



TÍTULO / AUTOR

ISSUE 1

<i>Modelación Dual de Subestaciones Frontera con Esquemas de Seccionamiento No Convencionales en EMS Mediante Análisis de Residuales Normalizados del Estimador de Estado / Dual-Scheme Modeling of Border Substations with Non-Conventional Sectionalizing Topologies in EMS via Normalized Residual Analysis of the State Estimator</i>	
G.P. Rivera, M. A. Jinez, M.L. Farinango	1
<i>Modelación de Derivaciones en T sin Seccionamiento en EMS mediante Estimación Inversa de Parámetros y Compensadores Serie / Modeling of Non-Sectionalized T-Tapped Transmission Lines in EMS through Inverse Parameter Estimation and Series Compensators</i>	
G.P. Rivera, M.L. Farinango, A. J. Pancho.....	14
<i>Evaluación de Índices de Análisis de Contingencias en Tiempo Real (EMS) y Fuera de Línea para la Seguridad Estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador / Evaluation of Real-Time (EMS) and Off-Line Contingency Analysis Indexes for Static Security Assessment of the Ecuadorian Interconnected Power System</i>	
G.P. Rivera, M.L. Farinango, J. O. Castellano, O.F. De Lima	27
<i>Marco Integrado de Continuidad Operativa y Gestión de Riesgos para Sistemas EMS de Misión Crítica en Transición Tecnológica / Integrated Framework for Operational Continuity and Risk Management of Mission-Critical EMS Systems in Technological Transition</i>	
M.L. Farinango, G.P. Rivera. Andino, F.A. de Lima.....	38
<i>Metodología Basada en ATPDraw para la Preconfiguración y Validación Experimental de Ensayos de Impulso tipo Rayo en Transformadores de Potencia/ ATPDraw-Based Methodology for the Pre-Configuration and Experimental Validation of Lightning Impulse Tests in Power Transformers.</i>	
J.H. Calle, W. Guamán, M.F. Velasco, E.J. Cajas	55
<i>Metodología para la Validación Metrológica de Señales SCADA/EMS Mediante Comparación con Mediciones Comerciales de Referencia / A Metrological Validation Methodology for SCADA/EMS Signals via Comparison with Reference Revenue Metering Systems</i>	
C.A. Del Hierro, V.I. Espinosa, J.C. Enríquez, D.M. Panchi, A.B. Bravo.....	65
<i>Estrategias de Integración Técnica de Recursos Energéticos Distribuidos mediante Centrales Eléctricas Virtuales y Microrredes Cooperativas / Technical Integration Strategies for Distributed Energy Resources through Virtual Power Plants and Cooperative Microgrids</i>	
J.C. Sarmiento-Vintimilla, W.A. Goercke-Abad, R.A. Romero.....	79
<i>Diseño de un sistema híbrido solar-diésel para la Electrificación de Comunidades Rurales Aisladas del Sistema Nacional Interconectado Ubicadas en la Ciudad de Ambato, sector Quisapincha / Design of a Hybrid Solar-Diesel Energy System for the Electrification of Rural Communities Isolated from the National Interconnected Grid in Quisapincha, Ambato</i>	
J.M. Lascano, P.A. Masache.....	91
<i>Revisión del Aprovechamiento del Gas de Antorcha para la Generación de Energía en Campos Petrolíferos: Tecnologías, Aplicaciones y Desafíos / A Review of Flare Gas Utilization for Power Generation in Oil Fields: Technologies, Applications, and Challenges.</i>	
E. L. Ayala, K. V. Prado.....	102



La Revista Técnica **"energía"** del Operador Nacional de Electricidad CENACE, promueve la investigación y fomenta el intercambio de ideas encaminadas al beneficio y desarrollo del sector eléctrico y energético, profundiza el análisis sobre avances científicos y tecnológicos, asimismo, comparte experiencias de alto nivel vivenciadas en los sectores eléctrico y energético y en las interconexiones internacionales de electricidad.

La Revista Técnica **"energía"**, se encuentra indizada en SciELO Ecuador, DOAJ, Latindex catálogo 2.0, ResearchBid, MIAR, Europub, I2OR, REDIB y "EBSCO Information Services". Esto ha permitido consolidar el prestigio y reconocimiento nacional e internacional alcanzado por la Revista.

Los comentarios, opiniones, resultados y/o análisis expresados en los artículos técnicos publicados en la Revista Técnica **"energía"** son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no reflejan ninguna posición editorial de la revista ni del Operador Nacional de Electricidad, como Entidad Editora.

Los autores conservan los derechos de autor y de publicación, sin restricción alguna. Cada artículo señala expresamente que el copyright pertenece a sus respectivos autores.

AUTORIDADES DEL OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CENACE

Mgs. César Alfredo Aguilar Alvarado. Director Ejecutivo

Mgtr. Evelyn Michelle Nieto Guamán. Subgerente de Planificación y Gestión Estratégica

Mgtr. Aharon Bhawan De La Torre Altamirano. Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo

COMITÉ EDITORIAL

Director Revista Técnica "energía"

Dr. Jaime Cepeda. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador

Editor en Jefe Revista Técnica "energía"

Dr. Diego Echeverría. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador

EDITORES ASOCIADOS

Dr. Ricardo Narváez. Universidad Central del Ecuador. Quito-Ecuador

Dr. William Quitiaquez. Universidad Politécnica Salesiana, UPS. Quito-Ecuador

Dr. Santiago Chamba. Corporación Eléctrica del Ecuador. Quito, Ecuador

Dr. Fabián Pérez. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador

Dra. Patricia Gavela. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador

Dr. Rommel Aguilar. Ministerio de Ambiente y Energía / Corporación Eléctrica del Ecuador. Quito, Ecuador

Dr. Miguel Torres Rodríguez. Escuela Superior Politécnica del Litoral / CNEL EP UN GYE. Guayaquil, Ecuador

MSc. Diego Arias. Investigador Independiente. Quito, Ecuador

Dr. Sebastián Espinoza. Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE, Quito, Ecuador



COMITÉ CIENTÍFICO

Dr. Rolando Marcelo Pringles. Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.

Dr. Maximiliano Martinez. Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.

Gastón Orlando Suvire. Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.

Dr. Mauricio Eduardo Samper. Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.

Dr. Rodolfo Edgar Rosés. Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.

Andrea Patricia Lobato Cordero. Universidade Estadual de Campinas, Brasil

Dr. Pablo Verdugo Rivadeneira. Universidad de Waterloo, Canadá.

Dr. Victor Hugo Hinojosa Mateus. Universidad Técnica Federico Santa María, Chile.

PhD. César Nieto. Universidad Pontificia Bolivariana.

Dr. Iván Andrés Montero Izquierdo. Universidad de Cuenca, Ecuador.

MSc. Edgar Adrian Moreno Díaz. INNOVER S.A.S., Ecuador.

MSc. Alex David Valenzuela Santillán. Electricity Supply Board, Irlanda.

MSc. Ana Francisca Zurita Zaldumbide. CELEC EP – TRANSELECTRIC, Ecuador.

Dr. Patricio Antonio Pesántez Sarmiento. Banco Internacional de Desarrollo (BID) – Energía, Ecuador.

Dr. Sixifo Falcones. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador.

M.Sc. Luis Fernando Toapanta Ramos. Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador.

M.Sc. Carlos Iván Maldonado Dávila. Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador.

Dr. Andrés Gabriel Chico Proaño. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Dr. Christian Antonio Fonseca Amaya. CELEC EP – TRANSELECTRIC, Ecuador.

Dr. Hugo Neptalí Arcos Martínez. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Dr. Paúl Marcelo Pozo Palma. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Dr. Carlos Naranjo Mendoza. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Dr. Johnny Robinson Zambrano Carranza. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

MSc. Carlos Andrés Barrera Singaña. Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador.

PhD. Héctor Luis Laurencio Alfonso. Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador.

Dr. Ricardo David Medina Velecela. Fundación Iluminar Luz y Color para Cuenca.

MSc. Pablo Danilo Arias Reyes. Universidad Católica de Cuenca, Ecuador.

MSc. Juan Carlos Plazarte Achig. Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, Ecuador.

MSc. Luis Manuel Dután Amay. Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, Ecuador.

Dr. Enrique Miguel Tébar Martínez. Universidad de Alicante, España.

Dr. Christian Parra. IDB Invest/ Universidad de Valladolid, España.

Dr. Franklin Lenin Quilumba Gudiño. Oncor Electric Delivery, Estados Unidos.

Dr. Mario Heredia. Universidad de Aveiro, Portugal.

Dr. Jorge Aragundi Rodríguez. Escuela Superior Politécnica del Litoral - ESPOL, Ecuador.

Dr. José Eduardo Córdova García. Escuela Superior Politécnica del Litoral - ESPOL, Ecuador.

MSc. Johnny Rengifo Santana. Escuela Superior Politécnica del Litoral - ESPOL, Ecuador.

EQUIPO TÉCNICO

Administración OJS y Gestión Editorial

Mgtr. Paulina Vásquez. Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Quito, Ecuador

Gestión Técnica

Mgtr. Wilson Brito. Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Quito, Ecuador

Mgtr. Carlos Lozada. Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Quito, Ecuador

Gestión Logística

Mgtr. Michelle Nieto. Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Quito, Ecuador

Editorial Revista Técnica “energía”



La presente edición de la Revista Técnica “energía” reúne nueve contribuciones, las cuales retratan con notable fidelidad el momento que atraviesan los sistemas eléctricos de potencia: la exigencia simultánea de operar la red existente con una precisión cada vez mayor y de preparar su transformación estructural hacia arquitecturas descentralizadas, renovables y resilientes.

Un primer eje temático se concentra en la operación en tiempo real y los sistemas de gestión de energía (EMS). Se propone una modelación dual para subestaciones frontera con seccionamiento no convencional, basada en residuales normalizados del estimador de estado, cuya implementación en el SCADA/EMS de CENACE redujo el error de estimación de estado. Completan este bloque la evaluación de índices de contingencias para la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado y un marco de continuidad operativa y confiabilidad para el SCADA/EMS de CENACE. Estas contribuciones y sus resultados han sido validados en la operación real del sistema eléctrico ecuatoriano.

La calidad de los datos y ensayos constituyen el segundo eje temático de la presente edición. Se validan metrológicamente señales del SCADA/EMS frente a mediciones comerciales de referencia, identificando inversiones de polaridad, errores de escala y señales congeladas; esto nos recuerda que toda función avanzada de un centro de control vale lo que vale su telemetría. Adicionalmente, en esta edición se demuestra que la simulación en ATPDraw permite preconfigurar ensayos de impulso tipo rayo en transformadores de potencia, reduciendo el ensayo y error en el laboratorio de alta tensión.

El tercer eje temático proyecta la transición energética que está viviendo el sistema eléctrico ecuatoriano. En la presente edición, se optimizan la coordinación de microrredes cooperativas bajo el concepto de Central Eléctrica Virtual, reduciendo la dependencia de la generación térmica de respaldo; además, se presenta el diseño de un sistema híbrido solar-diésel para la electrificación rural de Quisapincha; y finalmente, se analiza el aprovechamiento del gas asociado al petróleo para generación eléctrica en las condiciones presentes en la amazonía ecuatoriana.

En esta presente edición, la seguridad y la sostenibilidad del suministro se basan en la suma rigurosa de modelos bien estimados, señales bien medidas, ensayos bien preparados y recursos bien coordinados. Agradecemos a los autores por la calidad de sus manuscritos, a los revisores por su labor exigente y a nuestros lectores por hacer de esta publicación un referente para la ingeniería eléctrica de la región.

Comité Editorial Revista Técnica “energía”

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 sectionalizing 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.

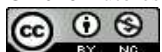
Recibido: 28-04-2026 Aprobado tras revisión: 20-07-2026

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].

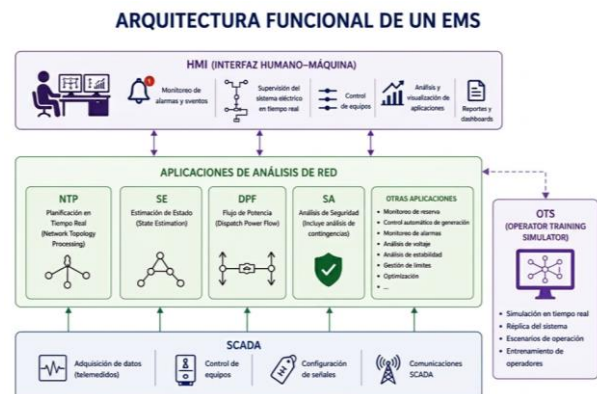


Figura 1: Arquitectura Funcional de un EMS.

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:

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

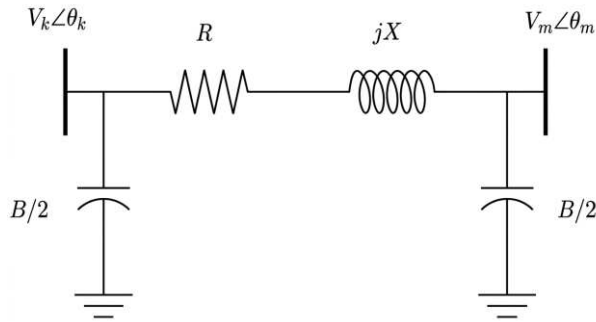


Figura 2: Modelo π de Líneas de Transmisión de Longitud Media.

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.

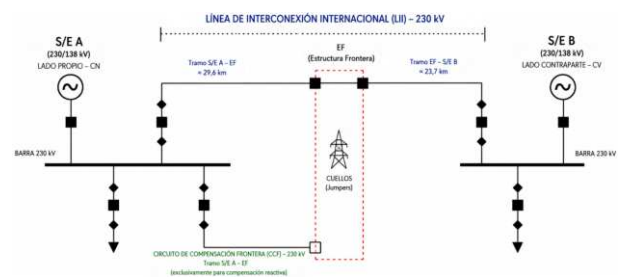


Figura 3: Diagrama Unifilar del Sistema de Estudio.

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.

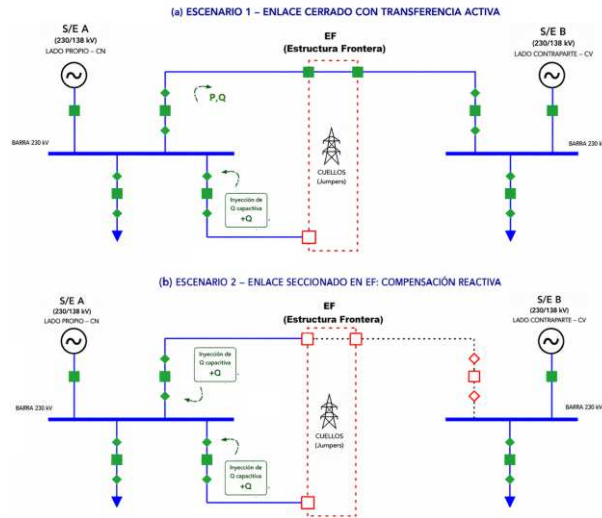


Figura 4: Esquema Operativo Bajo dos Escenarios: (a) Enlace Cerrado con Transferencia Activa; (b) Enlace Seccionado en EF con Ambos Tramos Actuando como Compensación Reactiva

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 $E[\hat{\mathbf{r}}] = \mathbf{S}\mathbf{b} \neq \mathbf{0}$, 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.

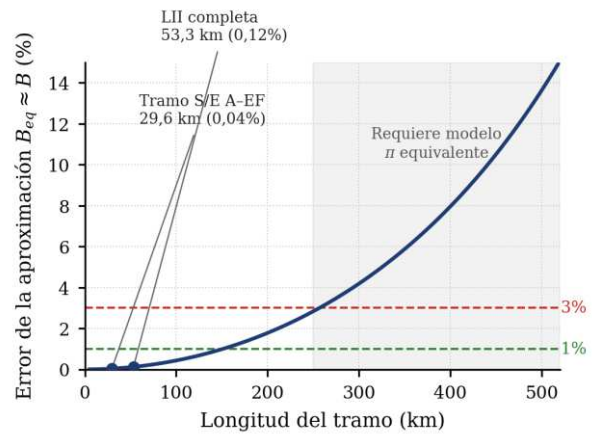


Figura 6: Error de la Aproximación $B_{eq} \approx B$ en Función de la Longitud del Tramo, con Bandas de Validez de 1 % y 3 %. La Región Sombreada (>250 km) Requiere el Modelo π Hiperbólico

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).

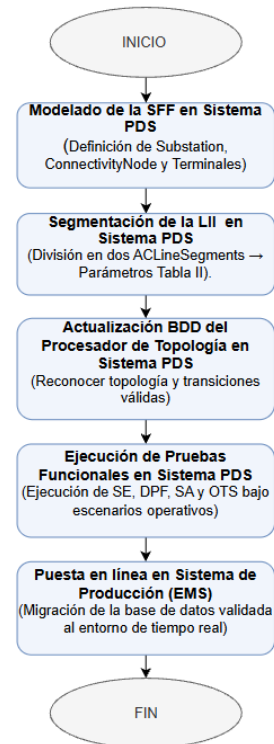


Figura 7: Flujograma de la Metodología de Implementación

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].

