

Modeling of Non-Sectionalized T-Tapped Transmission Lines in EMS Through Inverse Parameter Estimation and Series Compensators

Modelación de Derivaciones en T sin Seccionamiento en EMS Mediante Estimación Inversa de Parámetros y Compensadores Serie

G.P. Rivera¹ 0000-0002-3059-7974A. J. Pancho¹ 0009-0008-0448-5267M.L. Farinango¹  0000-0002-7319-4614¹Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, EcuadorE-mail: grivera@cenace.gob.ec, apancho@cenace.gob.ec, lfarinango@cenace.gob.ec

Abstract

Non-conventional topologies in the transmission grid, such as tapped lines (T connections) without switching equipment, represent a challenge for real-time EMS, as the IEC 61970 CIM standard does not provide formal procedures for this configuration. The lack of an adequate representation degrades the performance of the State Estimator (SE), Dispatcher Power Flow (DPF), Contingency Analysis (CA), and Operator Training Simulator (OTS).

This paper proposes a modeling methodology that combines dummy buses and series compensators at the tap node, along with an Inverse Parameter Estimation technique that analytically adjusts the compensator's equivalent impedance based on SCADA measurements, achieving convergence of the Weighted Least Squares (WLS) algorithm.

The methodology is validated in the EMS environment of the National Electricity Operator of Ecuador (CENACE) for an emerging power plant tap-connected to a 138 kV transmission line under low, medium, and peak demand scenarios. The results show a reduction in the power flow residual from values between 12% and over 100% to below 5%, and a decrease in the normalized residual from values greater than 3 to approximately 0.5, eliminating false N-1 contingencies and restoring the numerical convergence of the OTS. The method is replicable in EMS platforms requiring the integration of emerging infrastructure with similar topological constraints.

Index terms— State estimation, EMS, power transmission lines, SCADA systems, series compensation, parameter estimation.

Resumen

Las topologías no convencionales en la red de transmisión, como las derivaciones en T sin equipos de corte y maniobra, representan un reto para los EMS de tiempo real, puesto que la norma IEC 61970 CIM no contempla procedimientos formales para esta configuración. La ausencia de una representación adecuada deteriora el desempeño del Estimador de Estado (SE), del Flujo de Potencia del Operador (DPF), del Análisis de Contingencias (CA) y del Simulador de Entrenamiento de Operadores (OTS).

En este artículo se propone una metodología de modelación que combina barras ficticias y compensadores serie en el nodo de derivación, junto con una técnica de Estimación Inversa de Parámetros que ajusta analíticamente la impedancia equivalente del compensador serie a partir de mediciones SCADA, logrando la convergencia del algoritmo de Mínimos Cuadrados Ponderados (WLS). La metodología se valida en el EMS del Operador Nacional de Electricidad del Ecuador (CENACE) para una central emergente conectada en derivación a una línea de transmisión de 138 kV, en escenarios de demanda baja, media y punta. Los resultados muestran una reducción del residual de flujo de potencia desde valores de entre el 12% y más del 100% a inferiores al 5% y un decremento del residual normalizado desde valores superiores a 3 al orden de 0,5. Estos resultados permiten eliminar falsas contingencias N-1 y restaurar la convergencia numérica del OTS en la zona. El método es replicable en sistemas EMS donde se requiera integrar infraestructura emergente con restricciones topológicas similares a las presentadas.

Palabras clave— Estimación de estado, EMS, líneas de transmisión de potencia, sistemas SCADA, compensación serie, estimación de parámetros.

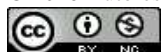
Recibido: 29-04-2026 Aprobado tras revisión: 20-07-2026

Forma sugerida de citación: Rivera, G.; Pancho, A.; Farinango, L. (2026). "Modelación de Derivaciones en T sin Seccionamiento en EMS mediante Estimación Inversa de Parámetros y Compensadores Serie". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I. Pp. 14-26

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.758>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Los EMS constituyen la columna vertebral tecnológica de los centros de control de sistemas eléctricos de potencia modernos, al integrar la adquisición de datos SCADA con un conjunto de funciones analíticas que sustentan la operación segura en tiempo real [1], [2]. Entre estas funciones, el Estimador de Estado (SE) cumple un rol privilegiado: transforma el conjunto redundante, ruidoso y parcialmente incierto de telemediciones en un vector de estado consistente con las leyes físicas de la red [3], [4]. Tomando como base este vector, se ejecutan aplicaciones dependientes como el *Dispatcher Power Flow* (DPF), *Contingency Analysis* (CA) y el *Operator Training Simulator* (OTS), cuya fidelidad depende de la calidad del modelo eléctrico que alimenta al SE [5].

Desde el planteamiento original de Schweppe y Wildes [6], el algoritmo de Mínimos Cuadrados Ponderados (Weighted Least Squares, WLS) se ha consolidado como el método estándar para el SE en la industria [3], [4]. La formulación WLS supone, sin embargo, que la topología y los parámetros eléctricos del modelo son conocidos con precisión, hipótesis cuya violación produce residuales elevados, falsas alarmas de datos erróneos y, en casos extremos, divergencia numérica del algoritmo [7]. La literatura más reciente reconoce tres fuentes recurrentes de esta degradación: errores topológicos originados en estados mal reportados de interruptores [3], [4] errores paramétricos en impedancias de rama [4], [8], [9] y estructuras de red no contempladas por los esquemas normalizados de modelación [10]. Este artículo se inscribe en la intersección de estas tres problemáticas.

Con respecto a la modelación normalizada, la familia de estándares IEC 61970 define el Common Information Model (CIM) como marco formal para la representación de los sistemas de potencia en entornos EMS [11], [12]. El perfil CIM aplicable a flujos de potencia y estimación de estado [13] está construido sobre una jerarquía de clases en la que cada equipo físico pertenece a una subestación modelada como un contenedor espacial bidimensional y las interconexiones entre subestaciones se realizan únicamente mediante líneas de transmisión [7], [8]. El Operador Nacional de Electricidad del Ecuador (CENACE) opera un EMS comercial [5] cuya base de datos cumple con el estándar CIM, lo cual, si bien garantiza interoperabilidad, impone restricciones estructurales al momento de modelar topologías que se apartan de las configuraciones canónicas previstas por el estándar.

En el campo específico de la estimación de estado y de la identificación de datos erróneos, el estado del arte ha avanzado en dos direcciones complementarias. Por un lado, las pruebas estadísticas clásicas basadas en la distribución chi-cuadrado del índice $J(\hat{\mathbf{x}})$ y el análisis de residuales normalizados r^N continúan siendo las herramientas operativas dominantes en los EMS de

tiempo real [4]. Por otro lado, la incorporación de mediciones sincrofásicas ha posibilitado el planteamiento de algoritmos que utilizan mediciones de SCADA y PMU capaces de detectar simultáneamente errores de medición y errores paramétricos [7]–[9]. En el contexto del Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador, Rivera [16] y Rivera et al. [2], han documentado la evaluación de algoritmos de Estimación de Estado Generalizada que procesan conjuntamente el estado y la topología, así como el análisis comparativo de las funciones de estimación entre distintas generaciones de plataforma EMS utilizadas por el operador nacional [17]. Esta revisión del estado del arte sitúa el problema abordado en el presente artículo dentro de una línea de investigación con trayectoria consolidada en el sector eléctrico ecuatoriano.

