

Dual-Scheme Modeling of Border Substations with Non-Conventional Sectionalizing Topologies in EMS via Normalized Residual Analysis of the State Estimator

Modelación Dual de Subestaciones Frontera con Esquemas de Seccionamiento No Convencionales en EMS Mediante Análisis de Residuales Normalizados del Estimador de Estado

G.P. Rivera¹ 0000-0002-3059-7974M. A. Jinez¹ 0009-0000-2626-8249M.L. Farinango¹  0000-0002-7319-4614¹Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, EcuadorE-mail: grivera@cenace.gob.ec, mjinez@cenace.gob.ec, lfarinango@cenace.gob.ec

Abstract

The IEC 61970-301 CIM standard lacks an explicit modeling framework for boundary substations featuring non-conventional sectioning schemes, such as manual "jumper" maneuvers. This limitation induces systematic topological errors in the State Estimator (SE), its downstream functions, and the Energy Management System (EMS) Operator Training Simulator (OTS). This paper proposes a dual-modeling methodology consisting of an error detection component based on normalized residuals under the 3σ statistical criterion, and a structural solution involving a fictitious boundary substation that segments the interconnection line to analytically calculate the equivalent no-load shunt susceptance.

The methodology was validated in a testing environment and subsequently implemented in the CENACE production EMS platform. Results demonstrate a reduction in relative reactive power estimation error from 64,27% to 2,39%, a decrease in normalized residuals from values exceeding 3,0 to approximately 0,8, and a substantial improvement in OTS power flow convergence, reducing iterations from over twelve to fewer than five. Analytical proof confirms that the energized segment behaves as a pure capacitive reactance. The proposed solution enhances the reliability of EMS platforms and is scalable to other international interconnections with similar configurations.

Index terms— Energy management systems, Interconnected power systems, Power system modeling, Power system state estimation, Power transmission lines, Topology.

Resumen

La norma IEC 61970-301 CIM carece de una modelación explícita para subestaciones frontera con esquemas de seccionamiento no convencionales mediante maniobras manuales de "cuellos" (*jumpers*). Esta limitación produce errores topológicos sistemáticos en el Estimador de Estado (SE), en las funciones que dependen del SE y en el Simulador de Entrenamiento de Operadores (OTS) del EMS. En este artículo se propone una metodología de modelación dual que consiste en un componente de detección de errores basado en residuales normalizados bajo el criterio estadístico de 3σ ; y en una solución estructural mediante una subestación frontera ficticia que segmenta la línea de la interconexión y calcula analíticamente la susceptancia shunt equivalente en vacío.

La metodología fue validada en un entorno de pruebas e implementada en la plataforma de producción del EMS de CENACE, obteniendo una reducción del error relativo de estimación de potencia reactiva del 64,27% al 2,39%, una reducción de los residuales normalizados de valores mayores a 3,0 a valores alrededor de 0,8 y una mejora sustancial en la convergencia del flujo de potencia en el OTS, reduciendo las iteraciones de doce a menos de cinco. La demostración analítica realizada confirma que el tramo energizado se comporta como una reactancia capacitiva pura. La solución planteada fortalece la confiabilidad de las plataformas EMS y es escalable a otras interconexiones internacionales con esquemas similares.

Palabras clave— Sistemas de gestión de energía, Sistemas eléctricos interconectados, Modelación de sistemas eléctricos de potencia, Estimación de estado, Líneas de transmisión, Topología eléctrica.

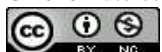
Recibido: 28-04-2026 Aprobado tras revisión: 20-07-2026

Forma sugerida de citación: Rivera, G.; Jinez, M.; Farinango, L. (2026). "Modelación Dual de Subestaciones Frontera con Esquemas de Seccionamiento No Convencionales en EMS Mediante Análisis de Residuales Normalizados del Estimador de Estado". Revista Técnica "*energía*". No. 23, Issue I, Pp. 1-13

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.756>

© 2026 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0



1. INTRODUCCIÓN

Las interconexiones eléctricas internacionales constituyen un pilar estratégico para la operación segura, económica y confiable de los sistemas eléctricos de potencia modernos. Estas infraestructuras permiten aprovechar la complementariedad estacional de los recursos energéticos entre países, optimizar el despacho económico regional y proveer soporte mutuo ante contingencias críticas [1], [2]. En el contexto latinoamericano, la operación coordinada de enlaces transfronterizos se ha consolidado como un instrumento clave para la integración energética regional, en un escenario creciente de penetración de energías renovables variables y de acuerdos binacionales de intercambio de potencia [3], [4].

La operación en tiempo real de estos sistemas interconectados se apoya sobre plataformas de tecnología operacional (TO) de misión crítica denominados Sistemas de Gestión de Energía (EMS), los cuales integran aplicaciones como el Estimador de Estado (SE), el Flujo de Potencia del Operador (DPF), el Análisis de Contingencias (CA), el Procesador de Topología de Red (NTP) y el Simulador de Entrenamiento de Operadores (OTS) [5], [6]. El desempeño confiable de estas aplicaciones depende de forma crítica de la calidad del modelo eléctrico implementado, siendo determinantes tanto la representación topológica fiel del sistema como la parametrización precisa de sus componentes [7], [8].

La estandarización del modelo eléctrico en EMS se rige actualmente por la norma IEC 61970-301, conocida como CIM, la cual define un modelo de datos unificado unificada para la representación de elementos de red, equipos de maniobra, mediciones y topología en sistemas de supervisión y control [9]–[11]. Si bien esta norma ha alcanzado una amplia adopción en la industria eléctrica mundial, su alcance no cubre de manera explícita ciertas configuraciones operativas singulares que surgen en algunas interconexiones internacionales, particularmente cuando los esquemas de seccionamiento físico se apartan de las topologías convencionales contempladas por los estándares.

La modelación eléctrica de interconexiones internacionales en EMS ha sido abordada en la literatura académica e industrial principalmente desde tres perspectivas complementarias. La primera corresponde a la representación de equivalentes externos en fronteras de área, donde la red externa es reducida a un modelo agregado manteniendo la respuesta eléctrica observable desde los nodos de interés [12], [13]. La segunda línea investigativa aborda el tratamiento de mediciones pseudo-SCADA y el incremento de redundancia en zonas de observabilidad limitada, especialmente relevante en enlaces internacionales donde la telemetría transfronteriza es limitada [14], [15]. La tercera perspectiva, que es central para el presente artículo, es la detección de errores topológicos mediante análisis de residuales del Estimador de Estado [16]–[19].

En el ámbito específico del SE, los trabajos clásicos de Schweppe y Wildes establecieron las bases del estimador de estado de mínimos cuadrados ponderados (WLS) [20], posteriormente extendidos por Monticelli en su tratado generalizado [21] y formalizados en la referencia canónica de Abur y Expósito [8]. La detección e identificación de errores topológicos ha sido investigada por Clements y Davis [16], mediante la formulación del problema como un test de hipótesis estadístico sobre los residuales; por Lourenço et al. [17], mediante la identificación directa basada en pruebas de colinealidad; y por Costa y Leão [18], quienes integraron información *a priori* del estado para mejorar la sensibilidad del diagnóstico. Enfoques robustos basados en estimadores M y mínimos valores absolutos han sido desarrollados por Mili et al. [22] y Singh y Alvarado [23], respectivamente. La solución en el ámbito ecuatoriano ha sido planteada mediante la estimación de estado generalizada que fue propuesta por Rivera et al. [24].