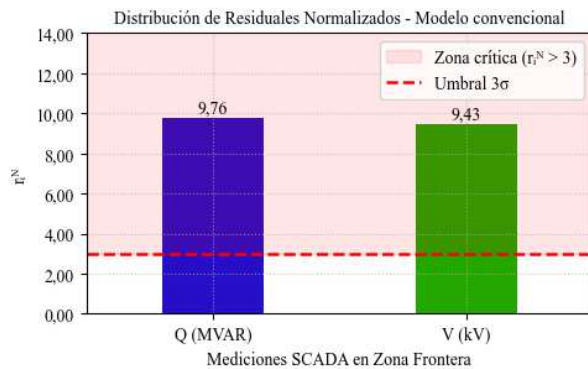


Figura 8: Distribución de Residuales Normalizados en la Zona de Frontera Bajo el Modelo Convencional

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)

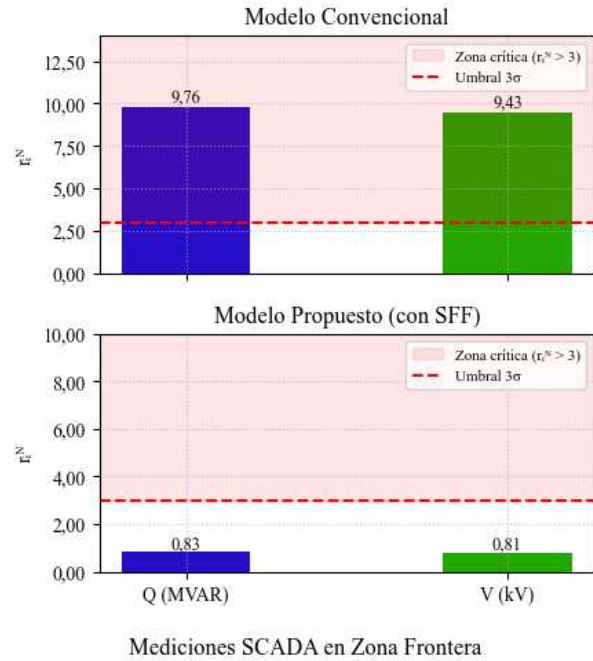


Figura 9: Comparación de Residuales Normalizados de los dos Modelos

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 sincrofásorales (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 sincrofásorales (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 sincrofásorales (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

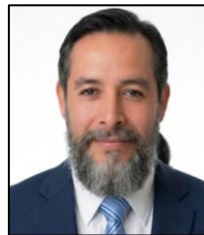
Los autores agradecen al Operador Nacional de Electricidad (CENACE) del Ecuador por el soporte institucional y el acceso brindando al entorno de desarrollo del EMS que permitió validar la metodología propuesta. Las licencias del EMS utilizadas en dicho entorno son de propiedad de CENACE. Asimismo, los 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.

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.

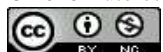
Recibido: 29-04-2026 Aprobado tras revisión: 20-07-2026

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 sincrofasoriales 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

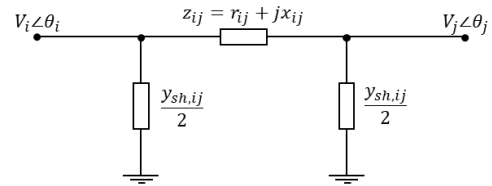


Figura 1: Modelo π Equivalente de una Línea de Transmisión

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.

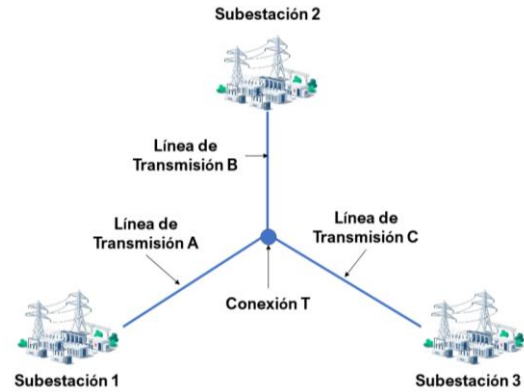


Figura 2: Configuración T en Líneas de Transmisión

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.

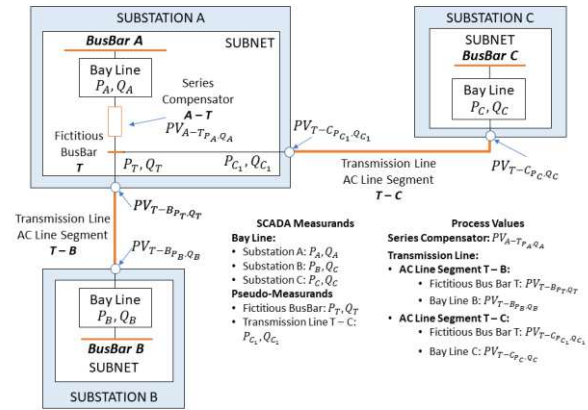


Figura 3: Modelo Topológico Propuesto

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.

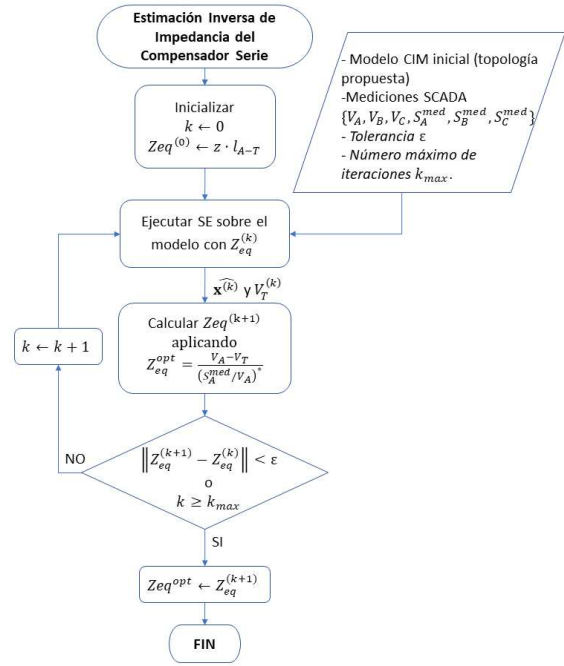


Figura 4: Diagrama de Flujo del Algoritmo 1

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

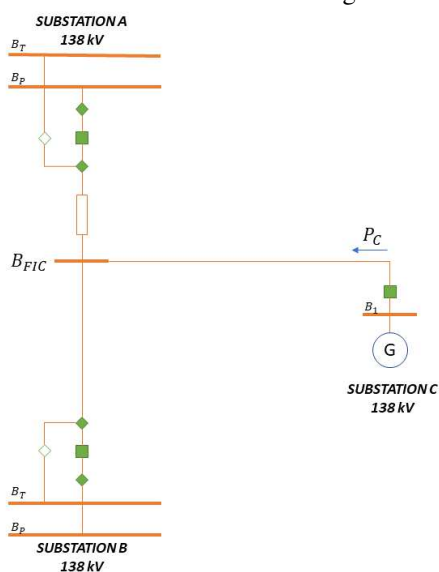


Figura 5: Diagrama Unifilar del Caso de Estudio

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.

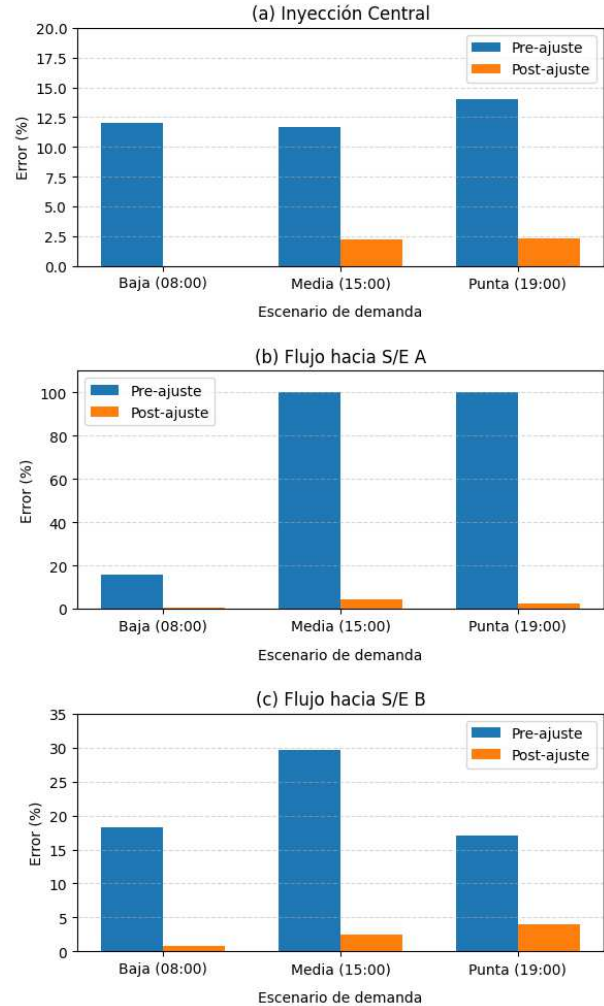


Figura 6: Comparación de Errores Porcentuales P antes/después del Ajuste para las Tres Demandas (baja, media, punta)

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 $\alpha = 0,01$.

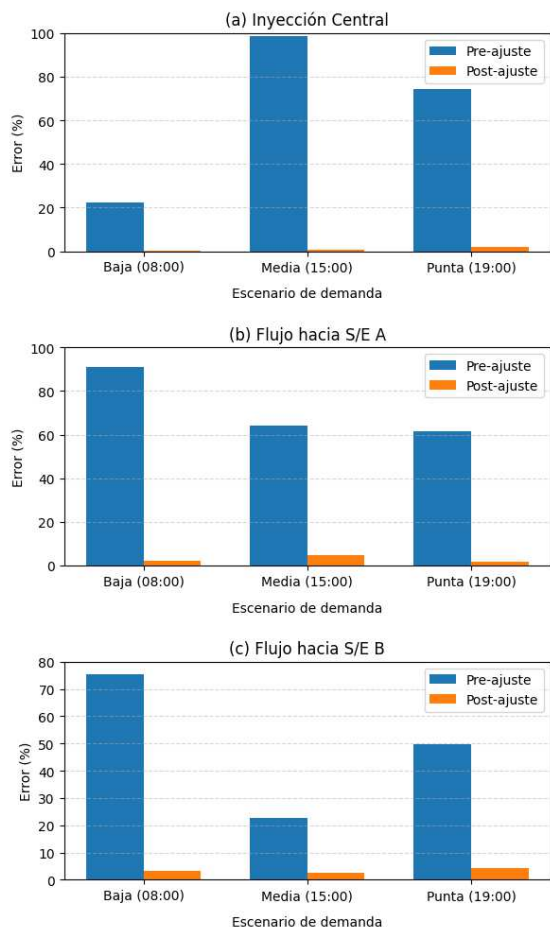


Figura 7: Comparación de Errores Porcentuales Q antes/después del Ajuste para las Tres Demandas (baja, media, punta)

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.

Evaluation of Real-Time (EMS) and Off-Line Contingency Analysis Indexes for Static Security Assessment of the Ecuadorian Interconnected Power System

Evaluación de Índices de Análisis de Contingencias en Tiempo Real (EMS) y Fuera de Línea para la Seguridad Estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador

G.P. Rivera¹  0000-0002-3059-7974 J. O. Castellano¹  0009-0000-9645-5832
M.L. Farinango¹  0000-0002-7319-4614 O.F. De Lima²  0000-0001-9910-6320

¹ Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, Ecuador

E-mail: grivera@cenace.gob.ec, jcastellano@cenace.gob.ec, lfarinango@cenace.gob.ec

² deBarr, Caracas, Venezuela

E-mail: odelima@debarr.com

Abstract

Static Security Assessment (SSA) requires real-time and offline indexes to identify the most critical contingencies, aiming to enhance the Operator's Situational Awareness during operational decision-making. EMS compute deterministic severity indexes based on limit violations and deviations from pre-contingency values using exponential weighting. Meanwhile, System Operators develop offline Security Analysis (SA) indexes that incorporate topological hierarchy factors. This paper evaluates whether the five SA indexes of the CENACE EMS are sufficient to characterize the SSA of the National Interconnected System (SNI), or if they need to be complemented by indexes obtained through offline tools such as DIGSILENT PowerFactory. A methodology is proposed using Spearman's correlation, a coverage matrix to determine the percentage of coincident contingencies, and a phase map that classifies each contingency into one of four quadrants based on its combined severity.

The methodology is validated on the IEEE 9-bus system as a pilot test case and applied to the SNI under maximum and minimum demand conditions. The results characterize the degree of complementarity between both approaches and identify contingencies masked by one method, but detected by the other. As a conceptual contribution, a hybrid index is formulated that weights the real-time sensitivity of the EMS with indexes derived from the offline procedure, without modifying the EMS core.

Index terms— Static security assessment, energy management systems, power system contingency analysis, power system security, power system reliability.

Resumen

La evaluación de la seguridad estática requiere de índices en tiempo real y fuera de línea para identificar las contingencias más críticas con el propósito de mejorar la Consciencia Situacional del Operador en la toma de decisiones operativas. Los EMS calculan índices de severidad determinísticos basados en violaciones de límites y desvíos con respecto al valor pre-contingencia con ponderación exponencial. Mientras, que los Operadores de Sistema desarrollan índices del Análisis de Seguridad (SA) fuera de línea que incorporan factores de jerarquía topológica. En este artículo se evalúa si los índices del SA del EMS de CENACE son suficientes para caracterizar la seguridad estática del Sistema Nacional Interconectado (SNI), o si requieren complementarse con índices obtenidos mediante herramientas fuera de línea como DIGSILENT PowerFactory. Se propone una metodología que utiliza la correlación de Spearman, una matriz de cobertura para establecer el porcentaje de contingencias coincidentes y un mapa de fase que clasifica cada contingencia en uno de cuatro cuadrantes según su severidad combinada. La metodología se valida en el sistema IEEE de 9 barras como caso piloto de prueba y se aplica al SNI en demanda máxima y mínima. Los resultados caracterizan el grado de complementariedad entre ambos enfoques e identifican contingencias enmascaradas por un método, pero detectadas por el otro. Como aporte conceptual, se formula un índice híbrido que pondera la sensibilidad en tiempo real del EMS con los derivados del procedimiento fuera de línea, sin modificar el núcleo del EMS.

Palabras clave— Evaluación de seguridad estática, sistemas de gestión de energía, análisis de contingencias, seguridad de sistemas de potencia, confiabilidad de sistemas de potencia.

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

Forma sugerida de citación: Rivera, G.; Castellano, J.; Farinango, M.; De Lima, O. (2026). "Evaluación de Índices de Análisis de Contingencias en Tiempo Real (EMS) y Fuera de Línea para la Seguridad Estática del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I, Pp. 27-37

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.759>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia modernos operan cada vez más cerca de sus límites técnicos debido al crecimiento sostenido de la demanda, la integración progresiva de generación renovable variable y la apertura de los mercados eléctricos [1]. Bajo estas condiciones, la evaluación de la seguridad estática del sistema se convierte en una función crítica para el operador del sistema en tiempo real, puesto que permite anticipar el comportamiento del sistema ante la salida de un elemento y tomar acciones preventivas antes de que una perturbación lleve al sistema a un estado de emergencia o, eventualmente, al colapso [2], [3]. El conocimiento de la seguridad en régimen permanente del sistema permite mejorar los mecanismos de consciencia situacional del Operador, los cuales le permite evitar el estado DESORIENTADO y le ayuda a permanecer en el estado PREPARADO para la toma de acciones adecuadas ante la presencia de alguna contingencia en el sistema de potencia [4].

Desde la perspectiva de la operación, la evaluación de la seguridad estática se materializa en dos dominios temporales complementarios. El primero es el dominio en tiempo real, donde las funciones de Análisis de Seguridad (SA) embebidas en los Sistemas de Gestión de Energía (EMS) procesan de manera cíclica cientos de contingencias y producen un ranking de severidad que guía al operador [5]. El segundo es el dominio fuera de línea, donde el analista de la operación ejecuta estudios estructurados sobre modelos de la red utilizando herramientas de simulación especializadas, con el fin de identificar contingencias críticas y preparar planes de acción [6].

Los índices de severidad utilizados en SA de los EMS comerciales han evolucionado durante más de tres décadas a partir de los primeros trabajos de Brandwajn sobre los métodos de delimitación lineal y completo para el filtrado de contingencias [7], [8], [9]. Estos índices emplean formulaciones que combinan la medición de violaciones de límites con la cuantificación del desvío respecto al estado pre-contingencia y utilizan exponentes cuadráticos para mitigar el efecto de enmascaramiento o «*masking*», mediante el cual múltiples violaciones menores pueden ocultar una violación individual severa [10]. La función SA del EMS de CENACE implementa cinco índices en su etapa de filtrado o screening que son: violación de flujo de rama, violación de voltaje, violación de reactivos, desvío de voltaje y desvío de reactivos. Además, añade índices combinados en la etapa de análisis completo en AC [11], [12].

