LAN B)	A2	S2024	1	Gestión de comunicaciones LAN B	GE®
3	Sección 1 Controlador de la Bahía	C1	6MD85	1	Control y supervisión de la bahía, Sección 1	Siemens®
4	Controlador de la Bahía de la Sección 0	C0	6MD85	1	Control y supervisión de la bahía, Sección 0	Siemens®
5	Protección de Línea 1	P1	7SL8	1	Protección principal 1 para la Línea 1	Siemens®
6	Protección de Línea 2	P2	7SL8	2	Protección principal 2 para la Línea 1	Siemens®
7	Unidad diferencial de barra colectora	DB1	7SS523	2	Protección diferencial de la barra colectora 1	Siemens®
8	Controlador de Reactor 1	CR1	6MD85	2	Control y supervisión del Reactor 1	Siemens®
9	Protección del Interruptor Central	PC1	7VK8	1	Protección central de interruptores	Siemens®
10	Unidad diferencial de barra colectora	DB2	7SS523	1	Protección diferencial de la barra colectora 2	Siemens®
11	Unidad de Automatización de Reactores	CR2	6MD85	2	Control y supervisión del Reactor 2	Siemens®
12	Protección del Reactor 1	PR1	7UT8	2	Protección diferencial 1 para el Reactor 1	Siemens®
13	Protección del Reactor 2	PR2	7UT8	2	Protección diferencial 2 para el Reactor 1	Siemens®

Fuente: Elaboración propia de los autores.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Este límite del sistema se estableció porque el estudio se centra en la disponibilidad inherente de la arquitectura secundaria local de la bahía, que consiste en los IEDs e infraestructura de comunicación que apoyan directamente su funcionamiento. En consecuencia, la metodología propuesta representa los componentes de Nivel 1 y Nivel 2 utilizando una estructura en serie paralela basada en las dependencias funcionales entre dispositivos y la arquitectura de redundancia de comunicación ilustrada en la Figura 4.

Modelado de disponibilidad y metodología

Para evaluar la disponibilidad inherente del sistema de protección y control, se adoptó un enfoque analítico basado en Diagramas de Bloques de Fiabilidad (RBD) (23). Esta metodología permite la representación lógica de la arquitectura del sistema IEC 61850 mediante configuraciones en serie y en paralelo, capturando así las dependencias funcionales entre los 13 componentes identificados en los Niveles 1 y 2 (24).

Formulación matemática de la disponibilidad inherente

La disponibilidad inherente (A) se define como la proporción del tiempo durante el cual un componente o sistema permanece operativo, considerando solo los tiempos de operación y reparación y excluyendo retrasos logísticos o administrativos. Para cada componente, la disponibilidad se calcula utilizando la Ecuación (1)(25):

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (1)$$

Donde:

- A es la disponibilidad inherente del equipo.
- MTTR es el tiempo medio para reparar.
- MTBF es el tiempo medio entre fallos.

Complementario a esta métrica, la indisponibilidad inherente (U) representa la probabilidad o fracción de tiempo durante la cual un componente o sistema está en un estado fallido o fuera de servicio. Matemáticamente, la indisponibilidad se define como el complemento exacto de disponibilidad, tal como se expresa en la Ecuación (2) (26):

$$U = 1 - A = \frac{MTTR}{MTBF + MTTR} \quad (2)$$

Donde:

- U es la indisponibilidad inherente del equipo.
- A es la disponibilidad inherente del equipo.
- MTTR es el tiempo medio para reparar.
- MTBF es el tiempo medio entre fallos.

En función de la disponibilidad de componentes individuales, el modelo RBD determina la disponibilidad equivalente del sistema en su conjunto. Para subsistemas que operan bajo

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

configuraciones redundantes, como las redes LAN A y LAN B implementadas mediante el protocolo PRP, la disponibilidad de la disposición paralela (Ap) se calcula usando la Ecuación (3) (27):

$$A_P = 1 - \prod_{i=1}^{n}(1 - A_i) = 1 - \prod_{i=1}^{n}(U_i) \quad (3)$$

Donde:

- La IA es la disponibilidad inherente del componente i.
- (1 − Ai) representa la probabilidad de fallo del componente i.
- Ap es la probabilidad de que al menos un componente siga operativo.

Por el contrario, para componentes críticos cuyo fallo individual interrumpe la función de protección o control de la bahía, se emplea una configuración en serie. La disponibilidad equivalente de esta disposición (As) está dada por la Ecuación (4) (28):

$$A_s = A_1 * A_2 * \ldots * A_n \quad (4)$$

Donde:

- La IA es la disponibilidad inherente del componente i.
- Al igual que la disponibilidad general del sistema.

Estructura del modelo en serie paralela

El sistema evaluado consta de trece componentes principales distribuidos entre los Niveles 1 y 2. La arquitectura lógica y las dependencias operativas de estos dispositivos se representan mediante un Diagrama de Bloques de Fiabilidad (RBD), como se ilustra en la Figura 5. Dentro de este marco lógico, los componentes de Nivel 1 cuyo fallo individual compromete directamente la funcionalidad de protección o control de la bahía se modelan mediante una configuración en serie.

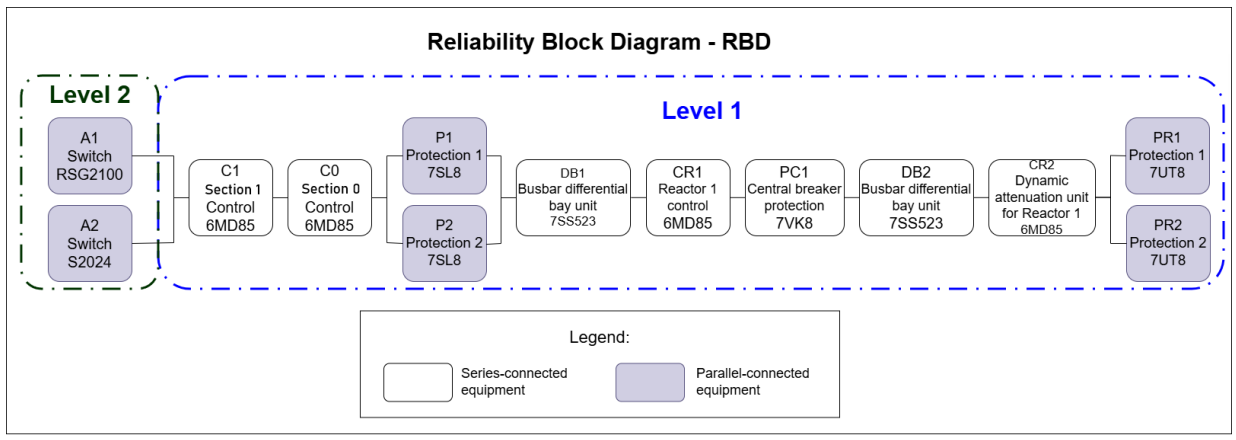


Figura 5. Diagrama de bloques de fiabilidad (RBD) de los componentes de Nivel 1 y Nivel 2 del sistema de protección y control.