Si bien existe una madurez conceptual en las líneas de investigación relacionadas con este artículo, la revisión bibliográfica realizada por los autores evidencia que no existen procedimientos normalizados ni referencias académicas específicas que aborden la modelación eléctrica de interconexiones internacionales operadas bajo esquemas de seccionamiento físico en torre de frontera, donde la apertura y cierre del enlace se realiza mediante maniobras manuales de “cuellos” (*jumpers*). Este tipo de configuración se caracteriza por tres atributos operativos singulares:

1. La desconexión física bilateral del enlace ocurre en ausencia de transferencia de potencia entre los sistemas, como estrategia de operación contemplada en los acuerdos binacionales.
2. Cada tramo nacional opera de forma autónoma como elemento de compensación capacitiva para el control de voltaje en la subestación frontera respectiva.
3. El estado del seccionamiento no se encuentra señalizado en tiempo real en el sistema SCADA del Operador del Sistema, dado que la maniobra es realizada en campo sobre la estructura de transmisión de la frontera física.

Estas tres características combinadas generan inconsistencias topológicas persistentes que la norma IEC 61970-301 no contempla en su un modelo de datos unificado actual. Como consecuencia, el modelo convencional representa la línea como un único tramo continuo entre subestaciones terminales, induciendo errores sistemáticos en el SE, propagación de residuales a barras eléctricamente adyacentes y falla o ralentización de la convergencia en simulaciones del OTS. Esta brecha procedimental y académica motiva el presente trabajo, el cual aborda tanto el problema de diagnóstico —¿cómo identificar de manera estadísticamente robusta la inconsistencia topológica a partir de los resultados del SE? y ¿cómo modelar eléctricamente la configuración no

convencional para preservar la coherencia topológica y electromagnética observada en las mediciones reales?

Para responder las preguntas planteadas en este artículo se han propuesto las siguientes soluciones:

1. Caracterización analítica del error topológico inducido por esquemas de seccionamiento no convencionales, expresado en términos del sesgo sistemático del vector de residuales del SE y validada bajo el criterio estadístico de residuales normalizados 3σ y el test chi-cuadrado sobre la función $J(\hat{x})$ de error en el método WLS.
2. Propuesta de un esquema de modelación dual que incorpora una Subestación Frontera Ficticia (SFF) en el punto físico de seccionamiento, con segmentación explícita del enlace internacional en dos tramos de longitud proporcional y parametrización eléctrica diferenciada por tramo, coherente con la ubicación geográfica real de la estructura de frontera.
3. Derivación analítica de la susceptancia equivalente del tramo de línea energizado en condición de vacío, demostrando que el circuito se comporta como una susceptancia capacitiva pura, cuyos valores corresponden al tramo de línea de la interconexión. Cuantificando además el error de la aproximación que desprecia la impedancia serie frente a la reactancia capacitiva.
4. Validación experimental en un entorno operacional real con reducción cuantificada del error relativo de potencia reactiva del 64,27 % al 2,39 %, reducción de residuales normalizados de valores superiores a 3,0 a aproximadamente 0,8, mejora de la convergencia del OTS de más de doce iteraciones a menos de cinco y verificación funcional de los resultados en las aplicaciones del EMS (SE, DPF, CA, NTP).
5. Generalización metodológica aplicable a cualquier interconexión internacional con configuraciones operativas análogas de seccionamiento de frontera, contribuyendo al fortalecimiento de las mejores prácticas de modelación en EMS de misión crítica.

El resto de secciones del documento se organizan como sigue. La Sección 2 presenta el marco teórico y la formulación matemática del SE WLS, la detección estadística de errores mediante residuales normalizados y test chi-cuadrado, y la modelación π de líneas de transmisión en régimen estacionario. La Sección 3 describe el sistema de estudio bajo nomenclatura genérica, las limitaciones del estándar IEC 61970-301 CIM para la configuración analizada y la formulación formal del error topológico inducido. La Sección 4 desarrolla la metodología dual propuesta, incluyendo la obtención analítica de la susceptancia equivalente, la parametrización del modelo eléctrico y los detalles de implementación en el entorno de pruebas del EMS. La Sección 5 presenta los resultados obtenidos con el

modelo convencional y con el modelo propuesto, incluyendo análisis comparativo cuantitativo, validación topológica y funcional en las aplicaciones del EMS, impacto en el OTS y discusión frente al estado del arte. Finalmente, la Sección 6 resume las conclusiones, limitaciones identificadas y líneas de trabajo futuro.

2. FORMULACIÓN TEÓRICA Y MATEMÁTICA

2.1 Sistemas de Gestión de Energía EMS

Un EMS es una plataforma de tecnología operacional OT que integra servicios de adquisición de datos SCADA, Aplicaciones de Análisis de Red Eléctrica en tiempo real y Herramientas de Simulación para el Entrenamiento de los operadores, orientadas a la operación segura y eficiente del sistema de potencia [5], [6], [8]. Bajo la arquitectura establecida en la norma IEC 61970 [9], un EMS incorpora un modelo eléctrico jerárquico que describe: nodos eléctricos, elementos de red con parámetros $R-L-C$, equipos de maniobra (disyuntores, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra), unidades de generación, cargas y las señales telemedidas asociadas. La coherencia entre esta representación digital y la configuración física del sistema es condición indispensable para que las aplicaciones del EMS produzcan resultados confiables y acordes a la realidad física [7], [25].

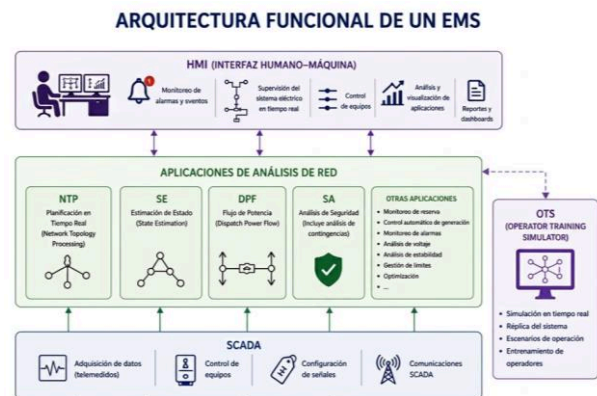


Figura 1: Arquitectura Funcional de un EMS.