Paralelamente, los Operadores de Sistema (OS) han desarrollado procedimientos estructurados para la evaluación de la seguridad en régimen permanente en horizontes más amplios. En el caso específico del Operador Nacional de Electricidad del Ecuador CENACE, este procedimiento fue formalizado a partir del año 2019 [4] y se ha consolidado con la incorporación

de un Índice Fuera de Línea que agrega subíndices de cargabilidad de líneas, cargabilidad de transformadores y desvío de voltaje en barras, cada uno ponderado por un Factor de Riesgo FR definido según el nivel de voltaje y la relevancia jerárquica del elemento en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) [14].

La coexistencia de ambos enfoques: el SA en tiempo real del EMS y el procedimiento de cálculo estructurado fuera de línea, plantea una pregunta operativa que hasta el momento no ha recibido una respuesta cuantitativa en la literatura aplicada al SNI: ¿son suficientes los índices de severidad que calcula el SA del EMS para caracterizar la seguridad en régimen permanente del sistema, o es necesario complementarlos con los índices del SA calculados fuera de línea? La respuesta a esta pregunta es relevante porque determina si el procedimiento de cálculo de índices fuera de línea constituye una duplicación del trabajo del EMS o si aporta información complementaria que el operador no puede obtener únicamente de la interface humano máquina del EMS.

Los trabajos previos sobre la categorización de contingencias en el SNI se han centrado mayoritariamente en la implementación de metodologías fuera de línea [13], [14], [15], sin establecer una comparación sistemática con los índices producidos por el EMS en tiempo real. En la literatura existen estudios comparativos entre distintos métodos de filtrado [9], pero ninguno aborda específicamente la complementariedad entre el SA de un EMS comercial y un índice de régimen permanente calculado fuera de línea en un mismo sistema eléctrico real.

El presente trabajo aborda este vacío mediante las siguientes contribuciones:

1. Se propone una metodología de comparación cuantitativa entre los índices de severidad del SA del EMS y los índices calculados fuera de línea con DIGSILENT PowerFactory, basada en la correlación de Spearman, la matriz de cobertura que establece el porcentaje de contingencias coincidentes y el mapa de fase bidimensional que clasifica cada contingencia en uno de cuatro cuadrantes para validar su complementariedad.
2. Se valida la metodología sobre el sistema piloto de prueba IEEE de 9 barras y se aplica posteriormente al SNI bajo escenarios de demanda máxima y demanda mínima.
3. Se caracteriza el grado de complementariedad entre ambos enfoques, identificando las contingencias que son detectadas por un método, pero enmascaradas por el otro.
4. Como aporte conceptual, se formula un Índice Híbrido que pondera la sensibilidad del SA en tiempo real con el índice calculado fuera de línea. Esta integración no requiere modificar el núcleo del EMS.
5. Se propone una matriz de decisión operativa que indica qué familia de índices debe prevalecer en

cada estado operativo del sistema (Normal, Alerta, Emergencia, Emergencia Extrema y Restauración), articulando así un marco unificado para el operador del SNI.

Este artículo a partir de la Sección 2 se organiza de la siguiente manera. La Sección 2 presenta los fundamentos teóricos de la evaluación de la seguridad estática y los estados operativos del sistema. La Sección 3 describe la formulación matemática de los cinco índices del SA del EMS y el flujo de procesamiento. La Sección 4 presenta los índices en régimen permanente calculados fuera de línea utilizados en el SNI. La Sección 5 formula la metodología de comparación propuesta. La Sección 6 presenta los resultados de la aplicación sobre el sistema IEEE de 9 barras y sobre el SNI. La Sección 7 analiza la suficiencia de los índices del SA del EMS utilizando los resultados obtenidos. La Sección 8 presenta la propuesta conceptual del Índice Híbrido. Finalmente, la Sección 9 sintetiza las conclusiones, reconoce las limitaciones del estudio y propone líneas de trabajo futuro.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Estados Operativos del S.N.I.

Un sistema eléctrico de potencia puede clasificarse en cinco estados operativos desde la perspectiva de régimen permanente: Normal, Alerta, Emergencia, Emergencia Extrema y Restauración [3], [14]. En estado Normal todas las variables del sistema se mantienen dentro de sus límites y se cumple el criterio de seguridad N-1. En el estado de Alerta las variables siguen dentro de sus límites, pero ya no se satisface el criterio N-1, por lo que el operador debe ejecutar acciones preventivas. Cuando sucede una contingencia sin acción preventiva previa, el sistema transita al estado de Emergencia, en el cual existen violaciones de límites, requiriendo acciones correctivas inmediatas. De no ejecutarse estas acciones, o ante eventos en cascada, el sistema pasa al estado de Emergencia Extrema, con sobrecargas severas y riesgo de presencia de islas eléctricas, lo cual puede llevar al sistema de potencia a un colapso total o parcial. El estado de Restauración corresponde a las acciones de reconexión progresiva para regresar el sistema al estado Normal.

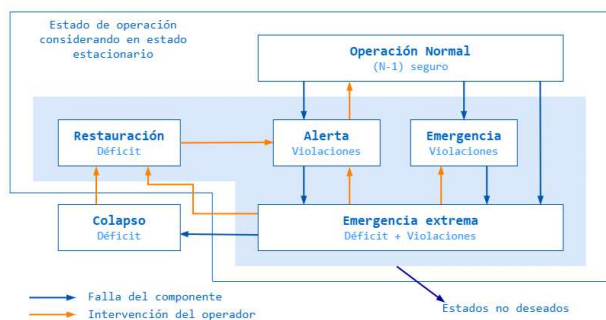


Figura 1: Estados Operativos del S.N.I.

2.2 Criterio de Seguridad N-1

El criterio N-1 establece que, ante la salida simultánea o aislada de cualquier elemento individual de la red, el sistema debe continuar operando dentro de los límites admisibles de voltaje y cargabilidad, sin provocar pérdida de suministro de energía eléctrica a las cargas [3]. Su cumplimiento constituye la base esencial de la operación segura en los centros de control modernos y sirve como criterio fundamental para la definición de las listas de contingencias que alimentan al SA del EMS.

2.3 Dominios Temporales del Análisis

El análisis de contingencias se ejecuta en dos horizontes temporales complementarios. El dominio en tiempo real, con periodicidad típica entre uno y cinco minutos, que corresponde al ciclo de ejecución del SA embebido en el EMS, que toma como entrada la solución del Estimador de Estado (SE) o del Flujo de Potencia del Operador (DPF) y presenta un ranking inmediato para el operador. El dominio fuera de línea, con periodicidad diaria a semanal, se ejecuta sobre modelos detallados con herramientas como DiGSILENT PowerFactory y permite incorporar información adicional no disponible en tiempo real, como datos de confiabilidad, factores topológicos y escenarios hipotéticos de demanda.

3. ÍNDICES DE SEVERIDAD EN EL SA DEL EMS

3.1 Arquitectura Funcional

El SA del EMS se organiza como una cadena de tres tareas secuenciales [11], [12]. La tarea de Definición de Contingencias donde se construye la lista de contingencias habilitadas y se valida su topología mediante el Procesador de Topología de Contingencia. En la tarea de Selección de Contingencia se ejecuta un filtrado rápido de contingencias «Contingency Screening» basado en la ejecución de una única iteración del *Fast Decoupled Power Flow* (FDFL). A partir de este resultado se calculan un conjunto de cinco índices con el fin de seleccionar un subconjunto acotado de contingencias. Finalmente, la tarea de Análisis de Contingencia ejecuta el FDFL completo sólo sobre las contingencias seleccionadas y calcula los índices de severidad definitivos. El pilar matemático de las dos primeras etapas son los métodos «Efficient Bounding» [7] y «Complete Bounding» [8], que evitan resolver el flujo de potencia completo al identificar únicamente la porción estresada de la red.

3.2 Formulación Matemática

Para cada contingencia, el SA del EMS calcula dos familias de índices. La primera corresponde a violaciones de límites post-contingencia y se expresa, en notación genérica, como se muestra en (1):

$$S = \sum_{k \in B} \left(\frac{F_k}{F_k^{lim}} - 1 \right)^{2N} \quad (1)$$

Donde F_k es el valor post-contingencia de la cantidad monitoreada (flujo de rama, magnitud de voltaje o generación reactiva), F_k^{lim} es el límite violado, B es el conjunto de elementos que violan su límite. El exponente $2N$ determina la sensibilidad del índice frente al fenómeno de enmascaramiento «masking», por el cual múltiples violaciones leves pueden ocultar una violación severa aislada. A medida que aumenta el valor de N , el índice incrementa la ponderación de las desviaciones más severas, mejorando su capacidad de discriminación y reduciendo el efecto de enmascaramiento. Por el contrario, valores menores de N favorecen una contribución más uniforme de todas las violaciones, incrementando la posibilidad de que eventos críticos queden parcialmente diluidos por la presencia de múltiples desviaciones menores. La segunda familia mide el desvío respecto al estado pre-contingencia mediante el Índice de Desplazamiento del Sistema «System Shift Index», definido en (2):

$$S_{shift} = \sum_{k \in B} |C_k| (1 + |C_k|/D_k)^{2N} \quad (2)$$

Donde C_k representa el cambio de la cantidad monitoreada respecto al estado pre-contingencia y D_k es la distancia pre-contingencia al límite aplicable. Este índice sensibiliza la severidad al porcentaje de margen consumido.

3.3 Los Cinco Índices del Filtrado

En la etapa de filtrado, el SA calcula cinco índices independientes por contingencia [11]:

- 1) S_b : severidad por violación de flujo de rama
- 2) S_v : severidad por violación de límites de voltaje en barras
- 3) S_r : severidad por violación de límites de generación reactiva
- 4) S_{I_v} : Severidad por desvío de los voltajes de barra respecto al pre-contingencia.
- 5) S_{I_Q} : Severidad por desvío de los requerimientos de generación reactiva.

El SA no construye un índice de severidad combinado en la etapa de filtrado; las listas se procesan por clases (violación de límites de voltaje, desvíos de voltaje, violación de reactivos, desvío de reactivos), se ordenan por severidad y se les asigna un rango por clase, preservándose la trazabilidad del tipo de problema [9].

3.4 Índice Combinado en el Análisis AC Completo

En la etapa de análisis AC completo, el SA incorpora un índice adicional de caída de voltaje (S_d). La severidad combinada S_c se define según (3):

$$S_c = W_b S_b + W_r S_r + W_v S_v + W_d S_d \quad (3)$$

Donde los factores W son pesos configurables por el operador.

4. ÍNDICES SA FUERA DE LÍNEA PARA EL SNI

4.1 Índice SA del Procedimiento de CENACE

El procedimiento del CENACE, formalizado a partir de 2019 [4], incorpora un Índice del SA Fuera de Línea que agrega tres subíndices asociados a los fenómenos físicos de interés [14].

El subíndice de desvío de voltaje por barra se calcula:

$$IV = \max(-\Delta V \cdot a + b, FR), \text{ si } V_a < V_{lim} \quad (4)$$

Donde $\Delta V = V_a - V_{lim}$, las constantes a y b dependen del nivel de voltaje y FR es el Factor de Riesgo. Si el voltaje se mantiene dentro del límite, $IV = 1$. El valor de FR representa la diferencia de criticidad de la barra: más restrictivo en la red de 500 kV y el anillo troncal de 230 kV, un valor intermedio para barras de 230–138 kV fuera del anillo, y menos restrictivo en puntos de entrega a 69 kV y 46 kV.

El subíndice de cargabilidad de líneas y transformadores se calcula como se muestra en (5):

$$IL \text{ o } IT = \min_j \left\{ \min_i \left[1 - \left(\frac{W_i}{2} \right) \left(\frac{P_i}{P_{LO}} \right)^2 \right] \right\} \quad (5)$$

Donde P_i es el flujo aparente post-contingencia, P_{LO} es el límite de operación normal declarado por el transmisor, W_i es un peso por elemento y los subíndices i, j recorren contingencias y elementos respectivamente.

El Índice SA Fuera de Línea Global para cada contingencia se obtiene mediante la agregación ponderada (6):

$$I = w_L \cdot IL + w_T \cdot IT + w_B \cdot IV \quad (6)$$

Con pesos operativos $w_L = 0,40$ para líneas, $w_T = 0,50$ para transformadores y $w_B = 0,10$ para barras [14].

El Índice SA Fuera de Línea Global (I) es un indicador de salud operativa acotado en el intervalo $(0,1]$, donde, $I = 1$ corresponde a la condición de caso base sin estrés en el sistema. A medida que el valor del índice disminuye, se incrementa el nivel de severidad asociado a la condición operativa evaluada. Un valor $I < 0,90$ se interpreta como condición de riesgo de desconexión de carga ante la contingencia.

El Índice SA Fuera de Línea vigente incorpora el Factor de Riesgo (FR) como jerarquía topológica, pero no considera la probabilidad de ocurrencia de fallas ni la Energía No Suministrada (ENS) esperada. La integración se plantea como una línea de desarrollo futuro, conforme se detalla en la Sección 9.

4.2 Implementación en PowerFactory

La automatización del cálculo se realiza mediante la interfaz Python–PowerFactory: el script carga los datos

de confiabilidad, ejecuta flujos de potencia Newton-Raphson bajo cada contingencia N-1 y extrae los vectores de resultados necesarios para calcular IL , IT y IV [15].

5. METODOLOGÍA DE COMPARACIÓN PROPUESTA

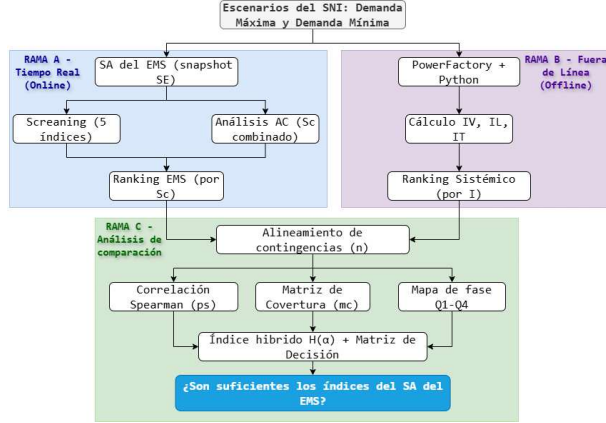


Figura 2: Diagrama de Flujo Metodológico de Comparación Tiempo Real-Offline

La metodología de comparación se organiza en tres secciones convergentes que convierten los dos conjuntos de índices en respuestas cuantitativas comparables. En la Fig. 2 se presenta el diagrama de flujo metodológico empleado para la comparación entre los índices de tiempo real y fuera de línea.

5.1 Rama A — Obtención de Índices en Tiempo Real

Se ejecutan las tareas de filtrado «SA Screening» del SA del EMS y luego la solución AC completa. Para cada escenario operativo (demanda máxima y demanda mínima) se calculan los cinco índices de severidad y el índice de severidad combinado, normalizados al rango $[0, 1]$ lo cual es obtenido dividiéndolos por el máximo del conjunto a partir de los cuales se generan los rangos ordenados de manera descendente.

5.2 Rama B — Obtención de Índices Fuera de Línea

Se utiliza el modelo del SNI validado en DiGSILENT PowerFactory. Un script Python (DPL/DPY) itera sobre la lista de contingencias N-1, ejecuta el flujo Newton-Raphson completo, extrae resultados y calcula IV , IL , IT por contingencia según (4)–(5) y el Índice Fuera de Línea Global según (6) [20].

5.3 Rama C — Análisis de Comparación

Con los dos rankings alineados por contingencia, se calculan tres métricas. La primera es la correlación de Spearman ρ_s :

$$\rho_s = 1 - 6 \sum d_i^2 / [n(n^2 - 1)] \quad (7)$$

Donde d_i es la diferencia de rango de la contingencia i entre ambos rankings y n es el número total de contingencias. La interpretación operativa es: $\rho_s \geq 0,85$

sugiere que la solución obtenida en el EMS es suficiente; $0,60 \leq \rho_s < 0,85$ sugiere complementariedad parcial $\rho_s < 0,60$ sugiere alta complementariedad.

El coeficiente ρ_s se calcula sobre el conjunto de contingencias coincidentes entre ambos rankings, es decir, los «hits», pues Spearman requiere rangos pareados. En consecuencia, ρ_s mide la concordancia de ordenamiento dentro del subconjunto común y no constituye, por sí solo, una medida de suficiencia global del EMS.

La segunda métrica es la matriz de cobertura que mapea cada tipo de fenómeno:

- Violación de potencia de ramas
- Violación de voltajes
- Violación de reactivos
- Desvíos pre y post de voltajes
- Desvíos pre y post de potencias reactivas
- Jerarquía Topológica

La matriz de cobertura se calcula con la siguiente ecuación:

$$m_c = (n_h/n_c) * 100 \quad (8)$$

donde n_c representa el número de contingencias consideradas en el ranking de referencia del EMS (el top-N por escenario) y n_h corresponde al número de contingencias coincidentes «hits», identificadas simultáneamente por el ranking del EMS y por el índice fuera de línea. Así, m_c expresa el porcentaje de cobertura como la fracción del ranking del EMS que el índice fuera de línea también detecta. Para el presente estudio, el conjunto de comparación se definió a partir del ranking Top-N del EMS para cada escenario operativo, considerando ($N=10$) en condición de demanda máxima y ($N=9$) en condición de demanda mínima.