Fuente: Elaboración propia de los autores.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Estos componentes incluyen controladores de bahía de las Secciones 1 y Sección 0, la Unidad Diferencial 1 de la Barra Colectora, el Controlador 1 del Reactor, la Protección Central de Interruptores, la Unidad Diferencial de la Barra Colectora 2 y el Controlador del Reactor 2.

La disposición en serie en el modelo RBD indica que la operación simultánea de estos dispositivos es estrictamente necesaria para asegurar la ejecución de funciones críticas a nivel de proceso. Además, la redundancia activa la proporcionan los dispositivos de protección de línea P1 y P2 y los dispositivos de protección de reactores PR1 y PR2, que se modelan como disposiciones paralelas, como se resume en la Tabla 2. De igual modo, la infraestructura de comunicación asociada al Nivel 2 está representada por configuraciones paralelas, reflejando la redundancia activa proporcionada por el protocolo PRP a través de los conmutadores conectados a las redes independientes LAN A y LAN B.

Tabla 2. Definición explícita del modelo RBD

Grupo	Componentes	Configuración
Red PRP	A1, A2	Paralelo
Protección de la Línea	P1, P2	Paralelo
Protección del reactor	PR1, PR2	Paralelo
Controlador de bahía	C1	Serie
Controlador de bahía	C0	Serie
Protección del diferencial de la barra colectora	DB1	Serie
Reactor Control	CR1	Serie
Protección del Interruptor Central	PC1	Serie
Protección del diferencial de la barra colectora	DB2	Serie
Reactor Control	CR2	Serie

Fuente: Elaboración propia de los autores.

Escenarios de evaluación y fuentes de datos

Para cuantificar la brecha entre las expectativas teóricas de diseño y el rendimiento real en campo, se simuló el modelo RBD bajo dos escenarios estadísticos contrastantes.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Escenario teórico: Datos nominales del fabricante

Este escenario representa la disponibilidad esperada durante la fase de diseño. Los fabricantes de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED), como Siemens® y GE,® determinan el Tiempo Medio hasta el Fallo (MTTF) utilizando técnicas de predicción de fiabilidad basadas en el número de componentes electrónicos, siguiendo normas como MIL-HDBK-217F, Telcordia SR-332 e IEC TR 62380, así como procedimientos de Pruebas Aceleradas de Vida Útil (ALT) (29)–(31). Este enfoque asume condiciones de funcionamiento ideales y se basa en un modelo estadístico exponencial que considera una tasa de fallo constante (λ) a lo largo del ciclo de vida del equipo, descuidando así los mecanismos de desgaste y los defectos de fabricación en etapas tempranas. En este escenario, los valores MTTR suponen condiciones logísticas ideales y reemplazo inmediato de componentes (32).

Escenario real: Datos operativos históricos

Este escenario representa el comportamiento empírico del sistema basado en el análisis de una base de datos operativa obtenida de una empresa de transmisión colombiana, cuya identidad se omite debido a acuerdos de confidencialidad. El conjunto de datos corresponde a aproximadamente 287 dispositivos operando de forma continua durante un periodo de doce años (2014-2026), durante los cuales se registraron 81 fallos confirmados, lo que corresponde a una incidencia estadística de aproximadamente el 28,2229% de la flota instalada. Como referencia inicial, se empleó un modelo exponencial a nivel de flota. Este modelo asume una tasa de fallo constante a lo largo del tiempo y proporciona una medida agregada del comportamiento del equipo (33). Bajo esta suposición, el MTTF estimado fue aproximadamente 32,2608 años. Como parte del proceso de limpieza de datos, no se eliminaron eventos de fallo válidos como valores atípicos, ya que el objetivo del estudio era caracterizar el comportamiento operativo real del equipo. Solo se excluyeron registros incompletos, inconsistentes o insuficientemente documentados cuando no se pudo determinar el tiempo hasta la falla o el modo de fallo correspondiente.

Sin embargo, dado que los datos históricos demostraron que los fallos no seguían un patrón de tasa constante, los tiempos individuales hasta el fallo se ajustaron posteriormente usando una distribución de Weibull de dos parámetros, un modelo ampliamente aplicado en ingeniería de fiabilidad debido a su flexibilidad para representar diferentes etapas de vida útil del equipo mediante el parámetro de forma β (34). El ajuste resultante produjo un parámetro de forma de $\beta = 0{,}7608$, indicando un comportamiento de fallo temprano o mortalidad infantil, y una vida útil característica de $\eta = 5{,}5984$ años. Según estos parámetros, el MTTF estimado fue de aproximadamente 6,5884 años. La comparación entre ambos modelos es especialmente relevante en este contexto, ya que el modelo exponencial a nivel de flota proporciona una medida media útil para fines generales de comparación, mientras que el modelo de Weibull ofrece una representación más realista del fallo observado en servicio, reduciendo así el riesgo de sobreestimar la disponibilidad inherente.

El procedimiento de ajuste de Weibull se implementó en MATLAB utilizando todos los tiempos de fallo distintos de cero disponibles en la base de datos histórica. El parámetro de forma (β) y el parámetro de escala (η) se estimaron utilizando herramientas de ajuste estadístico

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

integradas. La elección de la distribución de Weibull se motivó por su capacidad para representar comportamientos crecientes, constantes o decrecientes de tasa de fallo, que no pueden capturarse adecuadamente mediante un modelo exponencial convencional.