2.2 Estimador de Estado SE: Formulación WLS

El SE constituye el núcleo analítico del EMS y su función es determinar el vector de estado más probable del sistema de potencia a partir de un conjunto redundante de mediciones contaminadas con ruido [8], [19], [20], [26], [27]. El modelo de medición estándar se expresa como:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}, \quad \text{con } \mathbf{e} \sim \mathcal{N}(\mathbf{0}, \mathbf{R}) \quad (1)$$

2.3 Justificación Probabilística del WLS como Estimador de Máxima Verosimilitud

Dado que $\mathbf{e}$ se asume gaussiano multivariado con media cero y covarianza $\mathbf{R}$, la función de verosimilitud asociada al vector observado $\mathbf{z}$ para un estado hipotético $\mathbf{x}$ es:

$$L(x) = (2\pi)^{-\frac{m}{2}} R^{-\frac{1}{2}} \exp\left\{-\frac{1}{2}[z - h(x)]^T R^{-1}[z - h(x)]\right\} \quad (2)$$

Maximizar $L(x)$ es equivalente a minimizar el exponente cambiado de signo, lo que conduce de forma natural a la función objetivo de mínimos cuadrados ponderados:

$$J(x) = [z - h(x)]^T R^{-1}[z - h(x)] \quad (3)$$

Este resultado establece que el estimador WLS es, bajo la hipótesis gaussiana, un Estimador de Máxima Verosimilitud (*Maximum Likelihood Estimator*, MLE) y hereda sus propiedades asintóticas de consistencia, sin sesgo y eficiencia [8], [21].

2.4 Modelo de Medición de Flujos en Líneas de Transmisión

Para una rama $i-j$ modelada bajo el esquema π con admitancia serie $y_{ij} = g_{ij} + j b_{ij}$ y susceptancia shunt $b_{ij}^s/2$ en cada extremo, los flujos de potencia activa y reactiva desde el nodo i hacia el nodo j están dados por:

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_{ij}) + b_{ij} \sin(\theta_{ij})] \quad (4)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{ij}^s/2) - V_i V_j [g_{ij} \sin(\theta_{ij}) - b_{ij} \cos(\theta_{ij})] \quad (5)$$

donde $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$. Estas expresiones constituyen parte del vector $h(x)$ del SE y son especialmente sensibles al término $b_{ij}^s/2$, que caracteriza el comportamiento capacitivo del tramo — particularmente relevante en el presente estudio [8], [21].

2.5 Solución Iterativa de Gauss-Newton

La minimización de $J(x)$ se realiza mediante el método de Gauss-Newton, que linealiza $h(x)$ en torno al iterando actual x :

$$G(x^k) \Delta x = H^T(x^k) R^{-1} [z - h(x^k)] \quad (6)$$

Donde $G = H^T R^{-1} H$ es la matriz de Ganancia del SE, $H = \partial h / \partial x$ es la matriz Jacobiana evaluada en x . Estructuralmente, para un SE en coordenadas polares, H admite una descomposición por bloques:

$$H = \begin{bmatrix} \partial P / \partial \theta & \partial P / \partial V \\ \partial Q / \partial \theta & \partial Q / \partial V \end{bmatrix} \quad (7)$$

El proceso iterativo finaliza cuando se satisface el criterio de convergencia:

$$\|\Delta x\|_\infty < \varepsilon_{tol} \quad (8)$$

con ε_{tol} típicamente fijado en 10^{-4} p.u. para aplicaciones EMS operacionales [8], [21].

2.6 Detección de Errores mediante Residuales Normalizados

Una vez alcanzada la convergencia, el vector de residuales se define como:

$$\hat{r} = z - h(\hat{x}) \quad (9)$$

Aplicando la linealización del modelo y la solución WLS, puede demostrarse que $\hat{r}$ admite la representación:

$$\hat{r} = S e, \text{ con } S = I - H G^{-1} H^T R^{-1} \quad (10)$$

donde S es la matriz de sensibilidad de residuales. La matriz de covarianza de $\hat{r}$ se obtiene entonces como:

$$\Omega = S R S^T = R - H G^{-1} H^T \quad (11)$$

El residual normalizado para la i -ésima medición se define como:

$$r_i^N = \frac{\hat{r}_i}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (12)$$

Bajo la hipótesis nula de ausencia de errores gruesos, $r_i^N \sim \mathcal{N}(0, 1)$ [8], [21]. El criterio estadístico estándar adopta un umbral de 3σ , para el cual, el nivel de confianza del criterio 3σ es:

$$P(r_i^N > 3) \approx 0,0027 \quad (13)$$

Valores de $r_i^N > 3$ se interpretan como un indicio de una medición anómala con una confianza del 99,73 %. Una firma distintiva de los errores topológicos, a diferencia de los errores puntuales de medición, es la aparición simultánea de residuales normalizados elevados en mediciones eléctricamente correlacionadas, lo cual constituye el criterio operativo utilizado en este trabajo para el diagnóstico [16] – [18].

2.7 Test Chi-Cuadrado sobre la Función Objetivo

De forma complementaria, el valor convergido de $J(\hat{x})$ sigue asintóticamente una distribución chi-cuadrado con $m - n$ grados de libertad bajo la hipótesis nula [8]:

$$J(\hat{x}) \sim \chi_{m-n}^2 \quad (14)$$

Si $J(\hat{x}) > \chi_{\alpha(m-n)}^2$, donde α es el nivel de significancia (típicamente $\alpha = 0,01$), se rechaza la hipótesis nula, concluyéndose que el modelo contiene inconsistencias estructurales que no se explican por la varianza normal de los errores de medición [8], [21].

2.8 Modelo π de Líneas de Transmisión

Para análisis en régimen estacionario, las líneas de transmisión de longitud media (típicamente entre 80 y 250 km) se representan mediante el modelo π nominal [8], [21], [25]. Este modelo agrupa la resistencia (R) y la reactancia inductiva (X) en una rama serie, mientras que la capacitancia total se distribuye en dos ramas en derivación de admitancia $Y/2$ ubicadas en los extremos:

$$Y = G + jB \approx jB \quad (G \ll B \text{ en líneas aéreas}) \quad (15)$$

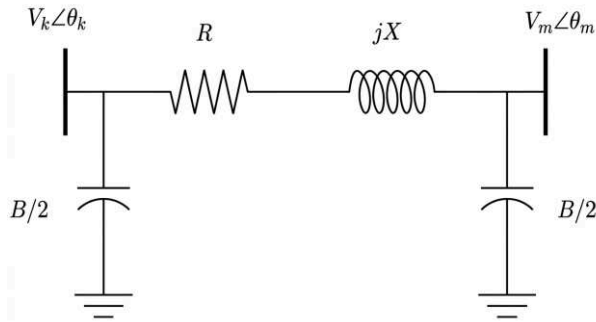


Figura 2: Modelo π de Líneas de Transmisión de Longitud Media.

2.9 Reubicación Equivalente de Susceptancia en Parámetros Concentrados

Bajo el enfoque de parámetros concentrados, la susceptancia total se redistribuye en la red mediante transformaciones equivalentes sin alterar la respuesta eléctrica observable desde los nodos externos [26]. Sea k un nodo intermedio que representa un punto de seccionamiento. La susceptancia asignable al nodo k es:

$$B_k = B/2 \quad (16)$$

La susceptancia equivalente vista desde un nodo de la red depende exclusivamente de los elementos activamente conectados a dicho nodo:

$$B_{eq} = \sum_{i \in \mathcal{A}} B_i \quad (17)$$

donde $\mathcal{A}$ es el conjunto de elementos activamente conectados al nodo bajo estudio. Esta definición resulta fundamental para analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones de seccionamiento parcial, como se detallará en la Sección 4.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1 Sistema de Estudio bajo Nomenclatura Genérica

Se considera una interconexión internacional operada a 230 kV entre dos sistemas eléctricos nacionales adyacentes. En adelante, y por razones de confidencialidad, se empleará la siguiente nomenclatura genérica:

- **S/E A:** Subestación frontera del lado propio, operada por la Concesionaria Nacional (CN), con configuración 230/138 kV.
- **S/E B:** Subestación frontera del lado contraparte, operada por la Concesionaria Vecina (CV).
- **Línea de Interconexión Internacional (LII):** Enlace principal de transmisión a 230 kV entre S/E A y S/E B.
- **Estructura Frontera (EF):** Torre de transmisión ubicada en la frontera geográfica, donde se realizan las maniobras de seccionamiento.
- **Circuito de Compensación Frontera (CCF):**

Segundo circuito a 230 kV que parte de S/E A y se extiende únicamente hasta la EF, destinado exclusivamente a compensación reactiva.