La identificación y estimación de parámetros de línea constituye la tercera vertiente de la literatura relevante. La revisión de trabajos recientes muestra tres enfoques metodológicos principales: (i) la inclusión de los parámetros en el vector de estado ampliado para ser resueltos conjuntamente con los ángulos y voltajes [18], (ii) la utilización de mediciones PMU para formular estimadores lineales de impedancia [19], y (iii) la modelación en línea de elementos específicos como compensadores serie a partir de la fusión de datos WAMS y SCADA [20]. Farinango [21] y Farinango et al. [22] han estudiado estas técnicas en el ámbito ecuatoriano, estableciendo procedimientos de estimación paramétrica aplicables tanto a modelos de tiempo real como fuera de línea. Estos trabajos coinciden en señalar que los errores paramétricos, al ser sistemáticos y persistentes, pueden permanecer ocultos durante largos períodos y producir efectos equivalentes o con mayor impacto comparados con la presencia de datos erróneos de medición no detectados [8].

La cuarta vertiente concierne la modelación de topologías no convencionales, entre ellas las líneas con tres o más terminales y las derivaciones en T sin equipamiento de seccionamiento en el nodo de transferencia [10]. La literatura ha abordado este problema principalmente desde la perspectiva de la protección de distancia y de la protección diferencial, dado que la presencia de entradas adicionales (*infeeds*) en el punto de derivación produce fenómenos de bajo alcance (*under-reach*) y sobre alcance (*over-reach*) en los relés [23]–[25]. Sin embargo, el tratamiento equivalente desde la óptica del modelo CIM en el EMS, es decir, cómo representar paramétricamente y topológicamente una derivación en T sin seccionamiento en la base de datos operacional de tiempo real, ha recibido comparativamente menos atención en la literatura indexada. Trabajos recientes como [26] y [27] abordan extensiones del modelo CIM para nuevas tecnologías (redes activas y HVDC, respectivamente), pero no tratan específicamente las derivaciones en T de transmisión.

Existe, por tanto, un vacío específico en la literatura por la ausencia de una metodología sistemática que combine: (a) la modelación CIM-compatible de una derivación en T sin seccionamiento, (b) la formulación analítica de los parámetros del elemento equivalente utilizando compensadores serie y basándose en las mediciones SCADA de la zona de influencia, y (c) la validación cuantitativa del impacto sobre la convergencia del SE y sobre las funciones y/o sistemas dependientes en el ecosistema del EMS (DPF, CA y OTS). Esta ausencia es crítica en sistemas en donde, por restricciones de infraestructura o por emergencia operativa, se requiere integrar centrales de generación emergente de manera temporal en puntos arbitrarios de la red de transmisión.

Conviene precisar el carácter de la contribución de este trabajo: no se propone una extensión del estándar IEC 61970 ni un nuevo algoritmo de estimación de estado, sino un artificio práctico de modelación que permite representar líneas con derivaciones en T sin seccionamiento empleando exclusivamente clases ya disponibles en los sistemas EMS comerciales conformes con CIM «BusbarSection», «SeriesCompensator», «ACLineSegment» y «ProcessValue», sin modificar el código de las aplicaciones ni el perfil CIM del fabricante.

Esta orientación deliberada hace que la solución sea desplegable de forma inmediata en plataformas actualmente en operación. La practicidad del artificio no sacrifica rigor: su parametrización se sustenta en una formulación analítica cerrada y su desempeño se verifica en entornos de desarrollo y de producción.

Por lo expuesto, el presente artículo realiza las siguientes contribuciones:

1. Esquema de modelación CIM-compatible para derivaciones en T sin equipamiento de seccionamiento, basado en la combinación de una barra ficticia en el nodo de transferencia y un compensador serie que representan los tramos de línea hacia las subestaciones adyacentes, eludiendo la restricción bidimensional del modelo de subestación.
2. Formulación analítica de la impedancia equivalente del compensador serie, denotada como Z_{eq}^{opt} , obtenida a partir del planteamiento complejo de la corriente de bahía, de la potencia aparente compleja medida por SCADA y del fasor de voltaje estimado por el SE, acompañada de su contraparte DC para verificación rápida.
3. Técnica de Estimación Inversa de Parámetros que utiliza las mediciones SCADA de la zona de influencia como insumo para ajustar iterativamente la matriz Jacobiana del WLS y garantizar la convergencia del SE bajo la topología de conexión en T, con análisis de su efecto sobre la matriz de Ganancia del proceso de la Estimación de Estado.
4. Validación empírica en el entorno de desarrollo y

de producción del EMS del CENACE para una central emergente conectada en derivación a una línea de 138 kV, bajo tres escenarios de demanda, logrando reducciones del residual de flujo de potencia activo y reactivo de valores del 12% y más del 100% a valores menores a 5% y del residual normalizado $r^N > 3,0$ a $r^N \approx 0,5$, con eliminación de falsas contingencias N-1 y restauración de la convergencia del OTS en la zona de influencia.

El resto del documento se estructura como sigue. La Sección 2 presenta los fundamentos teóricos del modelo π de línea, del algoritmo WLS y del procesamiento de topología CIM. La Sección 3 plantea matemáticamente el problema y explica por qué el enfoque geométrico puro conduce a la divergencia del SE. La Sección 4 desarrolla la metodología propuesta, incluyendo el esquema topológico, la demostración analítica de Z_{eq}^{opt} y el algoritmo iterativo. La Sección 5 describe el caso de estudio y los detalles de implementación. La Sección 6 analiza los resultados cuantitativos. La Sección 7 discute las implicaciones, limitaciones y comparación con el estado del arte. Finalmente, la Sección 8 cierra con las conclusiones y las líneas de trabajo futuro.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Modelo π de Líneas de Transmisión

El elemento primario de la red de transmisión es la línea bipolar, cuya representación de parámetros concentrados adopta el modelo π equivalente [1], [3]. Para una línea entre los nodos i y j , este modelo comprende una impedancia serie $z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij}$ y dos admitancias shunt $y_{sh,ij}/2$ en cada extremo, como se ilustra en la Fig. 1

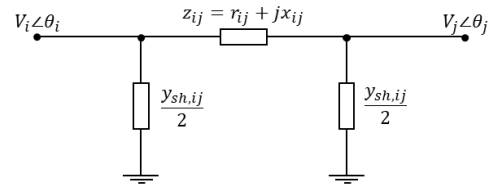


Figura 1: Modelo π Equivalente de una Línea de Transmisión

La admitancia serie correspondiente se define como:

$$y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} = g_{ij} + j b_{ij} \quad (1)$$

donde g_{ij} y b_{ij} son, respectivamente, la conductancia y susceptancia serie en por unidad.

Los elementos correspondientes de la matriz de admitancia nodal Y_{bus} son:

$$Y_{ii} = y_{ij} + \frac{y_{sh,ij}}{2} + \sum_{k \neq j} y_{ik}, \quad Y_{ij} = -y_{ij} \quad (2)$$

A partir de Y_{bus} se derivan las ecuaciones de flujo activo y reactivo entre nodos adyacentes:



$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_{ij}) + b_{ij} \sin(\theta_{ij})] \quad (3)$$

$$Q_{ij} = V_i^2 \left(b_{ij} + \frac{b_{sh,ij}}{2} \right) - V_i V_j [g_{ij} \sin(\theta_{ij}) - b_{ij} \cos(\theta_{ij})] \quad (4)$$

donde $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$ es la diferencia angular. Estas expresiones constituyen los componentes elementales del vector de funciones no lineales $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ utilizado en el SE.