El análisis de los registros históricos reveló que las fallas relacionadas con el hardware representaron el 80,2% de todos los eventos observados. Fallos adicionales se asociaron a pérdida de comunicación y problemas relacionados con software/firmware. Estos hallazgos sugieren que tanto los mecanismos de degradación del hardware como ciertos eventos relacionados con el software contribuyen a la discrepancia entre los parámetros nominales del fabricante y el rendimiento real en campo. Sin embargo, cuantificar la contribución individual de cada mecanismo de fallo está fuera del alcance del presente estudio. Los registros históricos también permitieron estimar los valores reales de MTTR, demostrando que cada intervención correctiva requería aproximadamente 15 horas-persona de esfuerzo por parte de especialistas en protección y control. Esta carga operativa tiene un impacto significativo en el Gasto Operativo (OPEX) y no se refleja en las métricas del catálogo de fabricantes. El MTTR histórico reportado se calculó a partir de registros de mantenimiento correctivo asociados a los fallos documentados en la base de datos. Para cada evento, se consideró el tiempo transcurrido entre la identificación de fallos y la restauración del equipo a condición operativa. El valor reportado corresponde al tiempo medio de intervención observado en todos los eventos analizados.

Implementación computacional

El procesamiento de parámetros de fiabilidad y la solución matemática del modelo RBD fueron automatizados mediante un algoritmo desarrollado en el entorno MATLAB. El marco computacional fue diseñado para evaluar la topología del sistema de manera jerárquica y escalable, permitiendo el análisis tanto de los datos nominales proporcionados por el fabricante como de los registros históricos de fallos. El algoritmo opera a través de una secuencia de etapas de procesamiento, la más relevante de las cuales incluye la estimación de la disponibilidad de componentes individuales basada en las tasas de fallo y reparación, la identificación y reducción de subsistemas redundantes asociados a configuraciones paralelas y la agregación de nodos equivalentes con componentes críticos del sistema. Para asegurar la reproducibilidad de la metodología propuesta, a continuación se presenta una porción representativa de la lógica de simulación en forma de pseudocódigo.

Entrada: Conjunto de datos componente que contiene los siguientes campos: (ID, NAME, MTBF, MTTR, LEVEL, CONNECTION_TYPE, PARALLEL_WITH).
Salida: Disponibilidad individual de cada componente, disponibilidad de grupos de subsistemas paralelos, disponibilidad por nivel de sistema y disponibilidad general del sistema.
Paso 1. Importar el archivo CSV que contiene los parámetros de fiabilidad de los componentes, validar la disponibilidad de los campos de entrada requeridos (ID, NAME, MTBF, MTTR, LEVEL, CONNECTION_TYPE y PARALLEL_WITH) e identificar el número total de componentes a analizar.

```
(archivo, URL) = uigetfile('.csv', 'Componentes de archivo CSV');
Si es igual (archivo, 0)
   Error('Error.');
Fin
```

Paso 2. Calcula la disponibilidad individual de cada componente i:

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

```
A_i = MTBF_i / (MTBF_i + MTTR_i)
A_ind = ceros (n_comp, 1);
MTTF = ceros(n_comp, 1);
Para i = 1:n_comp
   Mtbf_i = T.MTBF(i);
   Mttr_i = T.MTTR(i);
   MTTF(i) = mtbf_i - mttr_i;
   Si MTTF(i) <= 0
      Warning('MTTF <= 0 para %s. Se usa MTTF = MTBF.', T.NOMBRE{i});
      MTTF(i) = mtbf_i;
   Fin
```

Paso 3. Identificar grupos paralelos separando los componentes según sus respectivos niveles de sistema. Para cada componente dentro de un nivel dado, verificar si CONNECTION_TYPE = Paralelo. Si es así, localizar el componente asociado especificado en el campo PARALLEL_WITH y agrupar todos los componentes mutuamente relacionados en un único subsistema redundante.
La disponibilidad equivalente de cada grupo paralelo se calcula entonces como:

```
A_par = 1 - ∏(1 - A_i)
Grupos de funciones = identify_parallel_groups(T, idx_nivel, A_ind)
N = longitud(idx_nivel);
   Asignado = false(n, 1);
   Grupos = {};
   Para i = 1:n
      If asignado(i)
         Continúa;
      Fin
      Fi = idx_nivel(i);
      Id_fi  = T.COMPONENTE{fi};
      Tipo_i = T.TIPO_CONEXION(fi);
      Si tipo_i == 2
         Grupo_local = i;   % indices DENTRO de idx_nivel
```

Almacena cada grupo paralelo identificado como un bloque equivalente.

Paso 4. Calcular la disponibilidad por nivel de sistema. Para cada nivel de sistema, considerar todos los bloques equivalentes resultantes de la etapa anterior, incluyendo tanto los grupos paralelos reducidos como los componentes individuales conectados en serie. La disponibilidad de cada nivel se calcula entonces como el producto de las disponibilidades de todos los bloques constituyentes:

A_nivel = ∏ A_j

```
A_nivel1 = 1,0;
A_nivel2 = 1,0;
For nivel = 1:2
   Idx_nivel = find(T.NIVEL == nivel);
   Para k = 1:longitud(A_serie_list)
      Fprintf(' %-45s | %18.10f\n', nombres_serie{k}, A_serie_list(k)*100);
```


doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

```
    Fin
    Fprintf(' %s\n', repmat('-',1.68));
    Si está vacío(A_serie_list)
       A_nivel = 1,0;
    Si no,
       A_nivel = prod(A_serie_list);
    Fin
```

Paso 5. Determinar la disponibilidad global del sistema de protección y control considerando que el Nivel 1 y el Nivel 2 están conectados en serie dentro de la estructura RBD

```
A_total = A_nivel1 × A_nivel2
A_sistema = A_nivel1 * A_nivel2;
Fprintf('## DISPONIBILIDAD TOTAL DEL SISTEMA \n');
Fprintf('## A_TOTAL = A_Nivel1 x A_Nivel2\n');
```

Paso 6. Calcula la indisponibilidad total del sistema

```
U_total = 1 - A_total
Calcula el tiempo de inactividad anual en horas y minutos:
Annual_Downtime_Hours = U_total × 8760
Unavailable_Minutes = Horas_no_disponibles × 60
```

Paso 7. Informe de resultados

Imprime una tabla que contenga los valores de disponibilidad calculados.