- **Operador del Sistema (OS):** Entidad responsable de la operación en tiempo real del sistema eléctrico nacional del lado propio.

LII tiene una longitud total del orden de 53,3 km, distribuida en dos tramos: aproximadamente 29,6 km entre S/E A y la EF, y 23,7 km entre la EF y S/E B. La EF se sitúa en la frontera geográfica entre ambos países y contiene los cuellos (*jumpers*) de conexión y desconexión que se maniobran manualmente. El lado propio administra el tramo S/E A – EF, mientras que el lado de contraparte administra el tramo EF – S/E B.

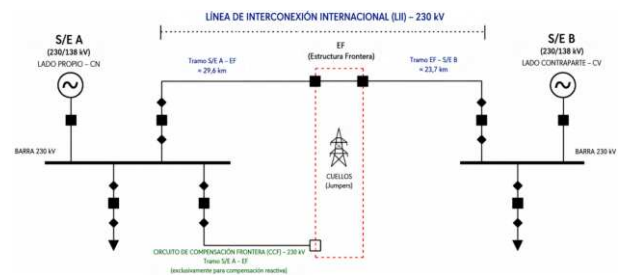


Figura 3: Diagrama Unifilar del Sistema de Estudio.

3.2 Condiciones Operativas Singulares

La interconexión bajo análisis presenta tres condiciones operativas simultáneas que la distinguen de una configuración convencional:

1. **Seccionamiento bilateral en ausencia de transferencia:** Cuando no se programa intercambio de potencia entre los sistemas, los cuellos de la EF son abiertos manualmente por personal de campo. Cada tramo (S/E A – EF y EF – S/E B) queda físicamente desconectado del otro.
2. **Operación como compensación capacitiva:** Una vez seccionado el enlace, el tramo del lado propio queda conectado solo a S/E A, actuando como una rama energizada en vacío. Por efecto de la capacitancia distribuida de la línea, este tramo inyecta potencia reactiva capacitiva a la barra de S/E A, mejorando el perfil de voltaje local. El Circuito de Compensación Frontera CCF cumple una función análoga cuando se energiza.
3. **Ausencia de señalización SCADA del seccionamiento:** La maniobra de cuellos se realiza en campo y no está instrumentada con telemetría en tiempo real en el sistema SCADA del OS. Por consiguiente, el NTP del EMS no dispone de una señal discreta que indique directamente el estado del enlace.

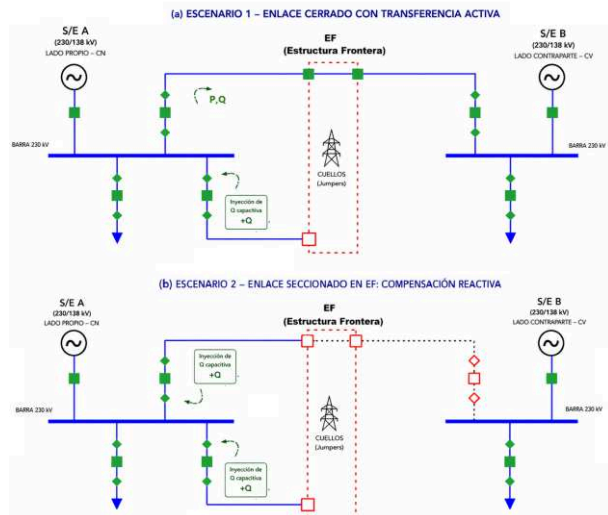


Figura 4: Esquema Operativo Bajo dos Escenarios: (a) Enlace Cerrado con Transferencia Activa; (b) Enlace Seccionado en EF con Ambos Tramos Actuando como Compensación Reactiva

3.3 Limitaciones de la Norma IEC 61970-301 CIM

La norma IEC 61970-301 CIM establece la ontología estándar para el modelo eléctrico en EMS, definiendo clases como «ACLineSegment», «Breaker», «Disconnecter», «Terminal» y «ConnectivityNode» [9], [10], [11]. Sin embargo, la norma no contempla de forma explícita tres aspectos relevantes para la configuración estudiada:

1. No define una clase o patrón específico para representar seccionamientos físicos de línea que ocurren fuera de una subestación.
2. No contempla señales de estado asociadas a maniobras manuales de cuellos en torres de transmisión.
3. No prescribe un procedimiento normalizado para la segmentación topológica de líneas con puntos de apertura intermedios operables.

Como consecuencia, la práctica habitual en EMS que siguen la norma CIM es modelar la línea como un único «ACLineSegment» entre las subestaciones terminales. Esta representación convencional es adecuada en régimen de operación con enlace cerrado, pero introduce errores sistemáticos bajo condición seccionada, como se formaliza a continuación.

3.4 Caracterización Matemática del Error Topológico Inducido

Sea $\mathbf{h}_{real}(\mathbf{x})$ la función de medición consistente con la topología física instantánea y $\mathbf{h}_{mdl}(\mathbf{x})$ la función derivada del modelo eléctrico del EMS. Bajo un modelo topológicamente correcto, ambas funciones coinciden. Bajo un error topológico como el descrito, existe un sesgo sistemático $\mathbf{b}$ tal que:

$$\mathbf{b} = \mathbf{h}_{real}(\mathbf{x}) - \mathbf{h}_{mdl}(\mathbf{x}) \neq \mathbf{0} \quad (18)$$

Este sesgo se traslada al vector de mediciones aparente visto por el SE:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}_{mdl}(\mathbf{x}) + \mathbf{b} + \mathbf{e} \quad (19)$$

El resultado inmediato es que $\mathbf{E}[\hat{\mathbf{r}}] = \mathbf{S}\mathbf{b} \neq \mathbf{0}$, violando la hipótesis de residuales de media cero. La propagación del sesgo al vector de estado estimado se obtiene linealizando:

$$\Delta\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1}\mathbf{b} \quad (20)$$

En el caso particular estudiado, el sesgo $\mathbf{b}$ se concentra en las mediciones de flujo reactivo y voltaje asociadas a la zona de frontera, porque la línea seccionada aparece en el modelo convencional como una trayectoria eléctrica continua cuando en realidad es un elemento puramente capacitivo. Este sesgo localizado se manifiesta en elevaciones simultáneas de r_i^N en múltiples mediciones de la zona, patrón consistente con la firma estadística descrita en la Sección 2.6 y en la literatura [16], [17].

4. METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología planteada se organiza en dos componentes complementarios: un componente de diagnóstico que identifica la inconsistencia topológica a partir de la salida del SE y un componente de solución que propone un esquema de modelación eléctrica coherente con la configuración física real.

4.1 Componente 1: Diagnóstico Mediante Residuales Normalizados

El componente de diagnóstico se basa en el análisis estadístico sistemático de los residuales normalizados del SE bajo condiciones operativas sin transferencia de potencia. El procedimiento operativo consta de los siguientes pasos:

1. Ejecutar el SE sobre la ventana SCADA más reciente con enlace seccionado en campo.
2. Para cada medición i asociada a la zona de frontera, calcular r_i^N según (12).
3. Construir el conjunto de mediciones anómalas:

$$\mathcal{S}_\alpha = \{i : r_i^N > 3,0\} \quad (21)$$

4. Evaluar el test global mediante (14). Si $J(\hat{\mathbf{x}})$ supera el umbral $\chi_{\alpha(m-n)}^2$, se refuerza la evidencia de inconsistencia estructural.
5. Verificar el patrón: si las mediciones en $\mathcal{S}_\alpha$ son eléctricamente adyacentes y correlacionadas, se diagnostica un error topológico; si se trata de una medición aislada, se diagnostica un error de medición puntual.

4.2 Componente 2: Esquema Dual con Subestación Frontera Ficticia (SFF)

El componente de solución introduce una Subestación Frontera Ficticia (SFF) que representa explícitamente el punto físico de seccionamiento (EF). La SFF es un artefacto de modelación que no corresponde a una subestación real, pero que cumple tres funciones simultáneas:

1. **Representar topológicamente** el punto de apertura/cierre del enlace internacional.
2. **Segmentar la LII** en dos tramos eléctricos independientes con parametrización propia.
3. **Habilitar** la maniobra operativa en el EMS mediante disyuntores virtuales manuales asociados al estado del seccionamiento de los cuellos.



Figura 5: Diagrama Unifilar del Modelo Propuesto.

4.3 Derivación Analítica de la Susceptancia Equivalente en Vacío

Considérese el tramo S/E A – EF bajo condición de seccionamiento en la EF, con el disyuntor en S/E A cerrado. El circuito equivalente visto desde la barra de S/E A se compone de:

- La semi susceptancia shunt local del modelo π en el extremo S/E A: $jB/2$.
- La rama serie $Z_s = R + jX$ en serie con la semi susceptancia shunt remota del extremo EF: $-j(1/(2/B)) = -j2/B$.

La impedancia de la rama serie más la impedancia shunt remota es:

$$Z_{rama} = R + jX + \frac{1}{jB/2} = R + jX - j\frac{2}{B} \quad (22)$$

La admitancia total vista desde S/E A es:

$$Y_{eq} = j\frac{B}{2} + \frac{1}{Z_{rama}} = j\frac{B}{2} + \frac{1}{R + jX - j\frac{2}{B}} \quad (23)$$

$$Y_{eq} \approx j\frac{B}{2} + j\frac{B}{2} = jB_{total} \quad (24)$$

Esta expresión establece uno de los resultados analíticos principales: el tramo energizado en vacío se

comporta eléctricamente como un banco de capacitores puro con susceptancia equivalente igual a la susceptancia total del tramo. Ambas contribuciones shunt del modelo π del tramo activo participan íntegramente en la inyección reactiva.

4.4 Cuantificación del Error de la Aproximación

Para cuantificar la calidad de la aproximación introducida en (24), se evalúa el error relativo porcentual:

$$\varepsilon_{rel} = \frac{Y_{eq} - jB_{total}}{Y_{eq}} \times 100 \% \quad (25)$$

Con los parámetros utilizados en este artículo $R = 0,002998$ p.u.; $X = 0,028102$ p.u.; $B = 0,053567$ p.u., sobre base $S_{base} = 100$ MVA, $V_{base} = 230$ kV, la evaluación numérica presenta $\varepsilon_{rel} < 2 \%$, lo cual valida la aproximación dentro de la tolerancia habitual para aplicaciones EMS.

Para evaluar la escalabilidad de la aproximación a enlaces de mayor longitud, se evalúa el error relativo de (25) empleando la admitancia exacta de (23) del tramo abierto en el extremo lejano en función de la longitud, escalando los parámetros por unidad de longitud de la línea. La Fig.6 presenta el resultado. El error permanece por debajo del 1 % para longitudes de hasta aproximadamente 150 km y por debajo del 3 % hasta cerca de 250 km, alcanzando del orden del 14 % a 500 km; en paralelo, la componente conductiva equivalente crece y erosiona gradualmente la condición de reactancia capacitiva pura. Para el tramo del caso de estudio (29,6 km), el error es de apenas 0,04 %, lo que confirma la validez de la aproximación en el rango de aplicación. Cabe señalar que, valores superiores a 250 km, el modelo π nominal de (15) debe sustituirse por el modelo π equivalente con corrección hiperbólica de línea larga, por lo que la curva en esa región es indicativa de la tendencia. Este envoltorio de validez sustenta cuantitativamente la generalización metodológica enunciada en la contribución 5.

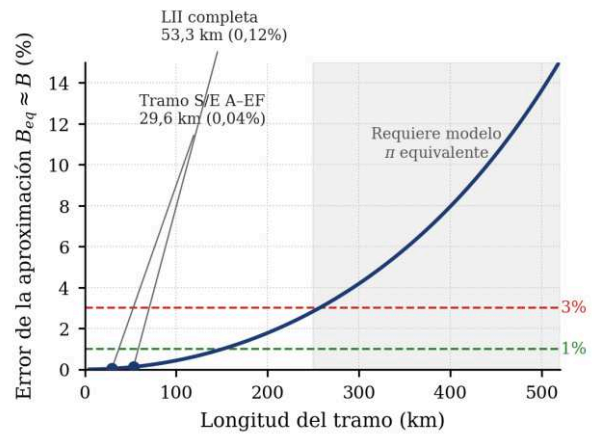


Figura 6: Error de la Aproximación $B_{eq} \approx B$ en Función de la Longitud del Tramo, con Bandas de Validez de 1 % y 3 %. La Región Sombreada (>250 km) Requiere el Modelo π Hiperbólico

A fin de proporcionar una referencia numérica de la curva mostrada en la Fig. 6, la Tabla 1 presenta los valores representativos del error relativo para distintas longitudes de línea.

Tabla 1: Valores Representativos del Error Relativo de la Aproximación en Función de la Longitud de la Línea

L (km)	Error (%)	L (km)	Error (%)
29,6	0,04	200	1,78
53,3	0,12	250	2,84
100	0,43	300	4,19
150	0,99	500	13,63

4.5 Potencia Reactiva Inyectada por el Tramo Activo

Una vez establecida la susceptancia equivalente, la potencia reactiva inyectada por el tramo a la barra de S/E A se obtiene directamente:

$$Q \approx V^2 \cdot B_{activa} \text{ con } B_{activa} = B_{total} \text{ del tramo energizado} \quad (26)$$

donde V es el voltaje de la barra y B_{activa} es la susceptancia equivalente del tramo energizado. Para el sistema analizado se emplean las bases $S_{base} = 100 \text{ MVA}$, $V_{base} = 230 \text{ kV}$. Considerando un voltaje de operación de $V = 1,0 \text{ p.u.}$, la aplicación de (26) conduce a una potencia reactiva de $Q \approx 9,5088 \text{ MVAR}$ para el modelo convencional ($B_{activa} = 0,095088 \text{ p.u.}$) y de $Q \approx 5,3567 \text{ MVAR}$ para la metodología propuesta ($B_{activa} = 0,053567 \text{ p.u.}$).