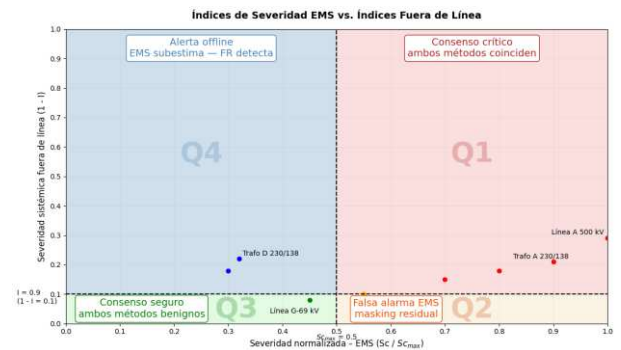


Figura 3: Mapa de Fase Bidimensional: Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea con cuadrantes Q1-Q4

La tercera métrica es el mapa de fase bidimensional de la Fig. 3, donde cada contingencia se ubica en un plano con la severidad normalizada del EMS ($S_c/S_{c,max}$) en el eje horizontal y la severidad sistémica fuera de línea, definida como $1 - I$. La asignación de cuadrantes se realiza con $\tau_{EMS} = 0,5$ sobre $S_c/S_{c,max}$ y $\tau_{off} = 0,10$ sobre $(1 - I)$ —equivalente a $I = 0,90$. En este marco,

los cuadrantes se interpretan como sigue: Q1 corresponde a consenso crítico; Q2 a falsa alarma del EMS; Q3 a consenso de estado seguro; y Q4 a alerta no detectada por el EMS. Las contingencias que se ubican en los cuadrantes Q2 y Q4 son el indicador directo de la insuficiencia del EMS aislado: mientras más contingencias se ubiquen en Q4, mayor es la ganancia operativa de incorporar el cálculo de índices del SA fuera de línea.

6. CASO DE APLICACIÓN

6.1 Sistema de Prueba IEEE de 9 Barras

Se utiliza el sistema IEEE de 9 barras que fue acondicionado para ejecutar SA, presentado en la Fig. 4.

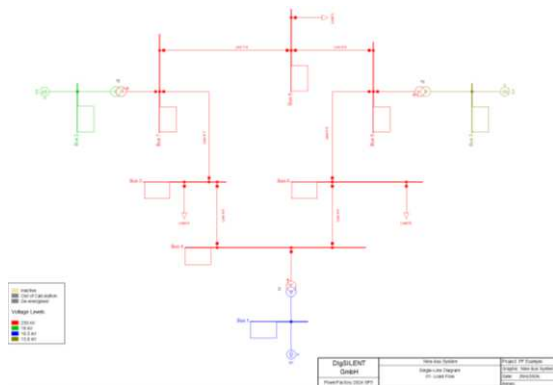


Figura 4: Sistema de Prueba IEEE de 9 Barras

Se definió una lista de seis contingencias N-1 sobre líneas (L4-5, L4-6, L5-7, L6-9, L7-8, L8-9) y tres sobre transformadores (T1, T2, T3). Para este caso de prueba se calcularon primero los cinco índices de severidad del SA del EMS (S_b , S_v , S_r , SI_V , SI_Q) y el índice de severidad combinado S_c , con el objeto de ilustrar el comportamiento del filtrado en una red reducida donde la trazabilidad de cada término es directa. La Tabla 1 resume los resultados obtenidos.

Tabla 1: Índices SA del EMS: Sistema IEEE 9 Barras

Contingencia	S_b	S_v	S_r	SI_V	SI_Q	S_c
L4-5	0,012	0,456	0,005	0,018	0,022	0,513
L4-6	0,003	0,356	0,002	0,159	0,011	0,531
L5-7	0,081	0,248	0,097	0,156	0,18	0,762
L6-9	0,064	0	0,141	0,092	0,005	0,302
L7-8	0,078	0	0,056	0,112	0,128	0,374
L8-9	0,015	0	0,008	0,024	0,028	0,075
T1	0,221	0,988	0,146	0,285	0,272	1,912
T2	0,097	0,897	0,071	0,143	0,265	1,473
T3	0,156	0,897	0,115	0,207	0,238	1,613

En los resultados se observa que la contingencia T1 presenta el mayor S_c (1,912), seguida de T3 (1,613) y T2 (1,473). Existen varias contingencias en las líneas y transformadores que generan violaciones de voltaje ($S_v \neq 0$), revelando que el sistema pierde soporte de reactivos en algunas barras del sistema por la salida de estos elementos. Las contingencias de transformador

producen altos índices S_b por la redistribución de potencia hacia los transformadores restantes. El siguiente paso es calcular los índices del SA fuera de línea, también utilizando el sistema de prueba IEEE de 9 barras para las mismas condiciones utilizadas en los cálculos de los índices del SA del EMS. La Tabla 2 resume los resultados obtenidos.

Tabla 2: Índices SA Fuera de Línea: Sistema IEEE 9 Barras

Contingencia	IV	IL	IT	I
Caso base	1,000	1,000	1,000	1,000
L4-5	0,889	1,000	1,000	0,989
L4-6	0,992	1,000	1,000	0,999
L5-7	0,988	1,000	1,000	0,998
L6-9	1,000	1,000	1,000	1,000
L7-8	1,000	1,000	1,000	1,000
L8-9	1,000	1,000	1,000	1,000
T1	0,050	1,000	0,268	0,539
T2	0,050	1,000	1,000	0,905
T3	0,050	1,000	1,000	0,905

Los resultados del índice fuera de línea son consistentes con los obtenidos en la Tabla I. Se identifica como caso más crítico la contingencia del transformador T1 (0,539), evidenciando sobrecargas en elementos del sistema y bajos niveles de voltaje.

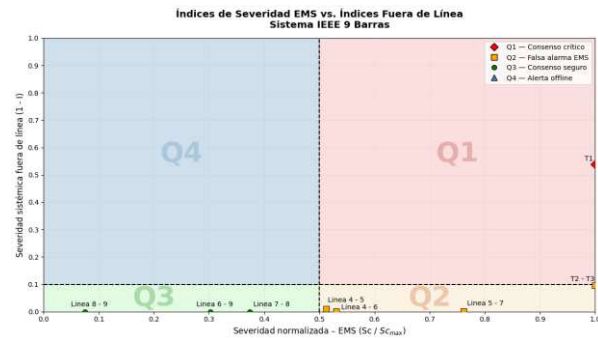


Figura 5: Mapa de Fase Bidimensional — Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea para Sistema de 9 Barras

Para este sistema se obtuvo un índice de correlación de Spearman de $\rho_s \approx 0,9587$ indicando que la solución obtenida a través de las ecuaciones del EMS es suficiente.

Para este sistema, el mapa bidimensional presentado en la Fig. 5. muestra una alta concordancia entre los índices de severidad del EMS y los obtenidos fuera de línea. La mayoría de las contingencias se ubican en el cuadrante Q3, indicando un consenso en condiciones seguras, donde ambos métodos las clasifican como no críticas. Asimismo, se observa un caso representativo en el cuadrante Q1, correspondiente a una contingencia crítica identificada por ambos enfoques, lo que valida la consistencia del análisis. La presencia limitada de puntos en el cuadrante Q2 sugiere la existencia de pocas discrepancias, asociadas a falsas alarmas del EMS con impacto residual.

Este caso de prueba ilustra el comportamiento esperado del SA y sirve como punto referencia para el análisis del SNI en la Sección 6.2.

6.2 SNI bajo Demanda Máxima y Demanda Mínima

La metodología se aplicó al modelo del SNI bajo dos escenarios operativos: demanda máxima y demanda mínima, tomando como referencia la lista de contingencias N-1 del procedimiento operativo del CENACE. Es necesario anotar que por confidencialidad operativa de la información se utilizan identificadores genéricos para las subestaciones del SNI (S/E A, S/E B, etc.) y para los elementos del sistema de potencia (Línea 1, Transformador 1, etc.).

La Tabla 3 presenta el top-9 de contingencias según el índice Sc del SA y el Índice Fuera de Línea para demanda mínima. Por su parte, la Tabla 4 muestra el top-10 de contingencias bajo estos mismos índices para demanda máxima.

En ambas tablas, la tercera columna corresponde al índice de salud fuera de línea, donde $I=1$ representa una condición de operación segura (caso base sin afectaciones). En ambas tablas, la columna I reporta el índice de salud fuera de línea ($I=1$ caso base seguro) y la columna $1-I$ su severidad asociada, empleada para la asignación de cuadrante junto con Sc/Sc_{max} , según $\tau_{EMS} = 0,5$ y $\tau_{off} = 0,10$.

Tabla 3: Top-9 de Contingencias del SNI — Demanda Mínima

Pos.	Ranking EMS	Sc	I	$1-I$	Q
1	S/E A Trafo 1 138/69 kV	0,8154	0,8794	0,1206	Q1
2	S/E A Trafo 2 138/69 kV	0,4869	0,9132	0,0868	Q3
3	S/E K Línea 1 230 kV	0,0000	0,9524	0,0476	Q3
4	S/E I Trafo 1 230/138 kV	0,0789	0,9615	0,0385	Q3
5	S/E L Línea 1 138 kV	0,0000	0,9887	0,0113	Q3
6	S/E M Línea 1 230 kV	0,0000	0,9759	0,0241	Q3
7	S/E J Línea 1 138 kV	0,0547	0,9775	0,0225	Q3
8	S/E C Trafo 1 138/69 kV	0,0000	0,9822	0,0178	Q3
9	S/E F Línea 1 230 kV	0,0000	1,0000	0,0000	Q3

Tabla 4: Top-10 de Contingencias del SNI — Demanda Máxima

Pos.	Ranking EMS	Sc	I	$1-I$	Q
1	S/E A Trafo 1 138/69 kV	1,176	0,879	0,121	Q1
2	S/E B Trafo 1 138/69 kV	0,782	0,880	0,120	Q1
3	S/E B Trafo 2 138/69 kV	0,749	0,880	0,120	Q1
4	S/E A Trafo 2 138/69 kV	0,709	0,879	0,121	Q1
5	S/E G Trafo 1 230/138 kV	0,150	0,997	0,003	Q3
6	S/E H Trafo 1 138/69 kV	0,131	0,998	0,002	Q3
7	S/E I Trafo 1 230/138 kV	0,063	0,934	0,066	Q3
8	S/E G Trafo 2 230/138 kV	0,062	0,996	0,004	Q3
9	S/E J Línea 1 138 kV	0,042	0,864	0,136	Q4
10	S/E C Trafo 1 138/69 kV	0,002	0,981	0,019	Q3

Para el escenario de demanda máxima se obtuvo un índice de correlación de Spearman de $\rho_s \approx 0,9945$ entre ambos rankings, mientras que para demanda mínima su valor fue $\rho_s \approx 0,9992$. Ambos valores caen en el rango

en donde la solución obtenida en el EMS es suficiente, esto sucede porque estos dos índices tienen como origen el monitoreo de cargabilidades de líneas y transformadores.

La matriz de cobertura muestra que, para el escenario de demanda mínima, se obtiene $m_c = 20\%$, mientras que para demanda máxima $m_c = 60\%$. Estos resultados indican que el índice fuera de línea identifica únicamente el 20% en demanda mínima y el 60% en demanda máxima de las contingencias reportadas por el EMS. Esta diferencia de cobertura entre escenarios (60% en máxima frente a 20% en mínima) obedece a la naturaleza física del estrés. El Índice SA Fuera de Línea está dominado por la cargabilidad ($w_L + w_T = 0,90$); en demanda mínima las líneas de extra alta tensión operan muy por debajo de su límite térmico, $(P_L/P_{L0})^2 \rightarrow 0$ y los subíndices I_L e I_T tienden a la unidad, reduciendo la sensibilidad del índice. El estrés de baja demanda, sobretensiones por efecto Ferranti, exceso de reactivos capacitivos y sobrecompensación, es de naturaleza de voltaje/reactivos, captado por el EMS mediante S_v , S_r , SI_v y SI_q , pero solo marginalmente por el índice fuera de línea ($w_B = 0,10$). Por ello el offline coincide con una fracción menor del ranking del EMS, sin que tales contingencias sean inexistentes: escapan a un índice centrado en cargabilidad.

En la Fig. 6 y 7 se presentan los mapas de fase bidimensionales de contingencias del SNI para demanda mínima y máxima.



Figura 6: Mapa de Fase Bidimensional — Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea para Demanda Mínima

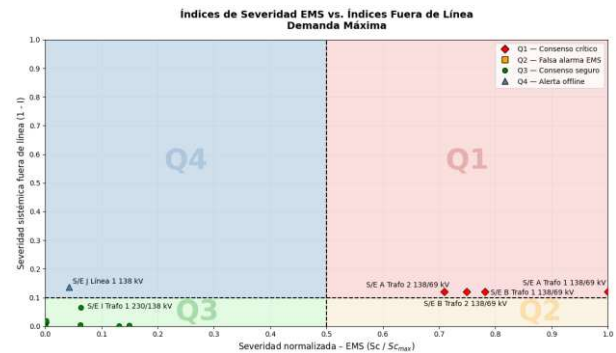


Figura 7: Mapa de Fase Bidimensional — Índices de Severidad EMS vs. Índices Fuera de Línea para Demanda Máxima

Los mapas bidimensionales evidencian el nivel de concordancia entre los índices de severidad del EMS y los obtenidos fuera de línea bajo condiciones de demanda mínima y máxima. En general, se observa que la coincidencia entre ambos enfoques es mayor en demanda máxima, donde un número más significativo de contingencias críticas se ubican en el cuadrante de consenso (Q1).

Los resultados muestran que el desempeño del índice fuera de línea mejora en escenarios de alta demanda, mientras que en demanda mínima su capacidad de representación de la criticidad del sistema es limitada, lo que confirma que no captura completamente las contingencias críticas identificadas por el EMS.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados se organiza en tres niveles presentados a continuación:

Primer nivel: el coeficiente de Spearman, calculado sobre el conjunto de contingencias coincidentes, alcanzó $\rho_s \approx 0,9587$ en el sistema de 9 barras y $\rho_s \approx 0,9945$ y $\rho_s \approx 0,9992$ en el SNI bajo demanda máxima y mínima. Todos en la banda de concordancia fuerte ($\rho_s \geq 0,85$), lo que indica que donde ambos métodos detectan una contingencia, la jerarquizan casi idénticamente. Sobre el subconjunto común el índice fuera de línea no aporta información de reordenamiento. Esta concordancia no debe interpretarse como suficiencia global del EMS

Segundo nivel: la matriz de cobertura cuantifica qué fracción del ranking del EMS reproduce el índice fuera de línea: $m_c = 60\%$ en máxima y $m_c = 20\%$ en mínima. La brecha revela que el índice fuera de línea, dominado por la cargabilidad ($w_L + w_T = 0,90$), deja de detectar la mayoría de las contingencias que el EMS prioriza en baja demanda. El solapamiento mide una limitación de detección del canal fuera de línea, no del EMS

Tercer nivel: el EMS cubre exhaustivamente los fenómenos de violación, pero por construcción, no codifica la criticidad topológica (FR) ni la probabilidad de falla. El índice fuera de línea incorpora esa jerarquía topológica, pero consolida los fenómenos en un único valor, perdiendo resolución. La complementariedad es cualitativa: ejes distintos y no intercambiables. Su huella empírica son los cuadrantes Q2 y Q4. El caso ilustrativo es «S/E J Línea 1 138 kV» en demanda máxima (Q4): el EMS la ubica en la última posición ($S_c = 0,042$) mientras el índice fuera de línea la señala como crítica ($I = 0,864 < 0,90$). Dada la elevada concordancia, los casos Q2/Q4 son escasos; la ganancia no es un reordenamiento masivo, sino no omitir esas pocas contingencias topológicamente críticas y habilitar el horizonte de análisis diario.

El EMS evalúa cada 1–5 min (¿cuán estresado está el sistema ahora?); el índice fuera de línea opera en el horizonte diario (¿qué contingencias merecen estudio

profundo?). Preguntas distintas que justifican la coexistencia.

Los cinco índices del SA del EMS son suficientes para el filtrado determinista en tiempo real y para jerarquizar las contingencias que ambos métodos detectan, pero insuficientes para una caracterización completa de la seguridad de régimen permanente, porque no codifican la criticidad topológica ni la probabilidad de falla. La capa fuera de línea complementa no sustituye ese eje. Esta insuficiencia se sustenta en la naturaleza del fenómeno y en los casos Q4, no en el coeficiente de Spearman.

8. PROPUESTA CONCEPTUAL DEL ÍNDICE HÍBRIDO Y LA MATRIZ DE DECISIÓN

8.1 Índice Híbrido Tiempo Real-Offline

Se formula un índice híbrido H que integra la sensibilidad determinada por el EMS, con la jerarquía topológica e inclusión de probabilidad del procedimiento fuera de línea sin modificar el núcleo del EMS, expresado como se muestra en (9):

$$H_i = 1 - [\alpha \cdot (S_{c,i}/S_{c,max}) + (1 - \alpha)(1 - I_i)] \quad (9)$$

Donde $\alpha \in [0 \ 1]$ es un factor de sintonía operativa que permite transitar entre el enfoque puro en tiempo real ($\alpha = 1$) y el enfoque puro fuera de línea ($\alpha = 0$). Valores de H_i cercanos a cero indican contingencias severas; cercanos a uno, contingencias benignas. El factor de sintonía (α) se plantea como es una recomendación conceptual sujeta a calibración: valores menores ponderan el canal topológico (priorización preventiva); valores mayores aproximan al ranking del EMS. No se fija un valor óptimo (trabajo futuro). El cálculo de H no requiere modificar el núcleo del EMS: puede ejecutarse en un módulo externo que consuma los índices por ambos canales y reporte al operador bajo demanda.