La Figura 6 ilustra el flujo de trabajo metodológico global implementado para la evaluación de la disponibilidad inherente. El procedimiento comienza con la recopilación y preprocesamiento de la base de datos histórica de fallos, seguido de la estimación de parámetros de fiabilidad, el desarrollo del modelo de Diagrama de Bloques de Fiabilidad (RBD) y el cálculo tanto de disponibilidad individual como equivalente. La metodología concluye con una evaluación comparativa de los resultados obtenidos a partir de datos operativos históricos y de los derivados de parámetros nominales de fiabilidad proporcionados por el fabricante.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

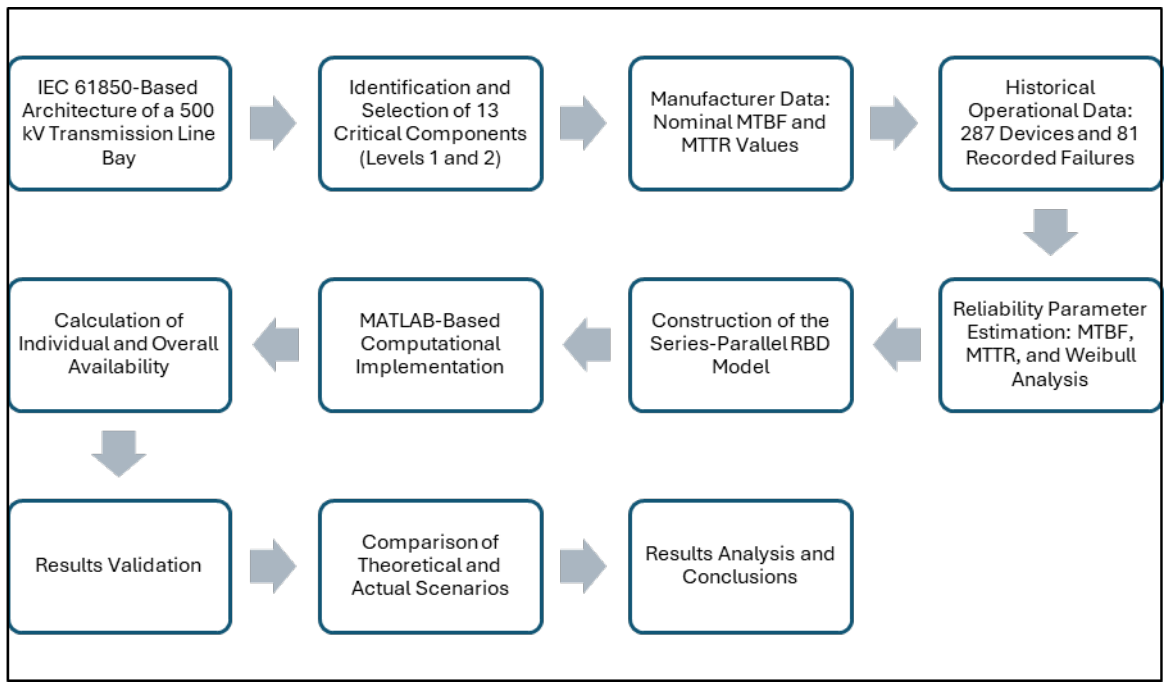


Figura 6. Flujo de trabajo metodológico empleado para la evaluación de la disponibilidad inherente del sistema.

Fuente: Elaboración propia de los autores.

Los resultados obtenidos usando MATLAB fueron validados cruzadamente con cálculos independientes realizados en Microsoft Excel®. El proceso de verificación incluyó el cálculo de disponibilidad de componentes individuales, la agregación de subsistemas paralelos y la determinación de la disponibilidad equivalente del sistema mediante configuraciones en serie. Los resultados mostraron discrepancias por debajo del umbral de redondeo numérico, confirmando así la correcta implementación de las ecuaciones de disponibilidad y los procedimientos computacionales empleados en este estudio.

Resultados y discusión

Para evaluar el rendimiento de la arquitectura del sistema de protección y control, se determinó la disponibilidad inherente tanto de los componentes individuales como del sistema en su conjunto bajo dos escenarios distintos: (i) un escenario teórico basado en datos del catálogo de fabricantes y (ii) un escenario operativo real derivado de los registros históricos de fallos de la compañía. Los cálculos se realizaron implementando el modelo matemático de Diagrama de Bloques de Fiabilidad (RBD) en MATLAB. Para garantizar la consistencia en la presentación de los resultados a lo largo del artículo y considerando que las variaciones observadas pueden ocurrir en el orden de milésimas, todos los valores numéricos se reportan con cuatro decimales.

Evaluación del Escenario Teórico

Los valores MTBF utilizados para los relés de protección y control se obtuvieron de la documentación técnica proporcionada por GE® y Siemens® (29)–(31). Estas referencias

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

corresponden a informes técnicos del fabricante y documentación de producto, por lo que se consideraron fuentes primarias de datos de fiabilidad de catálogo. En este estudio, dicha información se utilizó exclusivamente para la parametrización del modelo de disponibilidad y para la representación del escenario teórico operativo basado en especificaciones nominales del fabricante.

En el escenario teórico, los valores de Tiempo Medio Entre Fallos (MTBF) y Tiempo Medio de Reparación (MTTR) representan condiciones de funcionamiento ideales según las definidas por los fabricantes de equipos. La Tabla 3 resume los parámetros de fiabilidad y la disponibilidad individual calculada de los 13 componentes críticos incluidos en el análisis. Bajo estas suposiciones, la redundancia paralela implementada dentro de la arquitectura aumenta la disponibilidad de los subsistemas correspondientes a valores superiores al 99,9999%. La disponibilidad equivalente del Nivel 1 se calculó como 99,9977%, mientras que el Nivel 2 alcanzó una disponibilidad del 99,9999%. En consecuencia, la disponibilidad teórica global del sistema de protección y control se determinó en un 99,9977%, lo que corresponde a una indisponibilidad anual de solo 0,2015 horas al año, o aproximadamente 12,0900 minutos de inactividad al año.