La sensibilidad de Q respecto a la susceptancia es lineal, lo que permite validar el modelo mediante comparación directa con mediciones SCADA:

$$\frac{\partial Q}{\partial B} = V^2 \quad (27)$$

4.6 Parametrización Eléctrica del Modelo

La parametrización utilizada en ambos modelos (convencional y propuesto), en p.u. sobre base $S_{base} = 100 \text{ MVA}$, $V_{base} = 230 \text{ kV}$, se presenta en la Tabla 2 y la Tabla 3.

Tabla 2: Parámetros del Modelo π de la LII Completa

Parámetro	Valor (p.u)
R	0,005322
X	0,049884
B	0,095088

Tabla 3: Parámetros por Tramo de Línea

Parámetro	L/T S/E A - EF	L/T EF - S/E B
$L \text{ (km)}$	29,6	23,68
$R \text{ (pu)}$	0,0029983	0,002324
$X \text{ (pu)}$	0,028102	0,021782
$B \text{ (pu)}$	0,053567	0,041521

4.7 Implementación en el Entorno PDS

La metodología fue implementada en el entorno de pruebas *Program Development System* (PDS) del EMS, plataforma que replica la arquitectura y base de datos del entorno de producción. Los pasos de implementación fueron:

1. Creación de la SFF como subestación del tipo Substation en CIM, con «ConnectivityNode» interno y dos terminales para conexión con los tramos de línea.
2. Segmentación de la LII en dos nuevos «ACLineSegment» con la parametrización de la Tabla II.
3. Configuración de disyuntores virtuales en la SFF asociados al estado del seccionamiento, con lógica manual de control operativo.
4. Actualización de la base del Procesador de Topología para reconocer la nueva topología y sus transiciones válidas.
5. Ejecución del SE, DPF, CA y OTS bajo escenarios operativos representativos (enlace cerrado, enlace abierto, tramos energizados como compensación reactiva, contingencias en la zona de frontera).

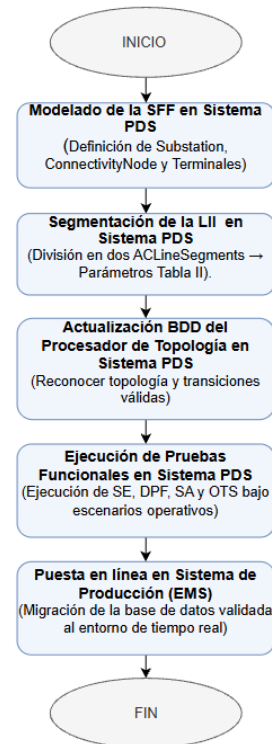


Figura 7: Flujograma de la Metodología de Implementación

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 Evaluación del Modelo Convencional (Línea Base)

Bajo el modelo convencional (línea única S/E A – S/E B) y condiciones operativas de enlace seccionado sin transferencia, se ejecutó el SE utilizando ventanas SCADA reales del sistema. La Tabla 4 resume el desempeño para dos variables representativas de la zona.

Tabla 4: Desempeño del Modelo Convencional

Variable	Medición SCADA	Estimación EE	Error absoluto	Error relativo (%)
Q (MVAR)	5,43	8,92	3,49	64,27%
V (kV)	219,92	221,20	1,28	0,58%

El error relativo en potencia reactiva supera el 60 %, evidenciando la representación inadecuada del comportamiento capacitivo del tramo energizado en vacío. El residual normalizado alcanzó $r_i^N > 3,0$ simultáneamente en mediciones de Q y V de la zona, comportamiento que es consistente con la presencia de un error topológico según el diagnóstico formulado en la Sección 2.6 y en [16], [17].

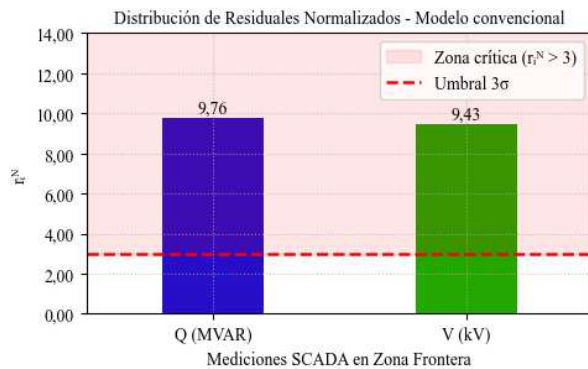


Figura 8: Distribución de Residuales Normalizados en la Zona de Frontera Bajo el Modelo Convencional

5.2 Evaluación del Modelo Propuesto

Tras implementar el modelo con SFF y la segmentación descrita en la Sección 4, se repitió la ejecución del SE sobre la misma ventana SCADA. La Tabla 5 presenta los resultados.

Tabla 5: Desempeño del Modelo Propuesto

Variable	Medición SCADA	Estimación EE	Error absoluto	Error relativo (%)
Q (MVAR)	5,43	5,30	0,13	2,39%
V (kV)	219,92	220,84	0,92	0,42%

Comparación de los Residuales Normalizados (r_i^N)

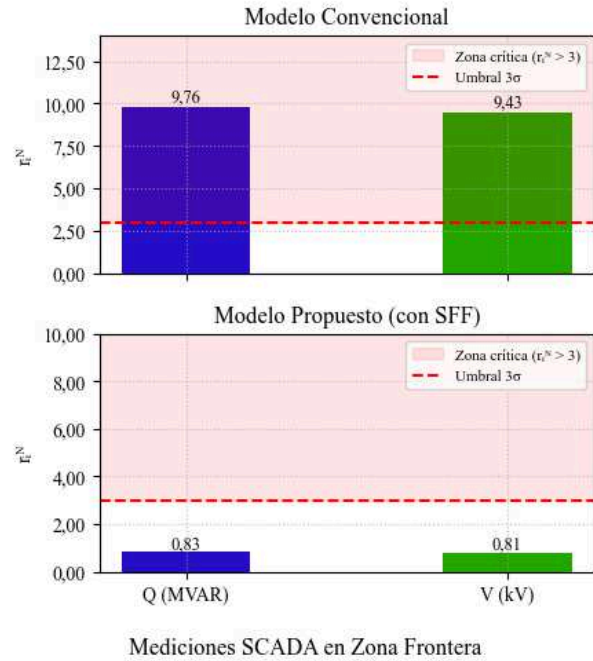


Figura 9: Comparación de Residuales Normalizados de los dos Modelos

El error relativo en Q se redujo de 64,27 % a 2,39 %, y el residual normalizado de la zona descendió a valores alrededor de 0,8, muy por debajo del umbral 3σ . Este comportamiento es coherente con el resultado analítico de (24), que predice que la potencia reactiva observada debe coincidir con $V^2 \cdot B_{total}$ del tramo activo.