Para tramos eléctricamente cortos (longitudes típicamente inferiores a 80 km en voltajes de 138 kV), la admitancia shunt es despreciable y la representación se simplifica a una impedancia serie geométrica:

$$Z = z \cdot l \quad (5)$$

2.2 Formulación del Estimador de Estado WLS

El objetivo del SE es determinar el vector de estado $\mathbf{x} = [\boldsymbol{\theta}^T, \mathbf{V}^T]^T \in \mathbb{R}^{2m-1}$ (donde se fija el ángulo de una barra de referencia). Bajo la hipótesis de errores gaussianos no correlacionados, $\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e}$ con $\mathbf{e} \sim \mathcal{N}(\mathbf{0}, \mathbf{R})$, el criterio WLS minimiza la función objetivo [3], [4]:

$$J(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (6)$$

o, equivalentemente, en forma escalar:

$$J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m W_{ii} [z_i - h_i(\mathbf{x})]^2, \quad W_{ii} = \frac{1}{\sigma_i^2} \quad (7)$$

donde σ_i^2 es la varianza asignada a la i -ésima medición.

La condición de optimalidad de primer orden $\nabla J(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ conduce a la ecuación normal:

$$\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = \mathbf{0} \quad (8)$$

siendo $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \partial \mathbf{h} / \partial \mathbf{x}$ la matriz Jacobiana de las funciones de medición. La matriz de Ganancia $\mathbf{G}$ del estimador se define como:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}) \quad (9)$$

2.3 Algoritmo Iterativo de Gauss-Newton

Por la naturaleza no lineal de $\mathbf{h}(\mathbf{x})$, la solución se obtiene iterativamente mediante linealización local. En la k -ésima iteración:

$$\Delta \mathbf{x}^{(k)} = [\mathbf{G}(\mathbf{x}^{(k)})]^{-1} \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^{(k)}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})] \quad (10)$$

La iteración se repite hasta que $\|\Delta \mathbf{x}^{(k)}\|_{\infty} < \varepsilon$, donde ε es una tolerancia preestablecida. La convergencia del proceso requiere que $\mathbf{G}$ sea no singular y esté bien condicionada; un número de condición elevado de $\mathbf{G}$ producido, por ejemplo, por parámetros de rama erróneamente asignados, lo que puede conducir a oscilaciones numéricas o a divergencia [3].

2.4 Detección e Identificación de Datos Erróneos

La calidad estadística del ajuste se evalúa mediante el test χ^2 aplicado a la función objetivo en el punto óptimo:

$$J(\hat{\mathbf{x}}) \sim \chi^2_{m-n} \quad (11)$$

La hipótesis nula $\mathcal{H}_0$ de mediciones consistentes se rechaza cuando:

$$J(\hat{\mathbf{x}}) > \chi^2_{\alpha, m-n} \quad (12)$$

con α típicamente igual a 0,01 (nivel de confianza del 99 %). El rechazo indica que los residuales exceden lo atribuible al ruido normal de medición, sugiriendo ya sea datos erróneos puntuales, errores paramétricos o inconsistencias topológicas.

Para identificar la medición sospechosa se utiliza el residual normalizado. El residual del estimador en el punto óptimo es:

$$\hat{\mathbf{r}} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) \quad (13)$$

y su matriz de covarianza:

$$\boldsymbol{\Omega} = \mathbf{R} - \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \quad (14)$$

de modo que el residual normalizado de cada medición i es:

$$r_i^N = \frac{|\hat{r}_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (15)$$

Un valor $r_i^N > \lambda$, típicamente $\lambda = 3$ (regla 3σ) señala a la i -ésima medición como sospechosa de contener un error grueso. Cuando múltiples residuales normalizados adyacentes exceden simultáneamente el umbral, el patrón corresponde probablemente a un error topológico o paramétrico que a datos erróneos aislados de mediciones [4].

2.5 Observabilidad y Pseudomediciones

El sistema es numéricamente observable si:

$$\text{rank}(\mathbf{H}) = 2n - 1 \quad (16)$$

Lo que equivale a decir que $\mathbf{G}$ es invertible. Cuando partes de la red carecen de telemetría suficiente, se añaden pseudomediciones que son predicciones basadas en modelos, balances de potencia o ecuaciones de restricción con varianzas calibradas σ_{pseudo}^2 de modo que la ponderación en $\mathbf{R}^{-1}$ refleje su confiabilidad relativa.

Un caso particular relevante para la metodología propuesta es la inclusión de mediciones virtuales de inyección cero en nodos sin generación ni carga física (nodos de transferencia) [16]. Estas pseudomediciones se formulan como:

$$P_T^{virt} = 0, \quad Q_T^{virt} = 0 \quad (17)$$

Puesto que incluir una varianza asignada extremadamente pequeña ($\sigma_{virt}^2 \approx 10^{-6}$ [p.u.]²), trae

consigo problemas de convergencia, se requiere utilizar restricciones de igualdad [3], [4] que garantizan el balance nodal en la zona de influencia.

2.6 Restricciones del Modelo CIM en el EMS

El estándar IEC 61970-301 [12] define la estructura de clases que organiza los equipos del sistema de potencia en contenedores jerárquicos. Las reglas relevantes para el presente trabajo son:

1. Todo equipo físico pertenece a una Substation, entendida como contenedor bidimensional donde se representan barras, disyuntores, seccionadores, transformadores y equipos de compensación.
2. Las clases «*ACLineSegment*» (línea de transmisión) son las únicas que pueden vincular dos subestaciones distintas, reflejando el hecho de que una línea interconecta dos nodos físicos de la red [13], [14].
3. Los «*SeriesCompensator*» son elementos de dos terminales cuyos parámetros R y X son configurables y no están obligados a pertenecer a dos subestaciones distintas; pueden modelarse íntegramente dentro de una misma subestación [13].
4. Las mediciones SCADA se integran al modelo como «*Analog*» tipo «*ProcessValue*» asociadas a un equipo y los estados de interruptores se modelan como «*Discrete*» asociados a «*Switch*».
5. Los seccionadores de tierra «*GroundDisconnector*» no se incluyen en la modelación eléctrica, por tanto, no intervienen en los cálculos de flujos de potencia.

Estas reglas, si bien preservan la interoperabilidad entre plataformas EMS y sustenta la conversión del modelo detallado de subestación a la representación barra-rama que consumen las aplicaciones de red mediante el procesamiento de topología [15], excluyen por construcción la representación nativa de derivaciones en T sin seccionamiento, ya que ningún nodo físico intermedio pertenece a una subestación con equipamiento asociado. Esta limitación motiva la estrategia desarrollada en la Sección 4.

3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

3.1 Características de las Derivaciones en T sin Seccionamiento

La configuración en T aparece cuando una tercera rama eléctrica se conecta a un punto intermedio de una línea de transmisión existente sin la instalación previa de una subestación de seccionamiento en dicho punto. Físicamente, en el nodo de derivación confluyen tres tramos conductores; no obstante, no existen interruptores, transformadores de medida ni barras colectoras, lo que impide su representación como una subestación CIM convencional.