Tabla 3. Disponibilidad individual (escenario teórico)

ID	NOMBRE	MTBF (h)	MTTR (h)	MTTF (h)	NIVEL	TIPO	AVAILAB. (%)
1	A1_RSG2100	397506	1,5000	397504,5000	2	Paralelo	99,9996
2	A2_S2024	388068	1,5000	388066,5000	2	Paralelo	99,9996
3	C1_6MD85	407905	1,5000	407903,5000	1	Serie	99,9996
4	C0_6MD85	407905	1,5000	407903,5000	1	Serie	99,9996
5	P1_7SL8	407905	1,5000	407903,5000	1	Paralelo	99,9996
6	P2_7SL8	407905	1,5000	407903,5000	1	Paralelo	99,9996
7	DB1_7SS523	438000	1,5000	437998,5000	1	Serie	99,9996
8	CR1_6MD85	613200	1,5000	613198,5000	1	Serie	99,9997
9	PC1_7VK8	407905	1,5000	407903,5000	1	Serie	99,9996
10	DB2_7SS523	438000	1,5000	437998,5000	1	Serie	99,9996
11	CR2_6MD85	613200	1,5000	613198,5000	1	Serie	99,9997
12	PR1_7UT8	407905	1,5000	407903,5000	1	Paralelo	99,9996
13	PR2_7UT8	407905	1,5000	407903,5000	1	Paralelo	99,9996

Fuente: Elaboración propia de los autores.

Evaluación del escenario operativo real

El análisis del escenario operativo real incorpora el comportamiento empírico de los equipos que operan bajo condiciones ambientales, eléctricas y de mantenimiento reales dentro del contexto del sistema de transmisión colombiano. En este escenario, el MTTR aumenta significativamente, de 1,5 h a 15 h, principalmente debido a la logística de mantenimiento, los tiempos de viaje y las actividades de diagnóstico y restauración requeridas en subestaciones de 500 kV. Además, los valores del MTBF presentan reducciones sustanciales para los IED de Nivel 1. Los parámetros de fiabilidad resultantes y las disponibilidades de componentes individuales se presentan en la Tabla 4. Cuando se aplica el modelo matemático a estos datos empíricos, la disponibilidad equivalente del Nivel 1 disminuye al 99,8408%, mientras que el Nivel 2 mantiene una disponibilidad robusta

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

del 99,9999% debido a la configuración redundante efectiva del equipo de comunicación. En consecuencia, la disponibilidad inherente global del sistema en condiciones operativas reales se calcula en un 99,8408%.

Tabla 4. Disponibilidad individual (escenario operativo real)

ID	NOMBRE	MTBF (h)	MTTR (h)	MTTF (h)	NIVEL	TIPO	AVAILAB. (%)
1	A1_RSG2100	57754	15	57739	2	Paralelo	99,9740
2	A2_S2024	388068	15	388053	2	Paralelo	99,9961
3	C1_6MD85	57754	15	57739	1	Serie	99,9740
4	C0_6MD85	57754	15	57739	1	Serie	99,9740
5	P1_7SL8	57754	15	57739	1	Paralelo	99,9740
6	P2_7SL8	57754	15	57739	1	Paralelo	99,9740
7	DB1_7SS523	57754	15	57739	1	Serie	99,9740
8	CR1_6MD85	57754	15	57739	1	Serie	99,9740
9	PC1_7VK8	57754	15	57739	1	Serie	99,9740
10	DB2_7SS523	438000	15	437985	1	Serie	99,9965
11	CR2_6MD85	57754	15	57739	1	Serie	99,9740
12	PR1_7UT8	57754	15	57739	1	Paralelo	99,9740
13	PR2_7UT8	57754	15	57739	1	Paralelo	99,9740

Fuente: Elaboración propia de los autores.

Discusión y análisis comparativo

La comparación entre ambos escenarios revela una discrepancia crítica con implicaciones directas para la gestión de activos. Como se presenta en la Tabla 5, los resultados comparativos de disponibilidad e indisponibilidad destacan una diferencia sustancial entre el escenario teórico y el escenario operativo real. Mientras que el modelo teórico predice un tiempo de inactividad anual casi insignificante de 0,2015 h/año, los datos operativos históricos indican una indisponibilidad anual de 13,9459 h/año. Esta diferencia, que supera las 13 horas adicionales de inactividad anual, puede atribuirse principalmente a dos factores. Primero, la degradación del MTBF en el Nivel 1: los dispositivos de protección y control que operan en condiciones de campo presentan tasas empíricas de fallo significativamente mayores que las reportadas en las especificaciones del fabricante. Esta discrepancia puede estar asociada a condiciones ambientales adversas, transitorios electromagnéticos inherentes a los sistemas de transmisión de 500 kV y mecanismos acelerados de envejecimiento que no están completamente representados en las estimaciones nominales de fiabilidad. Segundo, el impacto logístico en MTTR: Los datos del fabricante asumen condiciones de reparación ideales, correspondientes a un tiempo de reparación de aproximadamente 1,5 h. Sin embargo, estas estimaciones no incluyen las actividades de detección de fallos, el despliegue de equipos de mantenimiento en subestaciones remotas, la disponibilidad de piezas de repuesto, los procedimientos de diagnóstico ni los protocolos de conmutación o aislamiento necesarios para una intervención segura. En condiciones reales de funcionamiento, estos factores aumentan el tiempo medio de reparación a aproximadamente 15 horas.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Tabla 5. Comparación de resultados de disponibilidad inherente bajo escenarios teóricos y operativos reales

Métrica de disponibilidad	Escenario teórico	Escenario operativo real
Nivel 1	99.9977%	99.8408%
Nivel 2	99.9999%	99.9999%
Bahía de la línea de transmisión	99.9977%	99.8408%

Fuente: Elaboración propia de los autores.

A pesar de la reducción en la fiabilidad individual del equipo, el análisis demuestra la eficacia de la redundancia PRP (IEC 62439-3) y la configuración paralela de los esquemas de protección primarios (P1/P2 y PR1/PR2). Incluso con un MTTR de 15 h, estos subsistemas paralelos mantienen niveles de disponibilidad superiores al 99,9999%, evitando así la pérdida total de la función de protección. Sin embargo, los componentes configurados en serie, especialmente los controladores de bahía C1_6MD85 y C0_6MD85, emergen como los principales cuellos de botella de fiabilidad. Como resultado, constituyen los principales factores que contribuyen a la reducción de la disponibilidad total del sistema al 99,8408%.