Aplicando la ecuación 9 con $\alpha = 0,7$ a las nueve contingencias del sistema IEEE de 9 barras ($S_{c,max} = 1,912$). El cálculo es fuera de línea sobre datos publicados (Tabla 5) y tiene carácter conceptual

Tabla 5: Índices Híbrido: Sistema IEEE 9 Barras

Contingencia	Sc	Sc/Sc,max	I	1-I	H(0,7)
T1	1,912	1,000	0,539	0,461	0,162
T3	1,613	0,844	0,905	0,095	0,381
T2	1,473	0,770	0,905	0,095	0,432
L5-7	0,762	0,399	0,998	0,002	0,720
L4-6	0,531	0,278	0,999	0,001	0,805
L4-5	0,513	0,268	0,989	0,011	0,809
L7-8	0,374	0,196	1,000	0,000	0,863
L6-9	0,302	0,158	1,000	0,000	0,889
L8-9	0,075	0,039	1,000	0,000	0,973

Los resultados obtenidos evidencian que el índice híbrido de salud $H(0,7)$ discrimina adecuadamente la severidad relativa de las contingencias analizadas en el

sistema IEEE de 9 barras. La contingencia asociada al transformador T1 presenta el mayor nivel de criticidad, al registrar el valor máximo de severidad acumulada ($Sc = 1,912$), lo que se traduce en el menor índice de salud ($H = 0,162$).

La calibración del factor de sintonía (α) se plantea mediante tres enfoques complementarios.

1. En función del régimen hidrológico del sistema, asignando valores menores de α durante períodos de estiaje y valores mayores en épocas de alta hidrología.
2. Mediante procesos de validación retrospectiva (back-testing) utilizando registros históricos de contingencias efectivamente materializadas, con el fin de evaluar la capacidad predictiva y representatividad del índice frente a eventos reales.
3. Considerando el nivel de confiabilidad del Estimador de Estado (SE), de manera que valores más elevados de α sean asociados a escenarios con mayor robustez, observabilidad y calidad de estimación del sistema eléctrico.

La determinación de un valor óptimo y debidamente calibrado para α , sustentado en evidencia operativa y análisis estadístico, se propone como una línea de trabajo futuro.

El esquema híbrido combina dos canales de cadencia distinta: el EMS se refresca cada 1–5 min; el canal fuera de línea exige un Newton-Raphson por contingencia en PowerFactory (minutos, periodicidad diaria). El canal fuera de línea no puede recalcularse en tiempo real; además, tras un evento que altera la topología, un índice I precalculado pierde validez. Por ello el híbrido se concibe como herramienta de priorización preventiva y planificación, no de respuesta de emergencia.

8.2 Matriz de Decisión Operativa

La propuesta final articula qué familia de índices debe prevalecer en cada estado operativo del SNI, según se resume en la Tabla 6.

Estado operativo	Índice prevalente	Racional operativo
Normal (N-1 seguro)	SA del EMS (Sc)	Filtrado continuo con mínima intrusión
Alerta (N-0 seguro)	SA EMS + Fuera de Línea	Validación previa a acción preventiva
Emergencia	SA específicos Sb, Sv	Identificación precisa del tipo de violación
Emergencia Extrema	Híbrido H ($\alpha \approx 0,7$)	Priorización combinada para acción correctiva
Restauración	Fuera de Línea + Híbrido H	Planificación de reconexión segura

La matriz de decisión convierte la dicotomía tiempo real vs. fuera de línea en una arquitectura unificada,

donde cada estado operativo tiene asignado un mecanismo primario y un mecanismo de respaldo conceptual, atendiendo así al doble criterio de rapidez de respuesta y profundidad de análisis.

9. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Los cinco índices de severidad calculados por el SA del EMS son suficientes para el filtrado determinista en tiempo real, pero no alcanzan a caracterizar de forma completa la seguridad estática del SNI, porque no incorporan la criticidad topológica (expresada por el Factor de Riesgo) que sí captura el procedimiento fuera de línea.

La correlación de Spearman entre ambos rankings alcanzó 0,9587 en el sistema de 9 barras y, en el SNI, 0,9945 en demanda máxima y 0,9992 en demanda mínima, valor que confirma que el rango de la solución obtenida en el EMS es suficiente. En consecuencia, los índices del SA fuera de línea no duplican el trabajo del EMS: en su lugar, aportan información diferenciada que el operador no podría obtener únicamente del SA.

Como aporte conceptual, se propone el Índice Híbrido $H(\alpha)$ que integra ambos enfoques mediante un único parámetro de sintonía sin requerir modificación del núcleo del EMS. La matriz de decisión operativa por estado del sistema convierte la coexistencia de los dos tipos de índice en una arquitectura de decisión coherente para el operador del SNI.

Entre las limitaciones del estudio deben mencionarse: los valores numéricos reportados corresponden a un modelo del SNI utilizado con PowerFactory y que debería validarse de manera estricta sobre el modelo completo de tiempo real; el parámetro α del índice híbrido se presenta como recomendación conceptual pendiente de sintonización con datos operativos reales. Actualmente, el cálculo de estos índices es casi manual en cuanto a la recopilación de información.

Trabajo Futuro

Como línea de trabajos futuros, se propone profundizar en el desarrollo de metodologías que integren de manera conjunta la severidad de las contingencias y la probabilidad de ocurrencia de fallas en los distintos elementos del sistema [26], [27]. Este enfoque permitiría suavizar el criterio determinista tradicional N-1 hacia esquemas probabilísticos más flexibles, realistas y representativos de la operación en tiempo real, en los cuales la toma de decisiones no dependa únicamente del impacto de la contingencia, sino también del riesgo asociado. De esta manera, se podría optimizar la toma de decisiones operativas de eventos críticos.

Para cumplir con lo mencionado en el párrafo anterior, se recomienda realizar la validación numérica del índice híbrido $H(\alpha)$ con registros operativos del CENACE y la inclusión de probabilidad de ocurrencia de



las contingencias mediante el índice de la Tasa de Salida Forzada (Forced Outage Rate, FOR) en el cálculo del Índice de Severidad del SA en el ambiente del EMS. Esta incorporación permitiría transitar hacia un marco de evaluación de riesgo más robusto, alineado con enfoques consolidados de confiabilidad en sistemas de potencia, así como en modelos estocásticos basados en procesos de Markov para la representación de la degradación y falla de componentes reparables. En conjunto, estas extensiones proporcionarían un sustento teórico y metodológico más sólido para la transición del índice híbrido hacia escenarios operativos probabilísticos más realistas y aplicables a la operación del sistema.

10. 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 y al Análisis de Contingencias de DIgSILENT PowerFactory que permitió validar la metodología propuesta. Las licencias tanto del EMS como de DIgSILENT PowerFactory 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.

11. 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] P. Kundur, N. J. Balu y M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*, 1.ª ed. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [3] P. Kundur et al., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions" *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1387–1401, ago. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [4] O. De Lima, G. Rivera y L. Farinango, "Bases Conceptuales para la Utilización del Análisis de Contingencias en Tiempo Real con Criterios de Consciencia Situacional — Caso Centro de Control de CENACE-Ecuador" *Revista Técnica "energía"*, vol. 15, n.º II, ene. 2019.
- [5] A. J. Wood, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3.ª ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2014.

- [6] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Norwell, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [7] V. Brandwajn, "Efficient bounding method for linear contingency analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, n.º 1, pp. 38–43, feb. 1988, doi: 10.1109/59.43179.
- [8] V. Brandwajn y M. G. Lauby, "Complete bounding method for AC contingency screening," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, n.º 2, pp. 724–729, may. 1989, doi: 10.1109/59.193847.
- [9] V. Brandwajn, Y. Liu y M. G. Lauby, "Pre-screening of single contingencies causing network topology changes," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, n.º 1, pp. 30–36, feb. 1991, doi: 10.1109/59.131044.
- [10] V. Brandwajn, M. Gilles y M. G. Lauby, "A critical review of branch contingency selection methods," en *Proc. IFAC Symp. Power Syst. Power Plant Control*, Seúl, Corea del Sur, ago. 1989, pp. 35–40.
- [11] V. Brandwajn, A. B. R. Kumar, A. Ipakchi, A. Bose y S. D. Kuo, "Severity indices for contingency screening in dynamic security assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, n.º 3, pp. 1136–1142, ago. 1997, doi: 10.1109/59.630453.
- [12] *Security Analysis — Function Description*, Doc. ID 1KSE000374, rev. B, Network Manager NM 9.2, San José, CA, USA, mar. 2024.
- [13] *SA Overview Security Analysis — Design Description*, Doc. ID 1KSE000770, rev. A, Network Manager NM 9.2, San José, CA, USA, sep. 2023.
- [14] J. O. Castellano Silva, "Evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el criterio convencional N-1," *Trabajo de Integración Curricular, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador*, feb. 2024.
- [15] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, D. G. Colomé y D. E. Echeverría, "Real-time transient stability assessment based on center-of-inertia estimation from phasor measurement unit records," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, n.º 8, pp. 1363–1376, ago. 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0616.
- [16] G. C. Ejebe y B. F. Wollenberg, "Automatic contingency selection," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-98, n.º 1, pp. 97–109, ene. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319537.
- [17] F. D. Galiana, "Bound estimates of the severity of line outages in power system contingency analysis and ranking," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-103, n.º 9, pp. 2612–2624, sep. 1984, doi: 10.1109/TPAS.1984.318233.

- [18] B. Stott, O. Alsac y A. J. Monticelli, "Security analysis and optimization," *Proc. IEEE*, vol. 75, n.º 12, pp. 1623–1644, dic. 1987, doi: 10.1109/PROC.1987.13931.
- [19] T. A. Mikolinnas y B. F. Wollenberg, "An advanced contingency selection algorithm," *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, n.º 2, pp. 608–617, feb. 1981, doi: 10.1109/TPAS.1981.316918.
- [20] DlgSILENT GmbH, *PowerFactory 2023 User Manual*. Gomaringen, Alemania: DlgSILENT GmbH, 2023.
- [21] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2.ª ed. New York, NY, USA: Plenum Press, 1996.
- [22] A. G. Phadke y J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, 2.ª ed. Cham, Suiza: Springer, 2017.
- [23] C. Spearman, "The proof and measurement of association between two things," *Amer. J. Psychol.*, vol. 15, n.º 1, pp. 72–101, ene. 1904, doi: 10.2307/1412159.
- [24] IEEE PES Task Force on Stability Terms and Definitions, *Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies*, Tech. Rep. PES-TR77. Piscataway, NJ, USA: IEEE Power and Energy Society, may. 2020.
- [25] E. Moreno y V. Hinojosa, "Ranking de contingencias para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador utilizando programación en DIGSILENT – DPL," *Revista Técnica "energía"*, vol. 5, pp. 120–127, 2009, doi: 10.37116/revistaenergia.v5.n1.2009.248.
- [26] M. S. Alvarez-Alvarado et al., "Power System Reliability and Maintenance Evolution: A Critical Review and Future Perspectives," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 51922–51950, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3172697.
- [27] M. S. Alvarez-Alvarado y D. Jayaweera, "Bathtub curve as a Markovian process to describe the reliability of repairable components," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, n.º 21, pp. 5683–5689, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5505.

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.



Johnny O. Castellano Silva. - 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, estimador de estado, control automático de generación y modelación eléctrica en entornos EMS.



M. 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 y OTS, la Modelación de Sistemas Eléctricos y Energías Renovables.



Óscar F. de Lima Garmendia. - Ingeniero Electricista (1980, en la Universidad Simón Bolívar USB, Venezuela). Maestría en Administración de Empresas (1987, IESA, Venezuela). Desde 1980 ha trabajado como consultor en el área de aplicaciones EMS/GMS y OTS en más de 20 países. Actualmente es director de deBarr C.A. – Consultora especializada en sistemas SCADA/EMS/DMS/GMS. Sus áreas de interés son: centros de control de energía, sistemas eléctricos de potencia en tiempo real aplicados a redes de generación y transmisión y simuladores de entrenamiento.



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

Integrated Framework for Operational Continuity and Reliability Assessment of Mission-Critical EMS Systems in Technological Transition

Marco Integrado de Continuidad Operativa y Evaluación de Confiabilidad para Sistemas EMS de Misión Crítica en Transición Tecnológica

M.L. Farinango¹

0000-0002-7319-4614

G.P. Rivera¹

0000-0002-3059-7974

F.A. de Lima² 0009-0002-0978-1950¹Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, EcuadorE-mail: lfarinango@cenace.gob.ec, grivera@cenace.gob.ec²deBarr, Caracas, VenezuelaE-mail: fdelima@debarr.com

Abstract

The management of mission-critical operational technology (OT) platforms such as Energy Management Systems (EMS) that have exceeded their design useful life poses a major technical and strategic challenge for power System Operators (SO), particularly during prolonged technology transitions. This paper aims to assess the reliability and sustain the operational continuity of an EMS platform under obsolescence, through an integrated framework of seven strategic components supported by a quantitative formulation that combines availability, redundancy, bounded dynamic risk, and degraded service states modeled by a numerically solved four-state Markov chain. The approach is applied to the real case of the EMS platform of a System Operator (SO) in an emerging economy, currently transitioning toward a new EMS expected by 2027. Measured results include a baseline availability of 99.91 %, a mean time to repair (MTTR) of 2.7 h, and the rationalization of more than 20 % of historian signals; the Markov-based assessment yields an effective availability of approximately 99.91 %, and the dynamic risk model quantifies risk-exposure reductions in the range of 29–55 % per failure mode, while a threshold-based economic assessment establishes the cost-effectiveness condition of the plan. Collectively, these measures strengthen the operator's ability to maintain high availability and reduce risk exposure during the transition window, and provide a structured basis for prioritizing mitigation actions and supporting technical and managerial decision-making aimed at preserving the secure operation of the power system.

Index terms— Operational continuity, Availability, Reliability, EMS, Mission-critical systems, Risk management, Condition-based maintenance, Technology obsolescence.

Resumen

La gestión de plataformas de tecnología operacional de misión crítica como los Sistemas de Gestión de Energía (EMS, *Energy Management System*) que han superado su vida útil de diseño constituye un desafío técnico y estratégico para los Operadores de Sistemas (OS), particularmente durante transiciones tecnológicas prolongadas. Este artículo tiene por objetivo evaluar la confiabilidad y sostener la continuidad operativa de un EMS en obsolescencia, mediante un marco integrado de siete componentes estratégicos respaldado por una formulación que articula disponibilidad, redundancia, riesgo dinámico acotado y estados degradados de servicio modelados con cadenas de Markov de cuatro estados. El enfoque se aplica al caso real del EMS de un OS con economía emergente, en transición hacia un nuevo EMS previsto para 2027. Los resultados incluyen una disponibilidad de 99,91 %, un tiempo medio de reparación (MTTR, Mean Time To Repair) de 2,7 h y la racionalización de más del 20% de señales de historización; la evaluación mediante Markov entrega una disponibilidad del orden de 99,91 %, y el modelo de riesgo dinámico cuantifica reducciones en el rango de 29–55 % por modo de falla, mientras que la evaluación económica por análisis de umbral establece la condición de costo-efectividad del plan. En conjunto, estas medidas fortalecen la capacidad del OS para sostener alta disponibilidad y reducir la exposición al riesgo durante la ventana de transición y aportan una base estructurada para priorizar medidas de mitigación y apoyar la toma de decisiones técnicas y de gestión para preservar la operación segura del sistema eléctrico.

Palabras clave— Continuidad operativa, Disponibilidad, Confiabilidad, EMS, Cadena de Markov, Sistemas de misión crítica, Gestión de riesgos, Mantenimiento basado en la condición, Obsolescencia tecnológica.

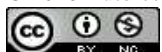
Recibido: 29-04-2026, Aprobado tras revisión: 20-07-2026

Forma sugerida de citación: Farinango, L.; Rivera, G.; De Lima, F. (2026) "Marco Integrado de Continuidad Operativa y Gestión de Riesgos para Sistemas EMS de Misión Crítica en Transición Tecnológica". Revista Técnica "*energía*". No. 23, Issue I. Pp. 33-54

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.760>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

La operación coordinada de un sistema eléctrico de potencia interconectado con otros países requiere plataformas de tecnología operacional (OT, Operational Technology) de misión crítica capaces de consolidar en tiempo real la información de generación, transmisión, subtransmisión e interconexiones internacionales. Estas plataformas, conocidas como Sistemas de Gestión de Energía (EMS, Energy Management System), soportan funciones esenciales como la adquisición de datos SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), el Control Automático de Generación (AGC, Automatic Generation Control), el Estimador de Estado (SE, State Estimator), el Análisis de Contingencias (CA, Contingency Analysis), el Flujo de Potencia del Operador (DPF, Dispatcher Power Flow), el Flujo de Potencia Óptimo (OPF, Optimal Power Flow) y el Flujo de Potencia Óptimo con Restricciones de Seguridad (SCOPF, Security-Constrained Optimal Power Flow) [1], [2]. En el caso del operador de sistema bajo estudio (en adelante, el OS), la plataforma EMS integra más de 50 000 señales y ejecuta más de 13 000 subrutinas sobre aproximadamente 700 000 líneas de código, lo que refleja el elevado nivel de complejidad funcional y tecnológica característico de este tipo de sistemas.