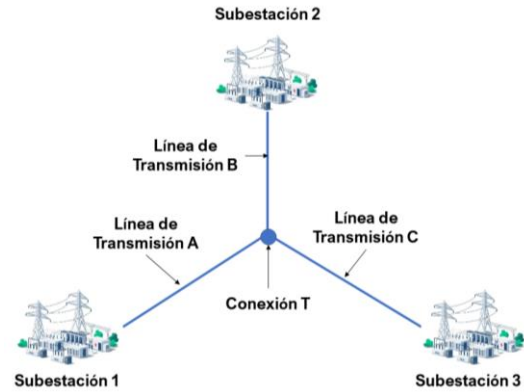


Figura 2: Configuración T en Líneas de Transmisión

Esta topología surge habitualmente por tres razones operativas:

1. Integración de emergencia de centrales de generación temporal para suplir déficits de potencia.
2. Restricciones de infraestructura o de espacio físico en las subestaciones aledañas.
3. Costo de oportunidad frente a la construcción de una subestación de seccionamiento completa, cuando la duración prevista de la interconexión es corta.

3.2 Impacto sobre el Estimador de Estado

Considérese la modelación simplificada en la cual la derivación en T se representa como una conexión directa desde la subestación de la central (C) a una barra existente, omitiendo el tramo de línea remanente entre el punto T y la otra subestación (B). En dicho escenario, las ecuaciones de flujo (3) y (4) aplicadas al modelo no reproducen las dos ramas físicas reales, sino solo una, mientras que las mediciones SCADA de bahía en A, B y C sí reflejan el comportamiento real de tres ramas distintas.

El efecto sobre el SE es una inconsistencia estructural: el vector residual $\hat{r}$ en (13) contiene componentes sistemáticos no atribuibles al ruido gaussiano, lo que eleva $J(\hat{x})$ más allá del umbral χ^2 en (12) y produce múltiples residuales normalizados $r_i^N > 3$ en toda la zona de influencia eléctrica. Este patrón es un diagnóstico característico de un error topológico, no de mediciones erróneas puntuales.

3.3 Limitaciones del Enfoque Geométrico

Una opción intuitiva es modelar los tres tramos de la conexión T como tres ramas distintas usando parámetros geométricos $Z_k = z_k \cdot l_k$ (con $k = AT, TB, TC$) y un nodo de transferencia T con mediciones virtuales de inyección cero (17). Sin embargo, esta aproximación directa falla en la práctica porque los parámetros geométricos ignoran efectos sistemáticos presentes en la medición real:

- Acoplamientos mutuos entre circuitos paralelos no explícitos en el modelo.
- Asimetrías de fases no modeladas bajo el supuesto de transposición ideal.
- Incertidumbres en la longitud real de los tramos, en las características del conductor y en el terreno circundante [18], [19].

La consecuencia es una distribución de flujos estimados $\hat{P}_{ij}$ sistemáticamente distinta de la medida P_{ij}^{SCADA} , lo cual se manifiesta en residuales $\hat{r}_i$ no aleatorios y en una matriz de ganancia $\mathbf{G}$ mal condicionada en la zona afectada.

Una ilustración didáctica del fenómeno se obtiene suponiendo z_{AT} , z_{TB} , z_{TC} conocidos y preguntándose qué valor de z_{TC} es compatible con la distribución de flujos medidos. Tomando las reactancias x_{TC} y x_{TB} y aplicando la aproximación DC:

$$\frac{P_{TC}}{P_{TB}} = \frac{x_{TB}}{x_{TC}} \quad (18)$$

Si las mediciones reportan, por ejemplo, $P_{TC}/P_{TB} = 1,5$ mientras que los parámetros geométricos imponen $x_{TB}/x_{TC} = 1$, el WLS debe conciliar dos términos incompatibles. La única salida numérica es obtener residuales grandes, que es precisamente la patología observada en la práctica.

4. METODOLOGÍA PROPUESTA

4.1 Esquema Topológico: Barra Ficticia + Compensador Serie

Se propone la siguiente construcción topológica dentro del modelo CIM del EMS:

- Se crea una barra ficticia con identificador T dentro de la subestación A (la más cercana geográficamente al punto físico de derivación), al nivel de voltaje correspondiente (138 kV en el caso de estudio). Esta barra se modela como «BusbarSection» con «ConnectivityNode» propio y «ProcessValue» asociado al voltaje.
- Se inserta un compensador serie «SeriesCompensator» en la terminología CIM entre la bahía de la línea en A y la barra ficticia T . Este elemento representa el tramo de línea corto AT , que por ubicarse dentro del contenedor de la subestación no puede ser modelado como «ACLineSegment».
- Los dos tramos restantes de T , es decir, TB (hacia la otra subestación del corredor) y TC (hacia la subestación de la central emergente), se modelan como «ACLineSegment» estándar, ya que cumplen la regla de interconectar dos subestaciones distintas.

- Las mediciones SCADA de potencia activa y reactiva de las bahías en A, B y C se asocian como «ProcessValue» al extremo correspondiente del elemento más cercano a cada bahía.
- Se imponen pseudomediciones de inyección nula en T según [17], con varianza pequeña para reflejar el balance exacto de Kirchhoff.

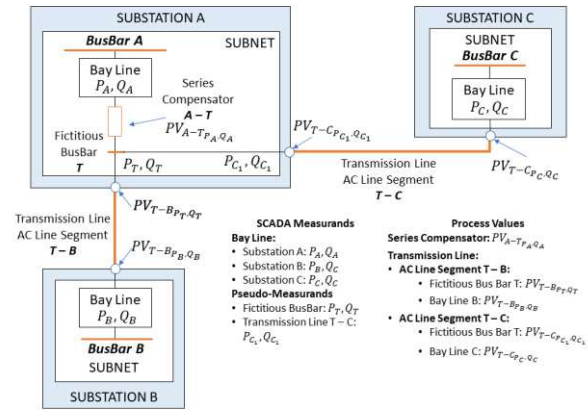


Figura 3: Modelo Topológico Propuesto

4.2 Formulación Analítica de la Impedancia Equivalente

Dado que el punto T no posee instrumentación directa, el modelo CIM no puede asignar a priori un valor físico de impedancia al compensador serie que garantice residuales pequeños. Se formula por tanto la siguiente pregunta: ¿Qué valor Z_{eq}^{opt} del compensador serie produce, en el punto de operación actual, flujos estimados que coincidan con las mediciones SCADA de la zona de influencia?

Partiendo de la relación constitutiva del compensador serie entre los fasores de voltaje en la bahía A (V_A) y en la barra ficticia (V_T):

$$I_{AT} = \frac{V_A - V_T}{Z_{eq}} \quad (19)$$

La potencia aparente medida en la bahía A es:

$$S_A^{med} = V_A \cdot I_{AT} = V_A \left(\frac{V_A - V_T}{Z_{eq}} \right) \quad (20)$$

Resolviendo para Z_{eq} , tomando el conjugado de ambos lados y reordenando:

$$Z_{eq} = \frac{V_A(V_A - V_T)}{(S_A^{med})^*} \quad (21)$$

$$Z_{eq}^{opt} = \frac{V_A - V_T}{(S_A^{med}/V_A)^*} \quad (22)$$

La expresión (22) define el valor óptimo de la impedancia del compensador serie en función exclusiva de cantidades observables en la bahía A y del fasor estimado de voltaje en la barra ficticia T .