5.3 Análisis Comparativo Cuantitativo

Para sintetizar la mejora, se define el Índice de Mejora de Desempeño (Performance Improvement Index, PII):

$$PII = \frac{\varepsilon_{conv} - \varepsilon_{prop}}{\varepsilon_{conv}} \times 100 \% \quad (28)$$

Aplicando PII al error relativo de Q , se obtiene $PII_Q \approx 96,3 \%$, lo que representa una mejora prácticamente total en la métrica dominante. La Tabla 6 consolida las métricas relevantes.

Tabla 6: Métricas Consolidadas de Desempeño

Métrica	Convencional	Propuesto	PII (%)
Error Q (%)	64,27	2,39	96,3
Error V (%)	0,58	0,42	27,6
Iteraciones OTS	> 12	< 5	> 58

5.4 Validación Topológica y Funcional en Aplicaciones del EMS

Las aplicaciones evaluadas (SE, DPF, CA y NTP) presentaron resultados consistentes bajo ambas configuraciones topológicas (enlace cerrado y enlace seccionado). En particular, el NTP identificó correctamente la separación eléctrica entre los dos sistemas al abrir los cuellos virtuales en la SFF, sin generar elementos de isla ni mensajes de inconsistencia. El DPF y el CA produjeron soluciones convergentes bajo contingencias N-1 en la zona de frontera.

Desde la perspectiva del Análisis de Contingencias (CA), la corrección topológica tiene una implicación operativa directa. Bajo el modelo convencional, el tramo seccionado se representa como una trayectoria de transmisión continua; al evaluar contingencias N-1 en la zona de frontera, el CA opera sobre flujos y voltajes que no corresponden a la condición física real, lo que puede inducir violaciones de límite irreales (falsos positivos) o enmascarar condiciones reales (falsos negativos) en el análisis de seguridad. Con el modelo propuesto, el CA evalúa la topología radial-capacitiva efectiva. La caracterización cuantitativa del impacto sobre la tasa de falsas alarmas N-1 se identifica como un trabajo futuro, al requerir el registro sistemático de ejecuciones de CA bajo ambos modelos y con enfoque dedicado exclusivo al CA que excede el alcance de este artículo.

5.5 Impacto en el OTS

Bajo el modelo convencional, las simulaciones de apertura/cierre del enlace requerían más de 12 iteraciones del flujo de potencia para converger, con perfiles de voltaje inconsistentes respecto a la realidad operativa. Bajo el modelo propuesto, la convergencia se logró en menos de 5 iteraciones con perfiles de voltaje coherentes con las mediciones reales. Este resultado es particularmente relevante porque el sistema del lado de la contraparte presenta una topología radial en la zona de frontera, condición en la cual cualquier inconsistencia del modelo altera sustancialmente el escenario simulado.

La mejora de convergencia se cuantifica en la Tabla 6, donde el número de iteraciones se reduce de más de doce a menos de cinco; el registro de la traza de desajuste por iteración para su representación gráfica se plantea como trabajo futuro, dado que su implementación en el OTS requiere un enfoque dedicado que excede el alcance de este artículo.

5.6 Discusión Frente al Estado del Arte

Los trabajos clásicos de detección de errores topológicos [16], [17], [18] han demostrado la capacidad del residual normalizado para identificar inconsistencias, pero no abordan la representación eléctrica correctiva en contextos donde el seccionamiento físico es manual y no telemido. El esquema dual propuesto cubre esta brecha y complementa los enfoques de detección

existentes al proveer un artefacto de modelación (SFF) compatible con la ontología IEC 61970-301 mediante clases estándar.

Una limitación identificada es que la propuesta asume la disponibilidad de información topológica de campo con latencia aceptable para la operación; cuando esta latencia es elevada, el diagnóstico vía residuales se convierte en el único mecanismo de detección disponible, lo cual refuerza la importancia del Componente 1 de la metodología.

5.6.1 Dificultad de representación CIM-nativa

La Subestación Frontera Ficticia (SFF) constituye una solución desplegable de manera inmediata en plataformas EMS comerciales actualmente en operación, puesto que emplea exclusivamente clases ya implementadas por el fabricante (Substation, ConnectivityNode, Breaker, Terminal, ACLineSegment), sin requerir modificaciones del perfil CIM del proveedor. Además, incorpora la modelación eléctrica adecuada para que los operadores del SEP ejecuten las maniobras de forma clara e inequívoca.

Evolucionar el modelo eléctrico hacia una representación CIM-nativa del punto de seccionamiento, que evite instanciar una subestación ficticia, plantea dificultades en la herramienta nativa de modelación eléctrica del EMS y en su representación en los despliegues unifilares, lo que podría generar confusión en los ingenieros de operación.

La mejor práctica en un EMS en operación, consiste en reutilizar los elementos del sistema que armonicen el modelo CIM con la herramienta nativa de modelación eléctrica, preservando:

1. Creación El soporte de cálculo en el procesador de topología y en el Estimador de Estado (SE) del EMS.
2. Un esquema ilustrativo que le permita al operador comprender la conexión real en campo para operar el SEP.

El envoltorio de validez establecido en la Sección 4.4 acota el rango de longitudes en el cual la modelación propuesta es aplicable sin corrección de línea larga, sustentando su generalización a otras interconexiones.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se desarrolló e implementó una metodología dual para la modelación eléctrica de subestaciones frontera con esquemas de seccionamiento no convencionales en EMS, aplicable a interconexiones internacionales donde la norma IEC 61970-301 CIM no provee representación explícita. La metodología combina un componente de diagnóstico basado en residuales normalizados del SE y un componente de solución basado en la inclusión de una Subestación Frontera Ficticia con segmentación del enlace internacional.



Se demostró analíticamente que un tramo de línea energizado en vacío se comporta como una susceptancia capacitiva pura cuyo valor es equivalente a la susceptancia del tramo de línea, resultado que sustenta cuantitativamente la propuesta de modelación. La aproximación introducida fue cuantificada con un error relativo inferior al 2 %.

La validación experimental en entorno de pruebas y el posterior despliegue en producción del EMS del CENACE evidenciaron una reducción del error relativo de potencia reactiva del 64,27 % al 2,39 % ($PII \approx 96,3$ %), un descenso del residual normalizado de la zona de valores superiores a 3,0 a aproximadamente 0,8 y una mejora de la convergencia del OTS de más de 12 a menos de 5 iteraciones.

La metodología propuesta en este artículo permite obtener resultados consistentes y confiables en sistemas EMS, garantizando como condición fundamental que los valores calculados mantengan coherencia y correspondencia con las condiciones físicas observadas en campo.

Como recomendaciones, se sugiere:

1. Extender la metodología a otros enlaces internacionales con configuraciones análogas de seccionamiento de frontera, verificando la invariancia de los resultados bajo distintas relaciones X/R.
2. Integrar el diagnóstico basado en residuales normalizados como rutina automatizada del SE, con notificación al operador cuando se detecten patrones característicos de error topológico.