No obstante, los estándares industriales [3], [4] sitúan la vida útil de diseño (*design useful life*) de estas plataformas entre 8 y 10 años. Conviene distinguir esta magnitud del horizonte operativo real y de la ventana de transición tecnológica. La primera corresponde a la vida útil para la cual el activo fue concebido por el fabricante, mientras que la ventana de transición designa el periodo, típicamente de 24 a 48 meses, durante el cual el operador migra hacia una nueva plataforma y debe sostener simultáneamente la operación del sistema heredado. Superar la vida útil de diseño activa vectores de riesgo críticos, entre ellos la discontinuidad del soporte de hardware, la limitada capacidad de escalamiento frente a nuevas tecnologías como renovables y almacenamiento; y una mayor vulnerabilidad durante la propia ventana de transición. En este contexto, la probabilidad de falla tiende a incrementarse de manera no lineal, en concordancia con la zona de desgaste de la curva de bañera (*bathtub curve*) [5], lo que exige evolucionar desde un enfoque predominantemente reactivo hacia una gestión preventiva formal de riesgos orientada a la continuidad operativa.

La literatura relacionada con la continuidad operativa ha evolucionado desde marcos generales de gestión de continuidad y riesgo, como ISO 22301 e ISO 31000 [6], [7], hacia normativas y marcos específicos para infraestructuras críticas, como NERC CIP y los enfoques de ciberseguridad promovidos por NIST e IEC [8]–[11]. En el ámbito de los sistemas eléctricos, NERC CIP aborda requisitos de protección y resiliencia para sistemas de control de infraestructura crítica [8], mientras que el Cybersecurity Framework del NIST proporciona

una estructura escalable para la identificación, protección, detección, respuesta y recuperación frente a amenazas [9]. Por su parte, la serie IEC 62443 complementa este enfoque mediante requisitos específicos para redes y sistemas industriales [10] y la norma IEEE Std 1686 define capacidades de ciberseguridad aplicables a dispositivos electrónicos inteligentes [11].

En paralelo, diversas investigaciones han abordado la cuantificación de la disponibilidad y la confiabilidad mediante modelos estocásticos. Los trabajos de Billinton y Allan [12] establecieron bases analíticas fundamentales para la evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos, posteriormente extendidas por Chowdhury y Koval [13] a plataformas de control industrial. Asimismo, la modelación de estados degradados mediante cadenas de Markov ha sido explorada por Rausand y Høyland [14] y aplicada a sistemas SCADA por Bompard et al. [15]. En esta misma línea, EPRI ha publicado mejores prácticas para la extensión de vida útil de plataformas EMS/SCADA [16], mientras que CIGRÉ ha desarrollado lineamientos sobre estrategias de modernización de plataformas EMS [17].

Complementariamente, las estrategias de confiabilidad han transitado desde esquemas basados estrictamente en el tiempo hacia enfoques de confiabilidad y mantenimiento basados en la condición (CBM, *Condition-Based Maintenance*), en los cuales las decisiones de intervención se adoptan según el estado real y el desempeño observado del equipo y no únicamente a partir de estimaciones temporales [18], [19]. Este paradigma resulta particularmente pertinente para plataformas EMS que han superado su vida útil de diseño.

La observación continua de indicadores operativos, utilización de recursos, latencias, tasas de error y eventos de degradación permite anticipar la transición hacia estados de servicio degradado y calibrar la dinámica de riesgo a partir de datos reales, en lugar de asumir tasas de falla puramente teóricas. Como se mostrará, la formulación de riesgo dinámico de este trabajo se ancla precisamente en una tendencia de utilización observada, lo que la sitúa dentro de la lógica CBM.

Adicionalmente, las técnicas de priorización y evaluación de riesgos han sido empleadas para apoyar la gestión en entornos complejos. El Análisis de Modos de Falla y Efectos (FMEA, *Failure Mode and Effects Analysis*) ha sido ampliamente documentado por Stamatidis [20] y posteriormente adaptado al contexto de sistemas de protección, automatización y control por Apostolov [21]. De forma complementaria, la valoración económica de la carga no servida (VoLL, *Value of Lost Load*) aporta una base metodológica para el análisis costo-beneficio de medidas orientadas a reducir el impacto de interrupciones; no obstante, su aplicación a sistemas de control exige un tratamiento cuidadoso de la cadena causal entre la indisponibilidad del sistema de

control y la pérdida efectiva de suministro, aspecto que este trabajo formaliza explícitamente [22], [23].

Sin embargo, a pesar de este cuerpo de conocimiento, persiste una brecha en la literatura relacionada con la limitada disponibilidad de marcos integrados que articulen, dentro de un mismo esquema, componentes técnicos, organizativos y cuantitativos específicamente orientados a plataformas EMS en condiciones de obsolescencia tecnológica. También se observa una escasa formalización de la dinámica de riesgo bajo degradación temporal acelerada y, de manera particular, una reducida documentación de casos reales en Operadores de Sistemas de economías emergentes, donde las restricciones presupuestarias, institucionales y normativas condicionan de forma significativa las estrategias de transición tecnológica.

Para abordar estas deficiencias, este artículo presenta las siguientes contribuciones principales:

1. Propone un Marco Integrado de Continuidad Operativa, estructurado en siete componentes estratégicos, para la gestión de plataformas EMS en condiciones de obsolescencia tecnológica.

2. Desarrolla una formulación cuantitativa de soporte que integra disponibilidad, redundancia y estados degradados de servicio mediante una cadena de Markov de cuatro estados resuelta numéricamente para la evaluación de confiabilidad, junto con un modelo de riesgo dinámico acotado por tasa de riesgo, físicamente consistente con la zona de desgaste.

3. Aplica el marco propuesto al caso real de la plataforma EMS del OS bajo estudio, documentando resultados operacionales medidos y atribuyéndolos a los componentes del marco, con el fin de evaluar su utilidad práctica en un entorno de transición tecnológica prolongada.

4. Define un conjunto de indicadores clave de desempeño KPIs, (Key Performance Indicators) con umbrales operativos y formula una evaluación económica por análisis de umbral (threshold analysis), robusta frente a la disponibilidad limitada de datos por confidencialidad, para apoyar el monitoreo del plan y la toma de decisiones de gobernanza operativa.

El resto de segmentos del artículo se organizan en seis secciones. La Sección 2 desarrolla el marco teórico y la formulación matemática. La Sección 3 presenta el diagnóstico del sistema bajo estudio, incluyendo el análisis FMEA. La Sección 4 describe el marco integrado de continuidad operativa y sus siete componentes. La Sección 5 expone la aplicación al caso de estudio y discute los resultados, incluyendo las lecciones aprendidas. La Sección 6 resume las conclusiones y el trabajo futuro.

2. MARCO TEÓRICO Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA

La gestión de continuidad operativa de una plataforma EMS en obsolescencia requiere un soporte cuantitativo que permita, primero, caracterizar el estado de confiabilidad del sistema; segundo, anticipar la evolución temporal del riesgo en la zona de desgaste; y tercero, sustentar económicamente las decisiones de mitigación. Esta sección presenta esa formulación en cinco bloques: disponibilidad y redundancia, riesgo, confiabilidad por cadenas de Markov, priorización por FMEA y evaluación económica, finalizando con una declaración explícita de sus limitaciones. Cada bloque se aplica numéricamente al caso de estudio en la Sección 5.

2.1 Modelo de Disponibilidad con Redundancia

La disponibilidad de estado estable de un componente reparable se define como la fracción de tiempo en que el sistema permanece operativo, en función de su tiempo medio entre fallas y su tiempo medio de reparación, conforme a las definiciones normalizadas de confiabilidad y disponibilidad [12], [24]:

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

Donde A (*Availability*) es la disponibilidad adimensional, en $[0,1]$, $MTBF$ (*Mean Time Between Failures*) es el tiempo medio entre fallas y $MTTR$ (*Mean Time To Repair*) es el tiempo medio de reparación, ambos términos se expresan en unidades de tiempo coherentes.

La indisponibilidad anual asociada, expresada en horas por año, se obtiene como:

$$U = (1 - A) \cdot 8760 \quad [\text{h/año}] \quad (2)$$

Donde U (*Unavailability*) es la indisponibilidad anual en horas y 8760 es el número de horas en un año no bisiesto.

Una disponibilidad de cuatro nueves ($A=0,9999$) corresponde a $U \approx 52,56$ min/año, valor que constituye la meta de referencia del indicador de disponibilidad.

Cuando el servicio se sostiene mediante arquitecturas redundantes, la disponibilidad equivalente depende de la configuración. Para n componentes en redundancia paralela, el subsistema opera si al menos uno está disponible [13]:

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

Donde A_i son las disponibilidades de los componentes individuales de un total de m componentes.

Para n componentes en serie, el subsistema opera solo si todos sus elementos A_j están disponibles:

$$A_{ser} = \prod_{i=1}^n A_i \quad (4)$$



La disponibilidad de una arquitectura serie-paralelo A_{eq} se obtiene combinando las ecuaciones (3) y (4) según el tipo de topología. Una cadena de subsistemas redundantes en serie-paralelo se obtiene como:

$$A_{eq} = \prod_k \left[1 - \prod_i (1 - A_{ik}) \right] \quad (5)$$

Donde A_{ik} es la disponibilidad del componente i del subsistema redundante k . La defensa en profundidad descrita en la Sección 4, es decir, sistema principal y respaldos de SCADA y AGC, responde a esta lógica de redundancia, en donde su efecto es mejorar A_{eq} por encima de la disponibilidad del sistema principal aislado.

La redundancia paralela opera como un esquema de protección con respaldo, es decir, para que exista la pérdida de suministro se requiere que falle simultáneamente la protección principal y la de respaldo, de modo que la probabilidad conjunta del evento indeseado es el producto de probabilidades individuales, cuyo valor es pequeño aun cuando cada una no lo sea.

2.2 Cuantificación de Riesgo Operacional

La cuantificación del riesgo en infraestructuras críticas adopta el marco general establecido por la norma ISO 31000 [7], que define el riesgo como la combinación de la probabilidad de un evento y sus consecuencias. Esta formulación ha sido analizada al dominio de sistemas industriales por Stamatis [20] y aplicada específicamente a sistemas SCADA por Bompard et al. [15].

El riesgo asociado a un modo de falla se cuantifica convencionalmente como el producto de su probabilidad de ocurrencia por su impacto [7]:

$$R = P \cdot I \quad (6)$$

Donde R es el índice de riesgo, P la probabilidad de ocurrencia e I el impacto, todos normalizados en $[0,1]$ mediante la escala de mapeo cualitativo-cuantitativo de la Tabla I (Sección 3). La expresión (6) proporciona una fotografía estática del riesgo, adecuada para ordenar modos de falla en un instante dado, pero insuficiente para representar la degradación temporal acelerada que es una característica de la zona de desgaste, donde la propensión a la falla crece de forma no lineal con el tiempo.

Para un sistema expuesto a n amenazas independientes durante una ventana temporal arbitraria, el riesgo acumulado se expresa mediante [14]:

$$R_{total} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot I_i \cdot E_i \quad (7)$$

Donde $E_i \in [0,1]$ representa el factor de exposición asociado a la amenaza i , utilizado para ponderar su contribución relativa dentro de la ventana de vulnerabilidad analizada. Este factor incorpora la influencia de la duración o persistencia de la condición de exposición sobre el nivel total de riesgo.

Para capturar esa dinámica se adopta una formulación basada en la tasa de riesgo (*hazard rate*), físicamente consistente con la zona de desgaste de la curva de bañera, en la que la tasa de fallas es creciente con el tiempo [5], [14]. Dentro de la ventana de transición, dicha tasa se modela con crecimiento exponencial. Esta forma corresponde a la ley de Gompertz, cuya tasa de riesgo es:

$$\lambda(t) = \lambda_0 e^{\alpha t} \quad (8)$$

Donde $\lambda(t)$ es la tasa de riesgo instantánea, λ_0 la tasa de falla base del modo al inicio de la ventana de tiempo, α el coeficiente de degradación por envejecimiento (en mes^{-1}) y t el tiempo transcurrido (en meses). El parámetro λ_0 se calibra a partir de la frecuencia de ocurrencia del modo en el FMEA. El factor α conocido como el factor de envejecimiento, hará que la tasa crezca si $\alpha > 0$. Su valor se obtiene a partir de la tendencia de degradación observada en los indicadores operativos del sistema, en línea con el enfoque de confiabilidad basada en la condición [18], [19].

La probabilidad acumulada de ocurrencia de al menos una falla crítica del modo en el intervalo $[0, t]$ se obtiene mediante la relación estándar de confiabilidad entre la función de riesgo acumulado y la probabilidad de falla:

$$F(t) = 1 - \exp \left[-\frac{\lambda_0}{\alpha} (e^{\alpha t} - 1) \right] \quad (9)$$

Donde $F(t)$ es la probabilidad acumulada de falla, acotada por construcción en el intervalo $[0, 1]$, puesto que resulta de $1 - e^{-\Lambda(t)}$ con $\Lambda(t) = \int_0^t \lambda(\tau) d\tau \geq 0$. Esta propiedad de acotamiento es la diferencia esencial respecto de una formulación que multiplique directamente un índice de riesgo por un factor exponencial no acotado, debido a que tal producto puede exceder la unidad y perder su interpretación probabilística, mientras que (9) permanece siempre dentro de $[0, 1]$.

El efecto de las medidas de mitigación se incorpora reduciendo la tasa de riesgo efectiva mediante un factor de completitud de mitigación:

$$M(t) = \sum_k w_k c_k(t), \quad \sum_k w_k \leq 1 \quad (10)$$

Donde $M(t)$ es la completitud de mitigación acumulada en $[0,1]$, w_k es la ponderación de la acción de mitigación k , cuyo valor representa la contribución máxima a la reducción del riesgo del modo y $c_k(t) \in [0, 1]$ es el grado de avance de la acción en el tiempo t .

La restricción $\sum_k w_k \leq 1$ admite deliberadamente sumas inferiores a la unidad. El complemento $1 - \sum_k w_k$ representa la porción de riesgo que las acciones contempladas no alcanzan a mitigar, es decir, es el riesgo residual estructural.

La tasa efectiva de fallas $\lambda_{\text{eff}}(t)$ se expresa como:

$$\lambda_{\text{eff}}(t) = \lambda_0 e^{\alpha t} (1 - M(t)) \quad (11)$$

Donde λ_0 la tasa de falla base del modo al inicio de la ventana de tiempo, α es el coeficiente de degradación por envejecimiento, $e^{\alpha t}$ es el crecimiento exponencial de la tasa de fallas por desgaste, $M(t)$ es el factor de mitigación, es decir, representa la efectividad del mantenimiento o las acciones correctivas. $1 - M(t)$ es la cantidad de fallas que no pudieron ser mitigadas.

La probabilidad acumulada de falla mitigada $F_{\text{mit}}(t)$, es decir, la probabilidad de que el sistema falle antes del tiempo t considerado para el mantenimiento se expresa como:

$$F_{\text{mit}}(t) = 1 - \exp \left[- \int_0^t \lambda_{\text{eff}}(\tau) d\tau \right] \quad (12)$$

Donde $\exp \left[- \int_0^t \lambda_{\text{eff}}(\tau) d\tau \right]$ es conocida como la función de supervivencia, es decir, la probabilidad de no haber fallado hasta el tiempo t . La expresión completa representa la probabilidad de falla de un sistema que envejece exponencialmente, pero que ese envejecimiento se mitiga mediante mantenimiento programado que se ejecuta a lo largo de la ventana de tiempo.

Finalmente, el riesgo dinámico del modo, ponderado por su impacto, se define como:

$$R(t) = F(t) \cdot I, \quad 0 \leq R(t) \leq I \quad (13)$$

Donde I es el impacto normalizado del modo. La reducción de exposición lograda por la mitigación se expresa como la diferencia $R_{\text{sin}}(t) - R_{\text{con}}(t) = [F(t) - F_{\text{mit}}(t)] \cdot I$, que depende de la integral de la tasa de riesgo y no se reduce a una identidad trivial con $M(t)$. Esta es una propiedad deseable de la formulación. La dinámica temporal del modelo contribuye efectivamente al resultado. El acotamiento de (10) es análogo a la saturación de un integrador de anti enrollamiento *anti-windup* que deja de acumular cuando llega a un valor máximo hasta que la señal de error cambie y permita reducir esta acumulación, consiguiendo que por intensa que sea la tasa de riesgo creciente, la probabilidad de falla nunca rebasa su límite físico.

2.3 Evaluación de Confiabilidad y Estados Degradados Aplicando la Cadena de Markov

La continuidad operativa de una plataforma EMS no es un fenómeno binario con estados disponible e indisponible. Ante la degradación, el sistema transita por niveles intermedios de servicio. Esta dinámica se formaliza como una Cadena de Markov de tiempo continuo de cuatro estados, formalismo validado en la evaluación de confiabilidad de sistemas reparables [14] y aplicado a infraestructuras SCADA por Bompard et al. [15]. Los estados son: S_1 , Normal (100% de funcionalidad); S_2 , Degradado Leve (funciones críticas

operativas); S_3 , Degradado Severo (solo SCADA básico); y S_4 , Emergencia (indisponibilidad del sistema principal y operación mediante respaldos).