4.3 Estimación de V_T

Como T carece de medición directa, su fasor de voltaje debe estimarse a partir de los fasores conocidos en las subestaciones adyacentes mediante una primera ejecución del SE con parámetros geométricos. Aunque esta primera ejecución es imprecisa en términos absolutos (residuales grandes), proporciona un estimado de V_T suficientemente cercano al verdadero para servir como valor inicial en (22). Este proceso se refina iterativamente en el Algoritmo 1 presentado más adelante en la sección 4.5.

4.4 Verificación rápida DC

Como filtro preliminar para obtener un criterio coherente, se utiliza la aproximación DC de flujo de potencia activa. Despreciando resistencias ($R \approx 0$), asumiendo voltajes nominales ($V \approx 1,0$ p.u.) y linealizando para pequeñas diferencias angulares:

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (23)$$

La ecuación (23) aplicada a los tres tramos de la conexión T, permite estimar rápidamente las reactancias relativas que son compatibles con una distribución de potencia activa dada. Esta verificación es útil como una primera aproximación real que permite acotar los valores que se esperan conseguir al aplicar la formulación AC completa en (22).

4.5 Algoritmo de Estimación Inversa de Parámetros

El Algoritmo 1 detalla el procedimiento iterativo propuesto.

Algoritmo 1: Estimación Inversa de Impedancia del Compensador Serie

- **Entradas:** modelo CIM inicial (topología con barra ficticia T y compensador serie en AT) con; $Z_{eq}^{(0)} = z \cdot l_{AT}$, donde z es la impedancia serie por unidad de longitud del conductor del tramo (Ω/km), conforme a (5) y l_{AT} la longitud física del tramo AT en (km); mediciones SCADA $\{V_A, V_B, V_C, S_A^{med}, S_B^{med}, S_C^{med}\}$; tolerancia ε ; número máximo de iteraciones k_{max} .

El producto $z \cdot l_{AT}$ constituye la estimación geométrica inicial de la impedancia, obtenible en la práctica con precisión razonable a partir de la longitud, el tipo de conductor y la geometría de la línea; su calidad acelera la convergencia del procedimiento, mientras que la estimación inversa la refina hasta la consistencia con las mediciones.

Nótese que el escalar z se distingue del vector de mediciones $\mathbf{z}$ (en negrita) definido en (6) y de la impedancia total de rama z_{ij} definida en la Sección 2.1.

- **Salida:** Z_{eq}^{opt} tal que los residuales normalizados en la zona de influencia satisfacen $r_i^N < 3$.

Detalle de Pasos del Algoritmo 1:

1. Inicializar $k \leftarrow 0$ y $Z_{eq}^{(0)} \leftarrow z \cdot l_{AT}$
2. Ejecutar SE completo sobre el modelo con $Z_{eq}^{(k)}$; obtener $\mathbf{x}^{(k)}$ y por tanto $V_T^{(k)}$.
3. Calcular $Z_{eq}^{(k+1)}$ aplicando (22) con $V_T^{(k)}$ y S_A^{med} .
4. Si $\|Z_{eq}^{(k+1)} - Z_{eq}^{(k)}\| < \varepsilon$ o $k \geq k_{max}$, detener y devolver $Z_{eq}^{opt} \leftarrow Z_{eq}^{(k+1)}$. En caso contrario, $k \leftarrow k + 1$ y volver al paso 2.

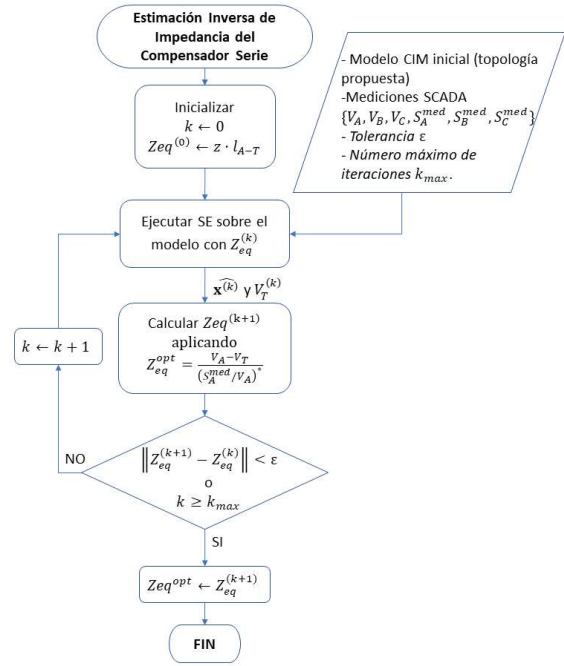


Figura 4: Diagrama de Flujo del Algoritmo 1

4.6 Análisis de Convergencia y Sensibilidad

La convergencia del Algoritmo 1 se respalda en dos argumentos. Primero, cuando $Z_{eq}^{(k)}$ se aproxima al valor físico consistente, el fasor $V_T^{(k)}$ estimado por el SE también se aproxima a su valor verdadero, lo que hace que la actualización (22) sea un mapeo contractivo en una vecindad del punto fijo. Segundo, la reducción iterativa de los residuales sistemáticos mejora el condicionamiento de la matriz de ganancia $\mathbf{G}$ en (9), estabilizando el cálculo $\mathbf{G}^{-1}$.

El análisis de sensibilidad se formaliza mediante la derivada del residual normalizado respecto a la impedancia:

$$\frac{\partial r_i^N}{\partial Z_{eq}} = \frac{1}{\sqrt{\Omega i i}} \cdot \frac{\partial h_i(\mathbf{x})}{\partial Z_{eq}} \quad (24)$$

La expresión (24) muestra que los residuales normalizados asociados a las mediciones de la zona de influencia son, aproximadamente, funciones monótonas

decrecientes de la desviación de Z_{eq} respecto a Z_{eq}^{opt} , lo que establece que el procedimiento es direccionalmente estable y garantiza su convergencia, siempre y cuando los valores que alimentan al algoritmo sean correctos.

4.7 Tratamiento de Mediciones en la Barra Ficticia

Aunque T no dispone de mediciones SCADA, los «ProcessValue» del «SeriesCompensator» heredan, por su adyacencia, las mediciones de la bahía A. De manera equivalente, los «ACLineSegment» TB y TC obtienen sus «ProcessValue» desde las bahías B y C respectivamente. Así, la observabilidad se preserva sin necesidad de instrumentar físicamente el punto T.

5. CASO DE ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN

5.1 Descripción del Sistema

El caso de estudio corresponde a la integración de una central emergente al corredor de transmisión entre dos subestaciones del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, operado por CENACE. Por motivos de confidencialidad de la información, las subestaciones y la línea de transmisión involucradas se designan con nombres genéricos como Subestación A, Subestación B, Subestación C y la línea de transmisión principal como $L - AB$. Todos los elementos están conectados al nivel de voltaje de 138 kV.