Estos hallazgos ponen de manifiesto la necesidad de que los operadores de sistemas de transmisión eviten depender exclusivamente de los datos del catálogo de fabricantes al desarrollar estrategias de mantenimiento y evaluaciones de fiabilidad. En cambio, la planificación del mantenimiento debería estar respaldada por datos operativos históricos que reflejen con mayor precisión el rendimiento real del equipo en condiciones de campo. En particular, se recomienda la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo y la optimización de inventarios de repuestos para componentes críticos conectados a la serie de Nivel 1, ya que estos dispositivos ejercen la mayor influencia en la disponibilidad global del sistema. Estas medidas contribuirían a reducir los tiempos de reparación, mitigar el impacto de fallos y reducir la brecha entre el rendimiento teórico esperado durante la fase de diseño y la disponibilidad efectivamente lograda en servicio.

Conclusiones

Sobreestimación de la disponibilidad teórica: Se identificó una discrepancia crítica entre la disponibilidad proyectada utilizando datos del catálogo de fabricantes (99,9977%) y la disponibilidad real observada en condiciones de operación en campo (99,8408%). Esta diferencia, que se traduce en un aumento del tiempo de inactividad anual de aproximadamente 0,2015 h/año a 13,9459 h/año, demuestra que los modelos basados únicamente en parámetros nominales de fiabilidad subestiman sustancialmente tanto el esfuerzo operativo requerido para mantener la funcionalidad del sistema como el riesgo real de indisponibilidad dentro del Sistema Nacional de Transmisión (NTS).

Impacto de la logística en el MTTR: El factor principal que contribuye a la reducción de la disponibilidad real es la variabilidad del Tiempo Medio de Reparación (MTTR). Aunque los fabricantes asumen tiempos de reparación estandarizados de aproximadamente 1,5 h, la realidad

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

operativa de las subestaciones de alta tensión en Colombia, Sudamérica, resulta en un MTTR medio de 15 h. Este aumento se debe principalmente a la movilización del equipo de mantenimiento a sitios remotos, al diagnóstico de fallos in situ, a la disponibilidad de piezas de repuesto y a los procedimientos de aislamiento y autorización de equipos requeridos antes de las actividades de mantenimiento. En consecuencia, la logística de reparación se convierte en un factor determinante crítico de la disponibilidad global del sistema y debe considerarse explícitamente en las evaluaciones de fiabilidad y en los procesos de planificación del mantenimiento.

Eficacia de las arquitecturas redundantes (IEC 61850 y PRP): A pesar de la degradación general de los parámetros de fiabilidad en condiciones reales de funcionamiento, el modelo matemático confirmó la alta eficacia de los esquemas de redundancia paralela, incluyendo las funciones principales duales de protección (Protección 1 y Protección 2) y las redes de comunicación LAN A/LAN B que operan bajo el protocolo PRP. Estos subsistemas redundantes mantenían niveles de disponibilidad superiores al 99,9999% incluso en condiciones reales, evitando así el colapso funcional del sistema de protección y control en presencia de fallos en un solo punto.

Componentes conectados en serie como cuellos de botella de fiabilidad: El análisis del Diagrama de Bloques de Fiabilidad (RBD) identificó los dispositivos conectados en serie, particularmente los controladores de bahía de Nivel 1, como los elementos más débiles dentro de la arquitectura de protección y control. Debido a la ausencia de redundancia activa, el fallo de cualquiera de estos dispositivos compromete directamente la funcionalidad del sistema y afecta inmediatamente a la disponibilidad global. En consecuencia, estos componentes constituyen los principales contribuyentes a la indisponibilidad del sistema y son principalmente responsables de la reducción de la disponibilidad global al 99,8408%.

Implicaciones para la gestión de activos: Los hallazgos de este estudio proporcionan un valioso marco cuantitativo para los operadores de sistemas de transmisión y gestores de activos. Los resultados indican que las estrategias de mantenimiento no deberían basarse exclusivamente en los valores MTBF reportados por el fabricante, sino que incorporar datos históricos locales de fallos y reparaciones para reflejar con mayor precisión las condiciones operativas reales. Por ello, se recomienda encarecidamente la adopción de estrategias predictivas de mantenimiento y la optimización de las cadenas de suministro de repuestos para componentes críticos conectados a la serie de Nivel 1. Tales medidas ayudarían a mitigar el impacto del MTTR en la disponibilidad del sistema, mejorar la continuidad del servicio y apoyar una gestión más eficaz del ciclo de vida de activos en subestaciones de alta tensión.

Durante el desarrollo de esta investigación, uno de los principales retos fue la recopilación, validación y preprocesamiento de datos reales de fallos y reparaciones, destacando la importancia crítica de mantener registros históricos fiables para las evaluaciones de disponibilidad. Los resultados obtenidos no deben interpretarse como una limitación de la tecnología de Siemens® ni de la familia de dispositivos SIPROTEC 5, ya que las discrepancias observadas entre datos teóricos y operativos variaban entre referencias de equipos y estaban fuertemente influenciadas por condiciones específicas de operación, mantenimiento y soporte. Además, al inicio del periodo de análisis, varios de estos dispositivos habían sido introducidos recientemente en el mercado, un factor que pudo haber influido tanto en su rendimiento en servicio como en el nivel de experiencia

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

operativa asociado a su despliegue. Finalmente, el estudio de caso demuestra que, dentro del contexto colombiano, las condiciones geográficas, la limitada accesibilidad de ciertas subestaciones y los procesos organizativos relacionados con la adquisición de repuestos o equipos de reemplazo contribuyen significativamente a tiempos de reparación prolongados.