La dinámica de transición entre estados adyacentes se describe mediante la matriz generadora Q de una Cadena de Markov de Tiempo Continuo, donde λ_{ij} son las tasas de degradación y μ_{ji} las tasas de recuperación:

$$Q = \begin{bmatrix} -\lambda_{12} & \lambda_{12} & 0 & 0 \\ \mu_{21} & -(\mu_{21} + \lambda_{23}) & \lambda_{23} & 0 \\ 0 & \mu_{32} & -(\mu_{32} + \lambda_{34}) & \lambda_{34} \\ 0 & 0 & \mu_{43} & -\mu_{43} \end{bmatrix} \quad (14)$$

A la matriz Q también se la conoce como la Matriz Tridiagonal, puesto que está conformada por una diagonal superior que determina las tasas de transición hacia estados más degradados, una diagonal inferior que determina las tasas de transición hacia estados de mejor funcionalidad y la diagonal principal, en donde cada elemento de la diagonal es el negativo de la suma de las tasas de salida del estado, de modo que cada fila suma cero para garantizar que la probabilidad total se conserve.

El diagrama de la cadena de Markov de cuatro estados de tiempo continuo se presenta en la Fig. 1.

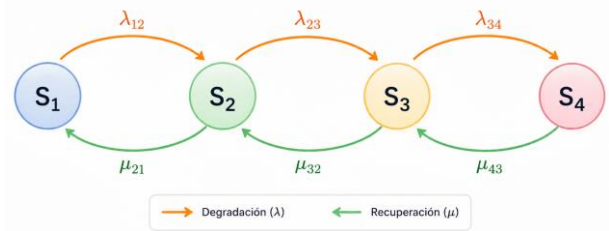


Figura 1: Diagrama de Transición de Estados de la Matriz Q

Siendo S_1 , S_2 , S_3 y S_4 los estados que representan:

- S_1 : Normal (100 % funcionalidad),
- S_2 : Degradado Leve (funciones críticas operativas)
- S_3 : Degradado Severo (solo SCADA básico)
- S_4 : Emergencia (indisponibilidad total de sistema principal y operación mediante sistemas de respaldo)

En la distribución de probabilidad estacionaria $\pi = (\pi_1, \pi_2, \pi_3, \pi_4)$ la fracción de tiempo de largo plazo que el sistema permanece en cada estado, se obtiene resolviendo el balance presentado a continuación:

$$\pi Q = 0, \quad \sum_{i=1}^4 \pi_i = 1 \quad (15)$$

A partir de π se define la disponibilidad efectiva del servicio, que pondera cada estado por su capacidad funcional:

$$A_{ef} = \sum_{i=1}^4 \pi_i a_i \quad (16)$$

Donde $a_i \in [0,1]$ es la capacidad funcional del estado i , con $a_{S1} = 1$ para el estado Normal y $a_{S4} = 0$ para el estado de Emergencia. Los valores intermedios se definen según el grado de funcionalidad preservada. A diferencia de la disponibilidad binaria de (1), A_{ef} reconoce el valor operativo de los estados degradados, en los que el sistema mantiene funciones esenciales aunque no la totalidad de sus capacidades. Las tasas λ_{ij} y μ_{ji} se calibran a partir de datos operativos del caso de estudio como frecuencias de degradación derivadas de la ocurrencia FMEA y tiempos de recuperación derivados del MTTR observado, cuya resolución numérica se presenta en la Sección 5.2.

2.4 Priorización de Modos de Falla FMEA

La priorización de modos de falla se realiza mediante el Análisis de Modos de Falla y Efectos (FMEA), que asigna a cada modo un Número de Prioridad de Riesgo (RPN, *Risk Priority Number*) como producto de tres factores [20], [21]:

$$RPN = S \cdot O \cdot D \quad (17)$$

Donde S es la severidad del efecto, O la ocurrencia (frecuencia del modo) y D la detectabilidad, cada uno en una escala ordinal de 1 a 10. Conviene precisar la convención de la escala de detectabilidad adoptada: $D=1$ corresponde a un modo de falla fácilmente detectable y $D=10$ a uno prácticamente indetectable; en consecuencia, un valor alto de D señala dificultad de detección. Las anclas de las tres escalas, el procedimiento de elicitación de S , O y D , el umbral de priorización y su justificación para el dominio EMS se desarrollan en la Sección 3.

2.5 Evaluación Económica por Análisis de Umbral

La justificación económica del plan de continuidad requiere estimar el costo esperado de las interrupciones evitadas. La valoración de la carga no servida (VoLL) ofrece una base para ello, pero su aplicación a un sistema de control exige tratar explícitamente la cadena causal entre la indisponibilidad del EMS y la pérdida efectiva de suministro [22], [23]. Esta cadena no es directa debido a la defensa en profundidad (respaldos de SCADA y AGC), la indisponibilidad del sistema principal solo se traduce en pérdida de carga si dicha defensa también es vencida, considerado como un evento de orden superior y, por tanto, de baja probabilidad.

Se distingue, en consecuencia, entre una cota superior pesimista y un costo esperado realista. La cota superior supone transferencia total de la indisponibilidad a energía no servida sobre la carga completa:

$$C_{\max} = \text{VoLL} \cdot P_{\text{carga}} \cdot t_{\text{down}} \quad (18)$$

Donde $C_{\max}$ es el costo máximo (USD), VoLL el valor de la carga no servida (USD/MWh), P_{carga} la potencia media de la carga (MW) y t_{down} el tiempo de indisponibilidad considerado en horas. El costo esperado realista corrige esta cota mediante dos factores condicionales de probabilidad y cobertura:

$$E[C] = C_{\max} \cdot p_{\text{prop}} \cdot f_{\text{carga}} \quad (19)$$

Donde p_{prop} es la probabilidad de que la falla del EMS se propague hasta una pérdida efectiva de suministro pese a los respaldos, es decir, la probabilidad de vencer la defensa en profundidad y $f_{\text{carga}} \in [0,1]$ es la fracción de la carga realmente en riesgo, determinada por la naturaleza de las funciones afectadas.

Dado que p_{prop} involucra datos sensibles de incidentes, no se afirma un valor puntual del beneficio, sino que se adopta un análisis de umbral: el plan de continuidad es un costo-efectivo cuando el costo esperado evitado supera la inversión del plan:

$$\theta^* = \frac{C_{\text{plan}}}{C_{\max}}; \quad (20)$$

$$\text{plan costo-efectivo} \Leftrightarrow p_{\text{prop}} \cdot f_{\text{carga}} > \theta^*$$

Donde C_{plan} es el costo de implementación del plan y θ^* el umbral mínimo del producto $p_{\text{prop}} \cdot f_{\text{carga}}$ requerido para la justificación. La conclusión económica se establece demostrando que el producto $p_{\text{prop}} \cdot f_{\text{carga}}$ supera holgadamente a θ^* para todo el rango defendible de VoLL, sin necesidad de revelar el valor exacto de los parámetros condicionales que son datos confidenciales. La Sección 5.5 presenta el análisis de sensibilidad correspondiente.

2.6 Limitaciones de la Formulación

Por transparencia metodológica, se declaran explícitamente las limitaciones de la formulación, cuyo alcance condiciona la interpretación de los resultados de la Sección 5:

1. Carácter indicativo de la evaluación económica. Las expresiones (18)-(20) constituyen una estimación de orden de magnitud orientada a la toma de decisiones, no una auditoría costo-beneficio. El parámetro p_{prop} se trata como una cota conservadora derivada de registros internos, no publicables en detalle por confidencialidad; en consecuencia, el resultado económico se expresa como una condición de umbral y no como un beneficio puntual.
2. Supuestos de la cadena de Markov. El modelo (14)-(16) asume transiciones markovianas entre estados adyacentes con tasas constantes en el régimen estacionario; su calibración depende de la calidad de los datos operativos disponibles y de la representatividad de la ventana de observación.

- Alcance del modelo de riesgo dinámico. Las expresiones (8)–(13) modelan la degradación en la zona de desgaste mediante una tasa de riesgo exponencial; la calibración de λ_0 y α está sujeta a la incertidumbre propia de la estimación a partir de datos históricos, por lo que la Sección 5.3 incluye un análisis de sensibilidad sobre estos parámetros y sobre los pesos w_k .
- Normalización de impactos. Los valores de P, I, S, O y D provienen de un proceso de elicitación experta documentado en la Sección 3; aunque trazable, conserva el carácter ordinal inherente a las escalas cualitativas.

3. DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA BAJO ESTUDIO

El sistema analizado corresponde a una plataforma EMS comercial desplegada sobre una arquitectura redundante, cuya infraestructura de Hardware ha superado su horizonte útil de diseño. Desde el punto de vista funcional, la plataforma EMS comprende seis subsistemas principales: adquisición de datos SCADA, procesamiento de aplicaciones avanzadas, historial de proceso, gestión de alarmas, interfaz humano-máquina y comunicaciones para el esquema de AGC de respaldo.

En cuanto a la integración de información y aplicaciones, la plataforma se apoya en los estándares IEC 61970 (*Common Information Model*, CIM) [25] e IEC 61968 [26]. Por su parte, el subsistema de comunicaciones implementa los protocolos ICCP/TASE.2 para la interconexión con operadores de países vecinos, así como DNP3, IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-104 para la adquisición de datos desde unidades terminales remotas (RTU) ubicadas en subestaciones de centrales de generación.

3.1 Caracterización de Obsolescencia Tecnológica

El diagnóstico identifica tres dimensiones de obsolescencia operando simultáneamente. La Fig. 2 sitúa el sistema en la zona de desgaste de la curva de ciclo de vida, donde la tasa de fallas crece de manera no lineal con el tiempo.:

- Dimensión 1 – Hardware:** La plataforma de procesamiento y almacenamiento ha superado su horizonte útil de diseño. El mercado de repuestos presenta una disponibilidad cada vez más limitada y costos crecientes. Además, los recursos de memoria y almacenamiento fueron dimensionados para condiciones operativas inferiores a las demandas actuales del sistema eléctrico. A ello se suma la degradación natural del rendimiento derivada de años de operación continua, lo que restringe la capacidad de crecimiento frente a la incorporación de nuevas subestaciones
- Dimensión 2 – Software:** La versión actualmente en operación presenta limitaciones estructurales

para su actualización y evolución sobre la infraestructura instalada. Se identifican restricciones concretas en la capacidad de almacenamiento del historial, saturación en tablas de cálculo y cuellos de botella en las colas de procesamiento de eventos y mensajes entre procesos.

- Dimensión 3 – Temporal:** El proyecto de implementación del nuevo EMS se encuentra en fase inicial de ejecución, con una fecha estimada de puesta en servicio hacia finales de 2027. Esta situación configura una ventana de exposición operacional prolongada, que requiere una gestión activa de continuidad durante el período transitorio.



Figura 2: Curva de Ciclo de Vida del Sistema con Ubicación de Zona de Desgaste

3.2 Metodología de Evaluación de Riesgos: Escalas y Elicitación

La priorización de modos de falla mediante FMEA de la ecuación (17) requiere la asignación de los factores de Severidad (S), Ocurrencia (O) y Detectabilidad (D). Para garantizar la reproducibilidad del análisis, estos factores no se asignaron de forma ad hoc, sino mediante un procedimiento estructurado de elicitación experta.

La valoración fue realizada por un panel conformado por el equipo técnico responsable de la administración de la plataforma EMS y por expertos del sistema con experiencia directa en la gestión de plataformas en tiempo real. Cada factor se asignó sobre escalas ordinales ancladas de 1 a 10, conforme a las definiciones de Stamatis [20], mediante consenso y validación por revisión cruzada entre los miembros del panel. Las anclas adoptadas se resumen a continuación:

- Severidad (S):** 1–2 insignificante (sin efecto operativo perceptible); 3–4 menor (degradación de funciones no críticas); 5–6 moderada (pérdida de aplicaciones avanzadas); 7–8 mayor (pérdida de funciones críticas con respaldo disponible); 9–10 catastrófica (pérdida de regulación de frecuencia o de supervisión).
- Ocurrencia (O):** 1–2 remota (improbable en la ventana de transición); 3–4 baja (esporádica); 5–6

moderada (ocasional); 7–8 alta (frecuente, con tendencia creciente); 9–10 muy alta (recurrente o persistente).

- **Detectabilidad (D):** Bajo la convención adoptada, D=1 indica detección inmediata y D=10 falla prácticamente indetectable. Anclas: 1–2 detección muy alta (alarma automática inmediata); 3–4 alta (detectable por monitoreo rutinario); 5–6 moderada (detectable por inspección periódica); 7–8 baja (detectable solo en pruebas programadas: falla latente); 9–10 muy baja (prácticamente indetectable hasta el fallo en demanda).

El índice de riesgo estático representado en la ecuación (6) y el riesgo dinámico representado en la ecuación (11) operan sobre valores normalizados de probabilidad (P) e impacto (I) en el intervalo [0,1]. La Tabla I establece la correspondencia entre los niveles cualitativos, las bandas de la escala FMEA y los valores numéricos, en una escala homogénea de cinco niveles. Esta correspondencia hace trazable cada valor empleado en las secciones posteriores: por ejemplo, un modo con O=8 se clasifica como probabilidad “Alta” ($P=0,80$) y un modo con S=7 como impacto “Alto” ($I=0,90$), ambos dentro de la banda 7–8.

Tabla 1: Escala de Mapeo Cualitativo-Cuantitativo de Probabilidad e Impacto

Nivel Cualitativo	Banda FMEA (S, O)	Probabilidad (P)	Impacto (I)
Muy Bajo	1–2	0,10	0,15
Bajo	3–4	0,20	0,30
Medio	5–6	0,50	0,60
Alto	7–8	0,80	0,90
Muy Alta / Crítico	9–10	0,95	1,00

La definición explícita de esta escala resuelve la valoración del modo “saturación del historiador” que es directamente trazable a sus factores FMEA (O=8, S=7).

3.3 Análisis FMEA y Priorización de Modos de Falla

Aplicando la ecuación (17) a los modos de falla identificados, se obtuvo la priorización resumida en la Tabla II. Bajo el criterio adoptado en este trabajo, cuatro modos de falla superan el umbral de priorización $RPN \geq 125$: la saturación del historiador de proceso, la indisponibilidad del AGC principal, la degradación progresiva del subsistema de cálculos y el congelamiento de aplicaciones críticas que se resumen en la Tabla II.

La suma total de los RPN evaluados es 1052; los cuatro modos priorizados aportan 830, esto es, aproximadamente el 79,0 % de la exposición total. Este resultado confirma que el riesgo se concentra en un conjunto reducido de modos de falla, lo que facilita la focalización de las acciones de mitigación que se ilustran

mediante un diagrama de Pareto presentado más adelante en la Fig. 3.

Tabla 2: Modos de Falla Principales y su Número Prioritario de Riesgo

Modo de Falla	Severidad (S)	Ocurrencia (O)	Detectabilidad (D)	RPN
Falla catastrófica de servidores principales	9	2	5	90
Corrupción de base de datos histórica	8	3	3	72
Saturación del historiador de proceso	7	8	5	280
Degradación progresiva del subsistema de cálculos	6	7	5	210
Indisponibilidad de AGC principal	10	3	6	180
Congelamiento de aplicaciones críticas	8	4	5	160
Pérdida de sincronización de tiempo	5	4	3	60

Se presenta el Diagrama de Pareto ordenado por RPN descendente.

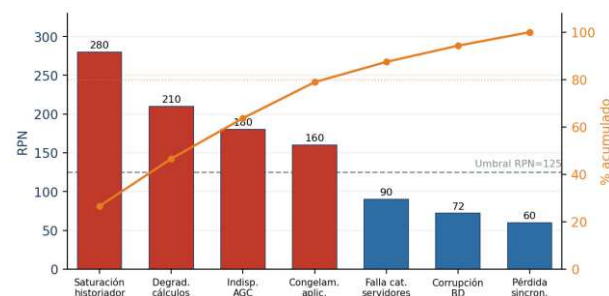


Figura 3: Diagrama de Pareto de los Modos de Falla Ordenados por RPN Descendente

3.3.1 Justificación del umbral de priorización para el contexto EMS

El umbral $RPN \geq 125$ proviene del criterio reportado por Apostolov [21] para sistemas de protección, automatización y control. Dado que dicho dominio no es idéntico al de una plataforma EMS basada en software, su transferibilidad se sustenta sobre dos bases. Primera, en términos absolutos, $RPN=125$ corresponde a una combinación moderada-alta (del orden de $5 \times 5 \times 5$) en las escalas 1–10, coherente con el criterio general de práctica FMEA que sitúa el umbral de acción prioritaria en torno a 100–125 para sistemas críticos [20].

Segunda, y de forma decisiva, la elección del umbral resulta robusta frente a su valor exacto en este caso: la distribución de RPN presenta una discontinuidad natural entre 90 y 160 (una banda vacía de 70 puntos), de modo que cualquier umbral dentro del intervalo (90, 160) produce el mismo conjunto de cuatro modos priorizados.