La topología operativa involucra la derivación en T sobre la línea $L - AB$, con las siguientes características:

- Tramo AT : corto (aproximadamente centenas de metros, modelado como compensador serie dentro del contenedor de la Subestación A)
- Tramo TB : completa la línea preexistente hacia la Subestación B
- Tramo TC : enlaza el punto de derivación con la Subestación C de la central emergente

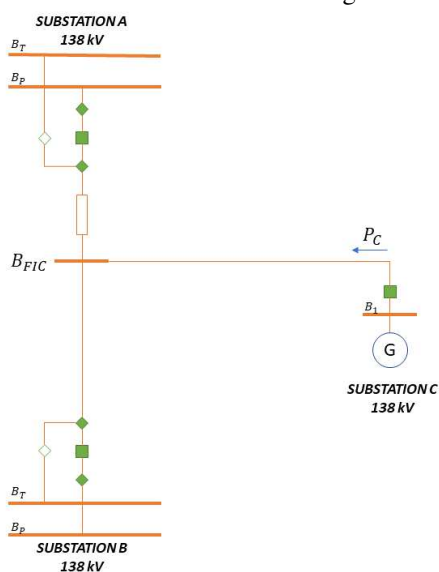


Figura 5: Diagrama Unifilar del Caso de Estudio

5.2 Infraestructura de Medición

Las mediciones SCADA disponibles en la zona de influencia comprenden a:

- Magnitud de voltaje en las barras principales de A, B y C.
- Potencia activa y reactiva en las bahías de salida hacia el corredor en A, B y C.
- Estados de interruptores y seccionadores en las tres subestaciones.

El punto T no dispone de medición directa. Las pseudomediciones de inyección cero (17) se incluyen como restricciones de igualdad para forzar el balance nodal como una restricción rígida.

5.3 Parámetros Iniciales

Los parámetros geométricos iniciales se obtuvieron de las características del conductor (tipo, sección transversal y disposición geométrica) y de las longitudes reportadas. Estos valores son denotados Z_{geom} y constituyen la iteración $k = 0$ del Algoritmo 1.

5.4 Entorno de Implementación

La implementación se realizó, en primera instancia, en el entorno de desarrollo denominado como *Program Development System PDS* y posteriormente en el entorno de producción del EMS. El PDS es una réplica funcional del sistema de producción que permite realizar modificaciones del modelo de red eléctrica y ejecución de las funciones de aplicación sin comprometer la operación en tiempo real. Adicionalmente, también se realizaron pruebas de funcionamiento en el OTS. Las funciones evaluadas en el PDS y OTS son:

- **SE**: Estimador de Estado con algoritmo WLS (Gauss–Newton).
- **DPF**: Flujo de Potencia del Operador (Newton–Raphson AC).
- **CA**: Análisis de Contingencias N-1 basado en el caso base del SE.
- **OTS**: Simulador de Entrenamiento del Operador con algoritmo de Newton–Raphson y respuesta de frecuencia.

Tras la aplicación del Algoritmo 1 y la obtención de Z_{eq}^{opt} , el modelo actualizado se evaluó en tres escenarios operativos distintos correspondientes a los perfiles horarios típicos de demanda del sistema: demanda baja (08:00), demanda media (15:00) y demanda punta (19:00).

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 Reducción de Residuales de Flujo de Potencia Activa y Reactiva

Las Tablas 1, 2 y 3 presentan la comparación de los flujos de potencia activa medidos con SCADA y estimados previamente con Z_{geom} y luego con Z_{eq}^{opt} para los tres escenarios operativos.

Tabla 1: Caso 1: Evaluación del Error de Estimación de Flujo Activo (MW) – Demanda Baja (08:00)

Tramo / Punto	SCADA (MW)	$\hat{P}$ con Z_{geom} (MW)	Error previo (%)	$\hat{P}$ con Z_{eq}^{opt} (MW)	Error post (%)
Inyección Central	15,0	13,2	12,0	15,0	0,0
Flujo a S/E A	-35,3	-40,9	15,86	-35,1	0,5
Flujo a S/E B	50,0	40,9	18,2	49,6	0,8

Tabla 2: Caso 2: Evaluación del Error de Estimación de Flujo Activo (MW) – Demanda Media (15:00)

Tramo / Punto	SCADA (MW)	$\hat{P}$ con Z_{geom} (MW)	Error previo (%)	$\hat{P}$ con Z_{eq}^{opt} (MW)	Error post (%)
Inyección Central	85,6	75,6	11,7	83,7	2,2
Flujo a S/E A	-11,1	-68,2	>100*	-10,6	4,5
Flujo a S/E B	96,6	68,1	29,6	94,3	2,5

* Se reporta como >100 por convención de presentación, dado que valores superiores pierden significado comparativo

Tabla 3: Caso 3: Evaluación del Error de Estimación de Flujo Activo (MW) – Demanda Punta (19:00)

Tramo / Punto	SCADA (MW)	$\hat{P}$ con Z_{geom} (MW)	Error previo (%)	$\hat{P}$ con Z_{eq}^{opt} (MW)	Error post (%)
Inyección Central	83,8	72,1	14,0	81,5	2,3
Flujo a S/E A	-13,2	-80,8	>100*	-12,1	2,22
Flujo a S/E B	97,4	80,8	17,0	93,5	4,0

* Se reporta como >100 por convención de presentación, dado que valores superiores pierden significado comparativo

La observación clave es que el error del flujo de potencia hacia la Subestación A supera el 100 % en los escenarios de demanda media y punta, y pasa a valores inferiores al 5 % tras el ajuste. Mientras que, los demás flujos presentan reducciones consistentes (véase Fig. 6).

El mismo procesamiento se realizó para el flujo de potencia reactivo medido y estimado antes y después de la aplicación de la metodología para los mismos escenarios de demanda. Se observaron errores grandes en la condición inicial y una reducción considerable en el

porcentaje de errores al utilizar Z_{eq}^{opt} y, de igual forma, los valores obtenidos fueron inferiores al 5 % tras el ajuste como se aprecia en Fig. 7, que por razones de espacio se presenta más adelante.

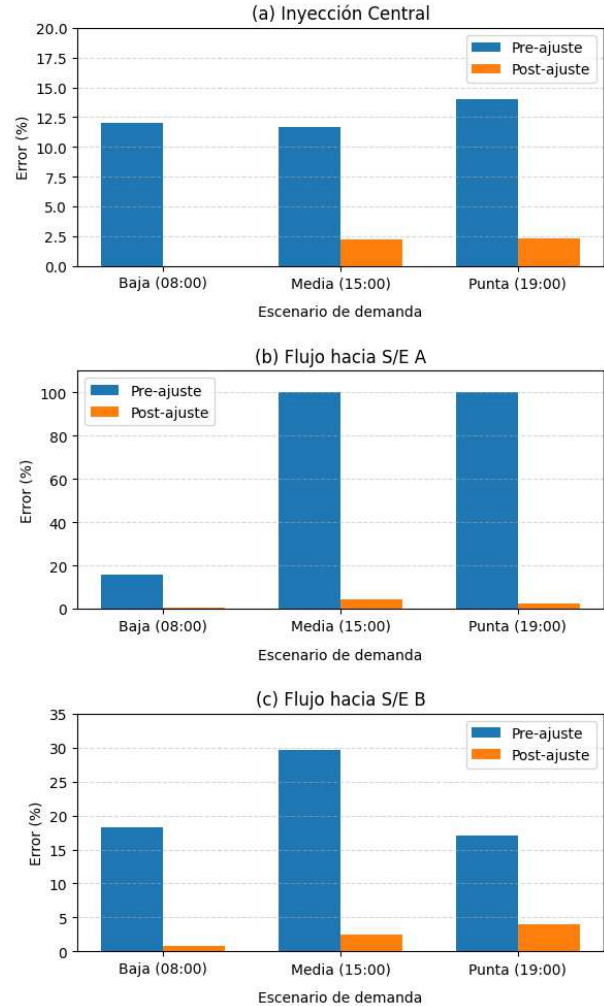


Figura 6: Comparación de Errores Porcentuales P antes/después del Ajuste para las Tres Demandas (baja, media, punta)

6.2 Residuales Normalizados y Test χ^2

Previo a la aplicación del método, los residuales normalizados en la zona de influencia satisfacían sistemáticamente $r_i^N > 3,0$ en múltiples mediciones adyacentes, patrón característico de inconsistencia topológica más que de datos erróneos aislados [4]. Tras el ajuste de Z_{eq}^{opt} , los residuales normalizados se estabilizaron en $r_i^N \approx 0,5$ (valores estadísticamente compatibles con ruido gaussiano), y la función objetivo $J(\hat{x})$ cumple el test χ^2 en (12) para $\alpha = 0,01$.