Recomendaciones

Implementación de inventarios estratégicos de repuestos: Los resultados demuestran que el MTTR es el factor con mayor impacto en la disponibilidad real del sistema. Reducir el MTTR de 36 horas, que representa el peor escenario posible en ausencia de repuestos disponibles localmente, a 15 horas, correspondiente a un escenario con inventarios estratégicamente distribuidos a nivel nacional, constituye la medida de mejora con mayor retorno en términos de disponibilidad operativa. Por ello, se recomienda que el operador del sistema de transmisión establezca y mantenga inventarios estratégicos de repuestos críticos en ubicaciones geográficamente distribuidas con cobertura nacional, priorizando los componentes conectados en serie identificados en el análisis RBD. Este enfoque reduciría significativamente los tiempos de restauración tras fallos, mejoraría la continuidad del servicio y mitigaría el impacto adverso de los retrasos logísticos en la disponibilidad de sistemas de protección y control en subestaciones de alta tensión.

Agradecimientos

Los autores agradecen el apoyo académico proporcionado por el Grupo de Investigación GESETIC de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas y el programa de máster en Ingeniería. Su apoyo fue fundamental en el desarrollo del enfoque metodológico y la exitosa finalización de esta investigación. Los autores también valoran el entorno institucional que fomentó este estudio, así como la empresa de transmisión que proporcionó acceso a los datos operativos históricos utilizados en el análisis. Aunque la identidad de la empresa no puede ser revelada debido a acuerdos de confidencialidad, la disponibilidad de estos registros fue esencial para el desarrollo y validación de la metodología propuesta.

Declaración de créditos de contribución de autoría

Conceptualización – Ideas: María Alejandra Clavijo Camargo; Curación de datos: María Alejandra Clavijo Camargo; Álvaro Espinel; Análisis formal: María Alejandra Clavijo Camargo; Investigación: María Alejandra Clavijo Camargo; Metodología: María Alejandra Clavijo Camargo; Administración del proyecto: María Alejandra Clavijo Camargo; Recursos: María Alejandra Clavijo Camargo; Álvaro Espinel. software: María Alejandra Clavijo Camargo Supervisión: Álvaro Espinel; Adriana Vega; Validación: María Alejandra Clavijo Camargo; Álvaro, Espinel; Adriana Vega; Visualización – María Alejandra Clavijo Camargo; Redacción – revisión y edición – Elaboración: María Alejandra Clavijo Camargo; Adriana Vega.

Implicaciones éticas: ninguna declarada; Conflictos de intereses: ninguno declarado.

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832

Referencias

(1) B. Genge, P. Haller, and C. Enăchescu, "Cyber-Physical Reliability Modeling and Assessment of IEC 61850-Based Substation Automation Systems," International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 33, art. no. 100430, 2021.

https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2021.100430

(2) A. M. Muhammad and A. K. Saha, "A Review Reliability and Availability Analysis of IEC 61850 Based Substation Communication Architectures," American Journal of Science, Engineering and Technology, vol. 9, no. 3, pp. 175-190, 2024.

https://doi.org/10.11648/j.ajset.20240903.13

(3) A. Almutairi, M. A. Awal, and J. Lu, "Reliability of IEC 61850 Based Substation Communication Network Architectures and Their Impact on Critical Infrastructure," Protection and Control of Modern Power Systems, vol. 7, no. 1, pp. 1-18, 2022.

https://doi.org/10.1186/s41601-022-00234-1

(4) Y. Zheng, D. Wang, Z. Zhou, and T. Cao, "Hierarchical Protection Control System of Smart Substations," Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 2, no. 3, pp. 282-288, 2014.

https://doi.org/10.1007/s40565-014-0070-2

(5) P. J. Randewijk, N. Scheel, and U. Andersen, "A Hands-on Education in using Process Bus for Digital Substation Automation Systems, Based on IEC 61850-9-2LE," in Proceedings of the 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON), 2022.

https://doi.org/10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830313

(6) K. Luo, Y. Cheng, T. Wang, and H. Qi, "Review of Offshore Wind Power Reliability Analysis and Assessment," in Proceedings of the 2023 International Conference on Power System Technology (PowerCon), Jinan, China, 2023, pp. 1-6.

https://doi.org/10.1109/PowerCon58120.2023.10331013

(7) C. Ye, L. Guo, Y. Ding, M. Ding, P. Wang, and L. Wang, "Reliability Assessment of Interconnected Power Systems with HVDC Links Considering Frequency Regulation Process," Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 11, no. 2, pp. 662-673, 2022.

https://doi.org/10.35833/MPCE.2021.000491

(8) I. Draganova-Zlateva and D. N. Georgiev, "Digital Substations," in Proceedings of the 2021 13th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF), Varna, Bulgaria, 2021, pp. 1-6,

https://doi.org/10.1109/BulEF53491.2021.9690844

(9) S. Kumar, A. Abu-Siada, N. Das, and S. Islam, "Toward a Substation Automation System Based on IEC 61850," Electronics, vol. 10, no. 3, art. no. 310, 2021.

https://doi.org/10.3390/electronics10030310

(10) L. Cheng, Y. Li, Z. Wang, H. Zhang, and X. Liu, "Development of Protection and Control System Complying with IEC 61850," in Proceedings of the 17th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2024), Institution of Engineering and Technology (IET), 2024, pp. 15-19.

https://doi.org/10.1049/icp.2024.0861

(11) S. Mocanu and J.-M. Thiriet, "Real-Time Performance and Security of IEC 61850 Process Bus Communications," Journal of Cyber Security and Mobility, vol. 10, no. 2, pp. 1-42, 2021.

https://doi.org/10.13052/jcsm2245-1439.1021

(12) Z. Li, W. Wen, R. Dai y W. Xi, "Reliability Evaluation of Smart Substation Based on Time-Varying Probabilistic Hybrid Attack Graph," Energies, vol. 15, no. 18, art. no. 6724, sep. 2022. https://pdfs.semanticscholar.org/9a5c/424e9a5f08df46acbfeac1ceb556a88e6c45.pdf

(13) V. C. Mathebula and A. K. Saha, "Impact of Quality of Repairs and Common Cause Failures on the Reliability Performance of Intra-Bay IEC 61850 Substation Communication Network Architecture Based on Markov and Linear Dynamical Systems," IEEE Access, vol. 9, pp. 110950-110964, 2021.

https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3104020

(14) J. Guo, Y. Liu, and H. Wang, "Reliability Modeling of Digital Substation Communication Systems Based on IEC 61850," Energies, vol. 15, no. 8, art. no. 2874, 2022.