Las líneas de trabajo futuro incluyen:

1. La integración de mediciones sincrofasoriales (PMU) como mediciones SCADA dentro del EMS para incrementar la redundancia dentro del estimador de estado en la zona de frontera.
2. La incorporación de mediciones sincrofasoriales (PMU) en ambas subestaciones frontera para la confirmación directa del estado del seccionamiento mediante la diferencia de fase angular: con el enlace cerrado, la diferencia angular entre S/E A y S/E B permanece acotada y determinada por el flujo de potencia; con el enlace abierto, ambos extremos quedan referidos a sistemas síncronos independientes y dicha diferencia deriva con la diferencia de frecuencia entre las redes. Este discriminador proporcionaría una verdad de campo teledirigida que reduciría la latencia del diagnóstico y complementaría el análisis de residuales, supeditado a la disponibilidad de acuerdos de intercambio de datos PMU transfronterizos.

3. La integración de mediciones sincrofasoriales (PMU) para realizar el análisis del comportamiento dinámico del tramo capacitivo ante eventos transitorios en los sistemas adyacentes de la zona de frontera.

7. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) del Ecuador por el soporte institucional y el acceso brindando al entorno de desarrollo del EMS que permitió validar la metodología propuesta. Las licencias del EMS utilizadas en dicho entorno son de propiedad de CENACE. Asimismo, los autores declaran que en la preparación de este artículo se empleó una herramienta de inteligencia artificial generativa como apoyo en tareas de redacción y revisión bibliográfica. Los autores verificaron y validaron el contenido resultante y asumen plena responsabilidad por el artículo elaborado. Todo el contenido técnico, la formulación matemática, la metodología propuesta, la obtención de los resultados y las conclusiones son responsabilidad exclusiva de los autores.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [2] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd ed. Chichester, U.K.: Wiley, 2008.
- [3] OLADE, "Panorama energético de América Latina y el Caribe," Organización Latinoamericana de Energía, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2023.
- [4] H. Rudnick and L. A. Barroso, "Latin American electricity markets: A critical view on the integration process," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 14, no. 4, pp. 38–51, Jul./Aug. 2016, doi: 10.1109/MPE.2016.2551979.
- [5] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2013.
- [6] A. Monticelli, "Electric power system state estimation," *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 262–282, Feb. 2000, doi: 10.1109/5.824004.
- [7] F. F. Wu, "Power system state estimation: A survey," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 12, no. 2, pp. 80–87, Apr. 1990, doi: 10.1016/0142-0615(90)90003-T.
- [8] A. Abur and A. G. Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. New York, NY, USA: Marcel Dekker, 2004.
- [9] Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) — Part 301: Common Information Model (CIM) Base, IEC Standard 61970-301, 2020.



- [10] A. W. McMorran, "An introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model," Dept. Electron. Electr. Eng., Univ. Strathclyde, Glasgow, U.K., Tech. Rep., 2007.
- [11] M. Uslar, M. Specht, S. Rohjans, J. Trefke, and J. M. González, *The Common Information Model CIM: IEC 61968/61970 and 62325*. Berlin, Germany: Springer, 2012.
- [12] J. B. Ward, "Equivalent circuits for power-flow studies," *Trans. AIEE*, vol. 68, no. 1, pp. 373–382, Jul. 1949, doi: 10.1109/T-AIEE.1949.5059947.
- [13] W. F. Tinney and W. L. Powell, "The REI approach to power network equivalents," in *Proc. PICA Conf.*, Toronto, Canada, 1977, pp. 314–320.
- [14] E. Handschin, F. C. Schweppe, J. Kohlas, and A. Fiechter, "Bad data analysis for power system state estimation," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-94, no. 2, pp. 329–337, Mar. 1975, doi: 10.1109/T-PAS.1975.31858.
- [15] A. Monticelli and A. Garcia, "Reliable bad data processing for real-time state estimation," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, no. 5, pp. 1126–1139, May 1983, doi: 10.1109/TPAS.1983.318053.
- [16] K. A. Clements and P. W. Davis, "Detection and identification of topology errors in electric power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 1748–1753, Nov. 1988, doi: 10.1109/59.192990.
- [17] E. M. Lourenço, A. S. Costa, K. A. Clements, and R. A. Cernev, "A topology error identification method directly based on collinearity tests," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 4, pp. 1920–1929, Nov. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.881154.
- [18] A. S. Costa and J. A. Leão, "Identification of topology errors in power system state estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 4, pp. 1531–1538, Nov. 1993, doi: 10.1109/59.260959.
- [19] G. P. Rivera Garate, "Estimación de Estado Generalizada (GSE) con Aplicación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador," M.Sc. thesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2015.
- [20] F. C. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, Part I: Exact model," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-89, no. 1, pp. 120–125, Jan. 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292678.
- [21] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Boston, MA, USA: Kluwer, 1999.
- [22] L. Mili, M. G. Cheniae, and P. J. Rousseeuw, "Robust state estimation of electric power systems," *IEEE Trans. Circuits Syst. I, Fundam. Theory Appl.*, vol. 41, no. 5, pp. 349–358, May 1994, doi: 10.1109/81.296329.
- [23] H. Singh and F. L. Alvarado, "Network topology determination using least absolute value state estimation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1159–1165, Aug. 1995, doi: 10.1109/59.466524.
- [24] G. Rivera, J. A. Játiva, and S. Grijalva, "Revisión del Estado del Arte del Estimador de Estado Generalizado y Evaluación de sus Principales Algoritmos para Aplicarlos a un Sistema de Potencia Real," *Revista Técnica "energía"*, vol. 12, no. 1, pp. 294–303, 2016, doi: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.54.
- [25] J. D. Glover, T. J. Overbye, and M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, 6th ed. Boston, MA, USA: Cengage Learning, 2016.
- [26] G. N. Korres, "A robust algorithm for power system state estimation with equality constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1531–1541, Aug. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2040293.
- [27] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.



Gabriel P. Rivera Garate.-

Ingeniero Eléctrico y Magíster en Ingeniería Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional EPN, Quito, Ecuador. Cuenta con alrededor de tres décadas de experiencia en la gestión de sistemas SCADA/EMS en el Operador Nacional de

Electricidad CENACE. Sus áreas de interés incluyen la gestión de sistemas EMS/GMS y OTS, desarrollo de aplicaciones para la operación del sistema eléctrico en tiempo real, desarrollos de aplicaciones para la gestión del estimador de estado, flujo de potencia, análisis de contingencias, control automático de generación y simuladores de entrenamiento para operadores.



Mario A. Jinez Zúñiga.-

Nació en Ambato en 2000. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito, Ecuador en el 2024. Actualmente se desempeña como Analista Nacional de Operación en Tiempo Real en el Operador Nacional de

Electricidad CENACE. Sus áreas de interés incluyen operación en tiempo real de sistemas de potencia, flujo óptimo de potencia, análisis de contingencias, control automático de generación y modelación eléctrica en sistemas EMS.



María de Lourdes Farinango

Cisneros.- Ingeniera Eléctrica y Magíster en Ingeniería Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional EPN, Quito, Ecuador. Magíster en Energías Renovables por la Escuela Superior Politécnica del Ejército, ESPE. Actualmente

se desempeña como Especialista Nacional de Operación en Tiempo Real en el Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus áreas de interés incluyen la gestión de sistemas SCADA/EMS/GMS, OTS, AGC. Modelación de Sistemas Eléctricos y Energías Renovables, desarrollo de aplicaciones para sistemas de tiempo real.