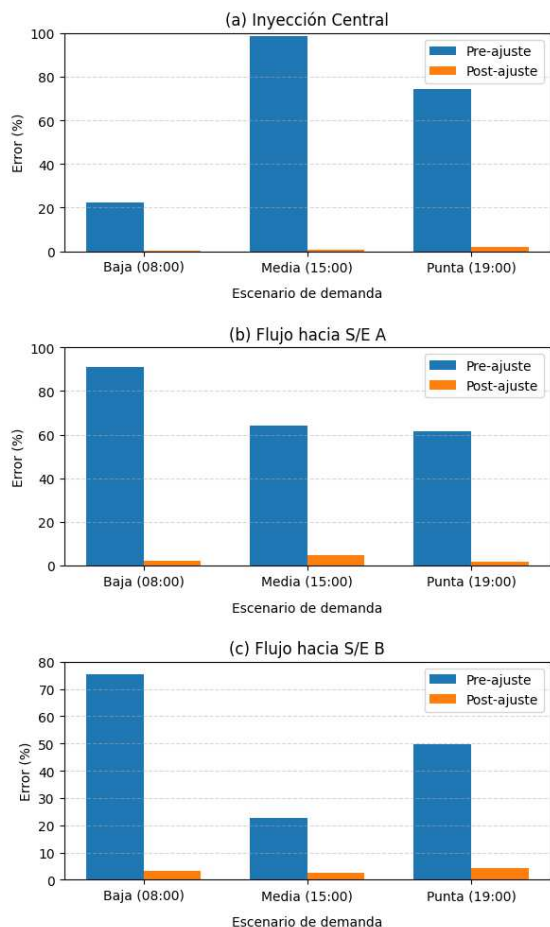


Figura 7: Comparación de Errores Porcentuales Q antes/después del Ajuste para las Tres Demandas (baja, media, punta)

6.3 Impacto sobre el Análisis de Contingencias

Antes del ajuste, la aplicación CA reportaba sobrecargas de potencias aparentes y violaciones de voltaje en contingencias N-1 que involucraban elementos adyacentes al corredor A-B. Estas alarmas eran *falsas contingencias*, consecuencia de un caso base inconsistente con la realidad física de la red. Tras la convergencia del SE a un caso base coherente, las falsas contingencias desaparecieron.

6.4 Restauración del OTS en Zona de Influencia

El OTS utiliza un flujo de potencia con respuesta de frecuencia para simular maniobras del Operador del Sistema Eléctrico (OS). En ejecuciones previas con la configuración original y con parámetros geométricos, las simulaciones de apertura o cierre de interruptores en la zona afectada provocaban divergencia del flujo de potencia en la zona. Con el modelo corregido, el OTS retornó a convergencia estable en todas las maniobras realizadas.

7. DISCUSIÓN

La formulación analítica (22) difiere del enfoque dominante en la literatura, que incluye los parámetros en el vector de estado ampliado y los resuelve por

optimización conjunta [8], [18]. La diferencia es metodológica: la inclusión de las impedancias en el vector de estado requiere un modelo eléctrico consecuente con la realidad para que el problema ampliado sea observable, mientras se consigue lo anterior, el método propuesto explota el hecho de que, en una configuración en T, las tres mediciones de bahía adyacentes son suficientes para determinar analíticamente la impedancia equivalente local. Esto hace al método computacionalmente más ligero y, sobre todo, directamente implementable en la arquitectura CIM del EMS sin requerir modificaciones al código del SE.

Respecto a los trabajos que utilizan PMU [19], [20], el método aquí propuesto opera con mediciones SCADA convencionales, lo cual es relevante donde la cobertura de PMUs es parcial. No obstante, la extensión del método a un contexto con PMU, donde las mediciones de voltaje y corriente son fasoriales directamente observables, permitiría eliminar la dependencia de la estimación intermedia de V_T y obtener Z_{eq}^{opt} en un solo paso.

En el contexto ecuatoriano, los trabajos previos [2], [16] han abordado la estimación de estado y de parámetros desde perspectivas genéricas. La presente contribución se diferencia por enfocarse específicamente en una topología no convencional concreta y para producir un procedimiento estandarizable para su inclusión en el EMS operacional.

7.1 Escalabilidad y Responsabilidad

La metodología es replicable en tres dimensiones:

1. Entre instancias topológicas similares. Cualquier futura conexión en T sin seccionamiento dentro del sistema puede tratarse con la misma combinación barra ficticia + compensador serie + Algoritmo 1, siempre que se disponga de mediciones SCADA en las tres subestaciones adyacentes.
2. Entre plataformas EMS. Dado que el método utiliza únicamente elementos estándar CIM «BusbarSection», «SeriesCompensator», «ACLineSegment» y sus «ProcessValue» asociados, es portable a cualquier EMS compatible con IEC 61970 [11]–[12].
3. Entre niveles de voltaje. Aunque el caso de estudio es a 138 kV, el esquema topológico no depende del nivel de voltaje; la adaptación a 69 kV o 230 kV requiere únicamente recalcular los parámetros base p.u. correspondientes.

7.2 Limitaciones

El método tiene las siguientes limitaciones documentadas:

1. **Sensibilidad a calidad SCADA:** El método hereda las incertidumbres de las mediciones SCADA de frontera. Ruido elevado o presencia de

datos erróneos no identificados en estas tres bahías se propaga directamente al Z_{eq}^{opt} .

2. **Topología fija:** El algoritmo asume que la configuración en T permanece fija durante su ejecución y es aplicable para duraciones en el orden semanas, meses o años. Si las configuraciones T serán temporales en el orden de horas o días, se debe analizar si es conveniente aplicar esta metodología. En todo caso, la prioridad viene dada por el grado de influencia operativa que causa una conexión en T.

8. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Ante la necesidad operativa de integrar topologías emergentes no convencionales al sistema eléctrico, se desarrolló y validó una metodología de modelación para líneas de transmisión en configuración T sin seccionamiento dentro de las restricciones bidimensionales del modelo CIM utilizado por los EMS de tiempo real. De la implementación de esta solución se derivan las siguientes conclusiones:

- Coherencia topológica CIM-compatible. La combinación de una barra ficticia en el nodo de transferencia y un compensador serie para el tramo corto permite eludir la restricción estándar que exige que las líneas conecten dos subestaciones distintas, preservando la integridad del modelo unifilar y manteniendo la trazabilidad CIM del elemento.
- Sintonización analítica cerrada. Se demostró que la asignación de parámetros puramente geométricos ($Z = z \cdot l$) induce inconsistencia sistemática entre flujos estimados y medidos, mal condicionamiento de la matriz de ganancia y residuales normalizados fuera del umbral 3σ . La formulación analítica de Z_{eq}^{opt} en (22), soportada en las mediciones SCADA de frontera, reduce los residuales de flujo de potencia activa y reactiva de valores de entre 12% y más del 100% a valores inferiores al 5 %, y los residuales normalizados de $r_i^N > 3,0$ a $r_i^N \approx 0,5$.
- Restauración de la confiabilidad operativa. La precisión recobrada por el SE es propagada aguas abajo: el DPF entrega flujos consistentes con la realidad para la realización de análisis eléctricos, el CA elimina falsas contingencias N-1 en el corredor afectado y el OTS recupera la convergencia numérica para maniobras de entrenamiento en la zona de influencia.
- Estandarización y escalabilidad. Al utilizar exclusivamente elementos CIM estándar, la metodología es directamente escalable a futuras integraciones de generación emergente u otras infraestructuras temporales que requieran conexiones en T en la red de transmisión y es portable entre plataformas EMS de distintos fabricantes.

Como temas de trabajo futuro se identifican tres líneas de extensión del análisis:

1. Desarrollo de una aplicación para el cálculo de Z_{eq}^{opt} , incorporando un algoritmo recursivo de mínimos cuadrados que reajuste la impedancia equivalente en las variaciones significativas del punto de operación, evitando la necesidad de ejecuciones manuales.
2. Fusión con mediciones sincrofasoriales. Cuando el operador disponga de PMU en las bahías correspondientes, formular un procedimiento de cálculo que opere directamente sobre fasores V e I , eliminando la estimación intermedia de V_T .
3. Detección automática de topologías no convencionales. Desarrollar un preprocesador de topología que identifique automáticamente patrones de residuales normalizados característicos de conexiones en T que sea transparente para el operador.

9. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) del Ecuador por el soporte institucional y el acceso brindado 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.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2018.
- [2] 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.
- [3] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Boston, MA: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [4] A. Abur and A. Gómez-Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. New York, NY: Marcel Dekker, 2004.



- [5] Hitachi Energy, "Function Description Network Modeling," 1KSE000910 2018.
- [6] 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.
- [7] M. Mofidnakhaei et al., "Three-phase State Estimation in Transmission Networks with Unbalanced Loading Utilising SCADA Measurements," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 18, no. 11, pp. 2198–2213, 2024, doi: 10.1049/gtd2.13187.
- [8] J. Zhu and A. Abur, "Improvements in Network Parameter Error Identification via Synchronized Phasors," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 44–50, Feb. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030274.
- [9] Y. Lin and A. Abur, "Strategic Use of Synchronized Phasor Measurements to Improve Network Parameter Error Detection," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5281–5290, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2686095.
- [10] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, *IEEE Std C37.113-2015* (Revision of IEEE Std C37.113-1999), 2016, doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7502047.
- [11] R. Santodomingo et al., "IEC 61970 for Energy Management System Integration," in *Smart Grid Handbook*. Hoboken, NJ: Wiley, 2016, doi: 10.1002/9781118755471.sgd094.
- [12] Energy Management System Application Program Interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base, *IEC 61970-301:2016*, International Electrotechnical Commission.
- [13] EMS-API – Part 452: CIM Static Transmission Network Model Profiles, *IEC 61970-452:2021*, International Electrotechnical Commission.
- [14] M. Uslar, M. Specht, S. Rohjans, J. Trefke, and J. M. González, *The Common Information Model CIM: IEC 61968/61970 and 62325 – A Practical Introduction to the CIM*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012.
- [15] E. Lambert, A. deVos, and K. Kalsi, "Methods of Converting CIM Power System Models into Bus-Branch Formats Utilizing Topology Processing Algorithms," in *Proc. IEEE PES General Meeting*, Vancouver, BC, Canada, 2013, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672142.
- [16] G. P. Rivera Gárate, "Estimación de Estado Generalizada (GSE) con Aplicación al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador," M.Sc. thesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2015.
- [17] G. Rivera, "Análisis Comparativo de las Funciones de Estimación de Estado de los Sistemas SPIDER y Network Manager de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía," *Revista Técnica "energía"*, no. 2, 2005.
- [18] F. A. Olarte, C. E. Borda, and H. Díaz, "Identificación de Parámetros de Líneas de Transmisión Usando Estimación de Estado," *Ingeniería e Investigación*, vol. 30, no. 1, pp. 56–63, 2010.
- [19] D. Ritzmann, P. S. Wright, W. Holderbaum, and B. Potter, "A Method for Accurate Transmission Line Impedance Parameter Estimation," *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 65, no. 10, pp. 2204–2213, Oct. 2016, doi: 10.1109/TIM.2016.2556920.
- [20] M. Asprou, E. Kyriakides, and M. M. Albu, "Application of WAMS and SCADA Data to Online Modeling of Series-Compensated Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4553–4561, Nov. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2522443.
- [21] M. L. Farinango Cisneros, "Estimación Paramétrica de Sistemas Eléctricos de Potencia para Modelos de Tiempo Real y Fuera de Línea," M.Sc. thesis, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2015.
- [22] M. L. Farinango Cisneros, S. Grijalva, and J. Játiva, "Identificación de parámetros erróneos en sistemas eléctricos de potencia y corrección en base a mediciones sincrofatorias," *Rev. Téc. "energía"*, vol. 13, no. 1, pp. 158–168, Jan. 2017, doi: 10.37116/revistaenergia.v13.n1.2017.18.
- [23] S. S. Damhare, S. A. Soman, and M. C. Chandorkar, "A Three-Terminal Line Protection Scheme Immune to Power Swing," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 30, no. 3, pp. 1423–1431, Jun. 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2386703.
- [24] S. V. Unde, P. D. Dhopte, P. N. Gawande, and S. S. Damhare, "A New Protection Scheme for Three-Terminal Mutually Coupled Transmission Line," in *Proc. IEEE Int. Conf. Power, Instrum., Control and Computing (PICC)*, 2018.
- [25] P. D. Dhopte and S. S. Damhare, "Three-Terminal Transmission Line Protection by Considering Effect of Infeed Current," *J. Inst. Eng. India Ser. B*, vol. 103, no. 6, pp. 2165–2175, Dec. 2022, doi: 10.1007/s40031-022-00795-7.
- [26] H. Shishtawi, L. Grella, M. Jaggassar, F. Magnago, and N. Al-Hariri, "Implementation of the Active Network Management Scheme for the Active Response to Distribution Network Constraints Project," in *Proc. CIRED 2021 – 26th Int. Conf. Exhib. Electricity Distribution, Online Conference*, 2021, pp. 1644–1648, doi: 10.1049/icp.2021.1642.

- [27] H.-Y. Ryu and Y.-S. Oh, "CIM Profiles with Extensions for Online Load Flow Application Within EMS of MVDC Distribution Networks," IEEE Access, vol. 14, pp. 25890–25905, 2026, doi: 10.1109/ACCESS.2026.3665198.



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.



Anthony J. Pancho Chavarrea.- Ingeniero Eléctrico por la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito, Ecuador. 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, análisis de contingencias, despacho económico y modelación eléctrica en entornos 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, la Modelación de Sistemas Eléctricos y Energías Renovables.