https://doi.org/10.3390/en15082874

(15) M. Sharifi, M. Shahriyari, A. Khajehpoor, and S. A. Mirtaheri, "Reliability Optimization of a k-out-of-n Series-Parallel System with Warm Standby Components," Scientia Iranica, vol. 29, no. 6, pp. 3523-3541, 2022.

https://doi.org/10.24200/sci.2021.56113.4591

(16) S. Li, H. Zhao, D. Tao, H. Zhou, and L. Li, "Reliability Evaluation and Sensitivity Analysis for UHVDC-HC Considering Preventive Maintenance and Inverter Capacity Levels," CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 11, no. 5, pp. 2514-2524, 2025.

https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2021.07820

(17) S. Hussain, J. H. Fernandez, A. K. Al-Ali, and A. Shikfa, "Vulnerabilities and Countermeasures in Electrical Substations," International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 33, art. no. 100406, 2021.

https://doi.org/10.1016/j.ijcip.2020.100406

(18) Z. Lin, X. Wang, Y. Liu, H. Sun, and J. Li, "A Subset Simulation Analysis Framework for Rapid Reliability Evaluation of Series-Parallel Cold Standby Systems," Reliability Engineering & System Safety, vol. 241, art. no. 109706, 2024.

https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109706

(19) X. Ling, Y. Zhang, and Y. Gao, "Reliability Optimization in Series-Parallel and Parallel-Series Systems Subject to Random Shocks," Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability, vol. 235, no. 6, pp. 998-1008, 2021.

https://doi.org/10.1177/1748006X211012679

(20) A. Narwal, S. C. Malik, A. D. Yadav, and S. Malik, "Mathematical Approaches for Reliability Evaluation of a Parallel-Series System of Order (3,3,1,1) with Exponential Failure Laws," in Safety and Reliability, London, United Kingdom: Taylor & Francis, 2025, pp. 1-17,

https://doi.org/10.1080/09617353.2024.2435109

(21) C. D. de Freitas, M. A. C. da Silva, A. P. Grilo, R. Q. Machado, and D. V. Coury, "Testbed for Assessing Protection, Automation, and Control Functions of Digital Substations Based on the IEC 61850 Standard," Electrical Engineering, vol. 107, pp. 1-15, 2025.

https://doi.org/10.1007/s00202-025-02954-7

(22) S. Kumar, A. Abu-Siada, N. Das, and S. Islam, "Review of the Legacy and Future of IEC 61850 Protocols Encompassing Substation Automation System," Electronics, vol. 12, no. 15, art. no. 3345, 2023.

https://doi.org/10.3390/electronics12153345

(23) A. Modares and A. M. F. Saghih, "A New Dynamic Model to Optimize the Reliability of Series-Parallel Systems Under Warm Standby Components," Journal of Industrial and Management Optimization, vol. 19, no. 1, pp. 376-401, 2023.

https://doi.org/10.3934/jimo.2021142

(24) I. Ali, M. S. Thomas, S. Gupta, and S. M. S. Hussain, "IEC 61850 Substation Communication Network Architecture for Efficient Energy System Automation," Energy Technology & Policy, vol. 2, no. 1, pp. 82-91, 2015.

https://doi.org/10.1080/23317000.2015.1043475

(25) L. Chen, H. Li, T. Charton, and R. Zhang, "Virtual Digital Substation Test System and Interoperability Assessments," Energies, vol. 14, no. 8, art. no. 2337, 2021.

https://doi.org/10.3390/en14082337

(26) H. Z. Kazme, P. Westerlund, and M. H. J. Bollen, "Evaluating 5G Communication for IEC 61850 Digital Substations: Historical Context and Latency Challenges," Energies, vol. 18, no. 16, art. no. 4387, 2025.

https://doi.org/10.3390/en18164387

(27) C. D. de Freitas, L. L'A. P. Martins, A. S. Freitas, M. S. Monteiro, F. L. Tofoli, L. S. Melo, G. C. Barroso, R. F. Sampaio, and R. P. S. Leão, "Testbed for Assessing Protection, Automation, and Control Functions of Digital Substations Based on the IEC 61850 Standard," Electrical Engineering, 2025.

https://doi.org/10.1007/s00202-025-02954-7

(28) R. M. Rahat, M. H. Imam y N. Das, "Comprehensive Analysis of Reliability and Availability of Sub-Station Automation System with IEC 61850," in 2019 International Conference on Robotics, Electrical and Signal Processing Techniques (ICREST), Dhaka, Bangladesh, Jan. 2019, pp. 542-547.

https://doi.org/10.1109/ICREST.2019.8644416

29. GE Digital EnerVista, "MTBF of Reason Products," General Electric, Technical Report, 2017.

30. Siemens AG, "MTBF Value for SIPROTEC 4 Products," Technical Report, Siemens AG, Berlin, Germany, 2018.

31. Siemens AG, "MTBF Values for SIPROTEC 5 Products," Technical Report, Siemens AG, Berlin, Germany, 2017.

32. H. Garg, "Bi-Objective Reliability-Cost Interactive Optimization Model for Series-Parallel System," International Journal of Mathematical, Engineering and Management Sciences, vol. 6, no. 5, pp. 1331–1348, 2021,

https://doi.org/10.33889/IJMEMS.2021.6.5.080

33. J. C. Lozano, K. Koneru, N. Ortiz y A. A. Cárdenas, "Digital Substations and IEC 61850: A Primer," IEEE Communications Magazine, vol. 61, no. 6, pp. 28-34, jun. 2023,

https://doi.org/10.1109/MCOM.001.2200568

34. A. A. S. Pala Diaz and J. L. Aguirre Ruiz, “Modelo de mejora para incrementar la disponibilidad mecánica de perforadoras hidráulicas usando el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) y la distribución de Weibull en una empresa del sector minero,” Trabajo de grado, Universidad Nacional del Altiplano, Puno, Perú, 2024 Disponible en: https://repositorioacademico.upc.edu.pe/entities/publication/21fc6523-184f-509a-b58b-5228641c27a2

http://hdl.handle.net/10757/682663

doi: 10.25100/iyc.v28i2.15832