La priorización no depende, por tanto, de la calibración fina del umbral, sino de una separación estructural presente en los propios datos.

3.3.2 Justificación de la detectabilidad del modo “Indisponibilidad de AGC principal”

El modo “Indisponibilidad de AGC principal” presenta la máxima severidad ($S=10$, por su efecto sobre la regulación de frecuencia y los intercambios internacionales), una ocurrencia baja ($O=3$, por todas las acciones realizadas para evitar estas fallas) y una detectabilidad ($D=6$). Bajo la convención adoptada ($D=10$ indetectable), $D=6$ indica una dificultad moderada de detección de la falla.

La asignación $D=6$ responde a que el AGC principal depende de varios factores tanto internos como externos. Generalmente, los factores externos no pueden ser determinados de manera expedita. Esta característica de indisponibilidad no revelada por factores externos se penaliza con detectabilidad baja en las escalas FMEA.

Conviene notar que el factor de detectabilidad es determinante para la priorización, puesto que con una detectabilidad alta (por ejemplo, $D=2$), el RPN del modo descendería a 60 y quedaría fuera del conjunto priorizado. El reconocimiento de la falla latente por factores externos y su impacto en la operación del sistema eléctrico la sitúa correctamente en un modo de altísima severidad y baja detectabilidad dentro del enfoque del plan de continuidad operativa.

4. MARCO INTEGRADO DE CONTINUIDAD OPERATIVA

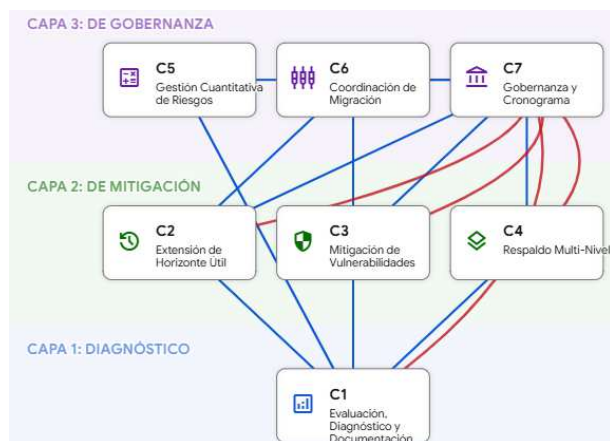


Figura 4: Diagrama Conceptual del Marco Integrado

El marco propuesto se estructura en siete componentes estratégicos interdependientes, concebidos como un sistema integrado de continuidad operativa. Su principio rector es que la resiliencia de una plataforma de misión crítica no depende únicamente de la redundancia de hardware, sino de la interacción coordinada entre infraestructura, procesos, capacidades humanas y capacidades organizativas.

La Fig. 4 presenta la articulación general de estos componentes, agrupados en tres dimensiones: técnica ($C1-C4$), de gestión ($C5-C6$) y organizacional ($C7$). Para sostener la trazabilidad entre el marco y la evidencia, cada componente se cierra con la indicación del indicador o resultado mediante el cual su efecto se evalúa en la Sección 5.

4.1 Componente C1 – Evaluación, Diagnóstico y Documentación

Este componente comprende una evaluación integral de la plataforma, orientada a generar cuatro entregables principales: un inventario consolidado de hardware y software, con estimación de la vida útil remanente por componente; un mapa de puntos únicos de falla (*Single Points of Failure*, SPOF); un catálogo actualizado de la documentación técnica; y un programa de transferencia de conocimiento dirigido al personal técnico de respaldo.

La transferencia de conocimiento mitiga de forma específica el riesgo organizacional asociado a la rotación, ausencia o pérdida de disponibilidad del personal clave. Este aspecto generalmente se subestima en los análisis convencionales de continuidad operativa.

La Evaluación de C1 se realiza en la Sección 5.4 que contiene la completitud de entregables (inventario, mapa de SPOF, programa de transferencia).

4.2 Componente C2 – Extensión de Horizonte Útil de Diseño

La extensión planificada del horizonte útil de diseño del sistema actual se apoya en tres estrategias complementarias: la adquisición anticipada de repuestos críticos, la ampliación del soporte contractual con el proveedor del software y la reducción sistemática de la carga computacional.

La reducción de la carga computacional constituye una estrategia transversal de alto impacto, implementada mediante la gestión selectiva de datos históricos, la depuración de señales de la base de datos, la optimización de consultas y reportes automáticos, el ajuste de tasas de escaneo para puntos no críticos y el monitoreo proactivo de los recursos del servidor, incluyendo CPU, memoria, disco y red.

La Evaluación de C2 se realiza con el KPI1 (disponibilidad), en la extensión de capacidad de historización reportada en la Tabla VII y en la calibración de α a partir de la tendencia de utilización en Sección 5.3.

4.3 Componente C3 – Mitigación de Vulnerabilidades de Software

Las vulnerabilidades del software y de su entorno operativo se abordan mediante un conjunto coordinado de acciones, entre ellas la verificación periódica de la sincronización de tiempo entre nodos, la revisión de registros de seguridad, la segmentación de red con aislamiento de sistemas críticos y la aplicación de un

criterio de equilibrio entre endurecimiento de seguridad y estabilidad operacional.

Este último principio reconoce que, en plataformas obsoletas, la introducción no controlada de actualizaciones o medidas de seguridad puede generar inestabilidad funcional. Por ello, se requiere un enfoque diferenciado de gestión del cambio, que permita reducir vulnerabilidades sin comprometer la continuidad operativa del sistema.

La Evaluación de C3 se realiza con KPI3 (incidentes no planificados) y en la cadencia de revisión de seguridad de la Sección 5.

4.4 Componente C4 – Arquitectura de Respaldo Multi-Nivel

La arquitectura de respaldo implementa el modelo de cuatro estados formalizado en las ecuaciones (10)–(12). Cada estado define un nivel funcional con procedimientos operativos específicos:

- **Nivel 1 – Normal:** Operación con el EMS principal y disponibilidad plena de funcionalidades.
- **Nivel 2 – Degradado Leve:** Actividades de mantenimiento de las funciones críticas con el SCADA principal operativo y limitaciones en las aplicaciones avanzadas.
- **Nivel 3 – Degradado Severo:** Operación restringida al SCADA básico, con las funciones analíticas avanzadas deshabilitadas.
- **Nivel 4 – Emergencia:** Indisponibilidad del EMS principal y operación mediante SCADA y AGC de respaldo

El componente se sustenta en tres pilares técnicos:

1. Un SCADA de respaldo con tiempo objetivo de conmutación menor a 15 minutos
2. Un AGC de respaldo implementado en una central de gran capacidad designada como central que ejecuta AGC, con verificación funcional mensual
3. Una estrategia reforzada de respaldo y recuperación, basada en copias incrementales diarias, copias completas semanales y un tiempo objetivo de restauración inferior a 4 horas

La Evaluación de C4 se realiza con el KPI5 (tiempo de conmutación), KPI2 (MTTR) y la disponibilidad efectiva A_{ef} obtenida del modelo de Markov que se presenta en la Sección 5.2.

4.5 Componente C5 – Gestión Cuantitativa de Riesgos

Este componente aplica las ecuaciones (6) y (8)–(11) a la matriz de amenazas identificadas, con el fin de estimar la exposición relativa del sistema y priorizar medidas de mitigación. La Tabla III resume las principales amenazas operacionales consideradas, junto con su caracterización cualitativa y las estrategias de

mitigación asociadas. El riesgo total $R(t)$ se reevalúa trimestralmente, permitiendo ajustar dinámicamente el plan de contingencia en función de la evolución de la exposición y de la efectividad de las medidas implementadas

Tabla 3: Principales Amenazas Operacionales Externas y Medidas de Mitigación

Amenaza	Descripción	Probabilidad	Impacto	Estrategia de Mitigación
Fallas de hardware	Servidores, consolas o dispositivos de red que han superado su vida útil	Alta	Crítico	Repuestos estratégicos, contratos de soporte extendido
Fallas de software	Corrupción de bases de datos, errores de configuración	Media	Alto	Respallos frecuentes, procedimientos de restauración validados
Ciberataque	Malware, ransomware o intrusiones que paralicen el sistema	Media-Alta	Crítico	Seguridad perimetral, segmentación de red, áreas de responsabilidad
Desastres físicos	Incendio, inundación, corte prolongado de energía	Baja	Crítico	Sitio alternativo, UPS dimensionados

La Evaluación de C5 se realiza el ítem reducción de exposición por modo de falla del modelo de riesgo dinámico de la Sección 5.3 y el resultado de la reevaluación trimestral de riesgo.

4.6 Componente C6 – Coordinación con Migración Tecnológica

La estrategia de transición contempla interfaces entre el sistema actual y el nuevo EMS, sincronización de bases de datos, procedimientos operativos para la fase de convivencia y criterios objetivos de aceptación para la entrada en servicio. La preparación de la base de datos actual mediante depuración, optimización, estandarización de nomenclaturas y documentación de modelos, facilita la migración y reduce el riesgo asociado al proceso de *cutover* hacia el nuevo sistema.

Una contribución específica de este componente consiste en reconocer que muchas de las acciones de optimización requeridas para sostener la plataforma obsoleta constituyen, al mismo tiempo, actividades preparatorias para la migración tecnológica. Esta convergencia genera una sinergia concreta entre los objetivos de continuidad operativa de corto plazo y los objetivos de transición de mediano plazo.

La Evaluación de C6 se realiza con los hitos de preparación para la migración y estandarización de la base de datos (Tabla VII: definición de señales estándar).

4.7 Componente C7 – Gobernanza y Cronograma

El plan se desarrolla sobre un horizonte de 24 meses, comprendido entre enero de 2026 y diciembre de 2027 estructurada en ocho trimestres. El primer año abarca el establecimiento de la línea base, la implementación de mejoras urgentes, la validación del nivel de preparación y los ajustes al plan de contingencia. El segundo año comprende la preparación para la transición, el inicio de la migración, la fase activa de migración y el cierre formal del plan.

La gobernanza del componente se articula mediante revisiones mensuales de avance a nivel técnico, reuniones trimestrales del comité de seguimiento con participación ejecutiva y reportes periódicos al comité ejecutivo de la organización.

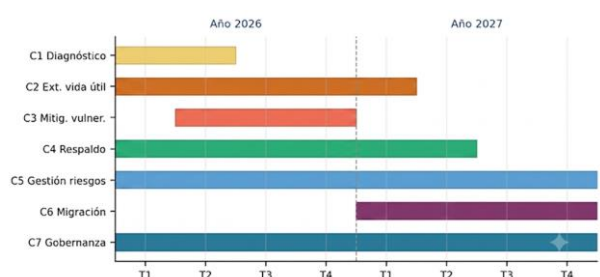


Figura 5: Diagrama de Gantt del Cronograma de los Siete Componentes

La Evaluación de C7 se realiza con KPI4 (desempeño de simulacros) y la adherencia de las actividades ejecutadas al cronograma trimestral presentadas en la Sección 5.4.

5. APLICACIÓN Y RESULTADOS

En esta sección se aplica el marco propuesto al caso de estudio y analiza la efectividad de los resultados. Se reporta primero la línea base de disponibilidad medida; a continuación se evalúa la confiabilidad mediante la Cadena de Markov, se aplica el modelo de riesgo dinámico a los cuatro modos priorizados, se atribuyen los resultados a los componentes del marco y se presenta la evaluación económica por umbral; finalmente se comparan los indicadores con referentes internacionales y se consolidan las lecciones aprendidas.

Es importante mencionar que los parámetros del modelo, tales como las tasas de Markov, λ_0 , α y M por modo y parámetros económicos; corresponden a estimaciones derivadas de las metas de disponibilidad y de la ocurrencia FMEA y se identifican como valores a calibrar con datos operacionales longitudinales.

5.1 Línea Base de Disponibilidad Medida

La efectividad del marco de continuidad de la operación se mide mediante cinco KPIs presentados en la Tabla IV. Estos KPIs cubren las dimensiones de disponibilidad técnica, capacidad de recuperación, ocurrencia de incidentes, preparación del personal y efectividad de los sistemas de respaldo.

Tabla 4: Indicadores Clave de Desempeño del Marco de Continuidad Operativa

KPI	Métrica	Meta	V Medido	Responsable
KPI1: Disponibilidad EMS	% tiempo operativo	$\geq 99,99 \%$	99,91 %	Adm. Técnica / Adm. Funcional
KPI2: MTTR	Tiempo promedio recuperación	$\leq 4 \text{ h}$	2,7 h	Adm. Técnica / Adm. Funcional
KPI3: Incidentes no planificados	Número de caídas del sistema	Tendencia decreciente	1 período	Adm. Técnica / Adm. Funcional
KPI4: Desempeño de simulacros	% objetivos alcanzados	$\geq 90 \%$	En medición	Adm. Funcional
KPI5: Tiempo de conmutación	Tiempo para activar respaldos	$\leq 15 \text{ min}$	En medición	Adm. Funcional

La Fig. 6 presenta el *dashboard* de monitoreo correspondiente. El resultado más significativo es la brecha de disponibilidad: el valor medido de 99,91 % equivale a una indisponibilidad de aproximadamente 7,8 h/año que se obtiene de $(1-0,9991) * 8760$, frente a la meta de 99,99 %, que corresponde a 52,56 min/año. Esta brecha, lejos de constituir una contradicción del marco, cuantifica precisamente la exposición que el plan busca reducir y, por tanto, es el punto de partida de su evaluación.

Conviene interpretar correctamente este valor con respecto a los demás indicadores. Un MTTR de 2,7 h y un único incidente de indisponibilidad total no explican por sí solos una pérdida de 7,9 h: la diferencia corresponde a la operación en estados de servicio degradado, en los que el sistema permanece parcialmente funcional, pero por debajo de su capacidad plena. En consecuencia, el 99,91 % debe entenderse como una disponibilidad efectiva que es ponderada por la capacidad funcional de cada estado y no como una disponibilidad binaria. Esta interpretación es la que conecta la medición empírica con el modelo de Markov de la subsección siguiente, cuya disponibilidad efectiva A_{ef} se calibra precisamente para reproducir este valor observado.

5.2 Evaluación de Confiabilidad Mediante Cadena de Markov

Se resuelve numéricamente la Cadena de Markov de cuatro estados representadas en las ecuaciones (14)–(16) para el caso de estudio. Las tasas de transición se estiman a partir de la disponibilidad efectiva medida y de la ocurrencia FMEA, adoptando capacidades funcionales a_i coherentes con la definición de cada estado.

Tabla 5: Tasas de Transición Calibradas (Escenario Línea Base)

Parámetro	λ_{12}	λ_{23}	λ_{34}	μ_{21}	μ_{32}	μ_{43}
Valor (mes ⁻¹)	0,26	0,17	0,15	30,0	18,0	15,0

Capacidades funcionales adoptadas: $a_{S_1} = 1,00$ (Normal), $a_{S_2} = 0,90$ (Degradado Leve), $a_{S_3} = 0,50$ (Degradado Severo), $a_{S_4} = 0,00$ (Emergencia). Las tasas de degradación se derivan de la frecuencia de ocurrencia FMEA de cada modo prioritario proyectada sobre la ventana de transición; las tasas de recuperación se estiman a partir del MTTR observado de 2,7 h, ajustadas por estado según la complejidad del proceso de restauración. La condición de calibración exige $\mu_{ji} \gg \lambda_{ij}$ que es propia de un sistema reparable que se recupera mucho más rápido de lo que se degrada y se satisface con holgura: $\mu_{21}/\lambda_{12} = 115 \gg 1$.

La matriz generadora resultante Q , con filas $[S_1, S_2, S_3, S_4]$, es:

$$Q = \begin{pmatrix} -0,26 & 0,26 & 0 & 0 \\ 30,0 & -30,17 & 0,17 & 0 \\ 0 & 18,0 & -18,15 & 0,15 \\ 0 & 0 & 15,0 & -15,0 \end{pmatrix}$$

Resolviendo $\pi Q = 0$ con $\sum_i \pi_i = 1$ mediante balance detallado se obtiene la distribución estacionaria:

$$\pi = (0,9913, 0,0086, 0,000081, 8,1 \times 10^{-7})$$

y aplicando (16), la disponibilidad efectiva:

$$A_{ef} = 0,9913(1,0) + 0,0086(0,9) + 0,000081(0,5) + 8,1 \times 10^{-7}(0) = 0,9991$$

Es decir, $A_{ef} = 99,91\%$. Este resultado es relevante en dos sentidos. Primero, reproduce la disponibilidad efectiva medida (99,91 %), lo que valida empíricamente la calibración del modelo y confiere significado operativo al formalismo de Markov más allá de su formulación. Segundo, muestra que la casi totalidad del tiempo de servicio se concentra en el estado normal ($S_1, \pi_1 = 99,13\%$), mientras que el servicio degradado leve ($S_2, \pi_2 \approx 0,86\%$) y los estados severos son marginales. Este patrón es consistente con un sistema que, pese a haber superado su vida útil de diseño, conserva sus funciones críticas gracias a la arquitectura de respaldo del Componente C4 y las acciones de mitigación realizadas en el sistema.

La indisponibilidad efectiva de la línea base equivale a $(1 - 0,9991) \cdot 8760 \approx 7,9$ h/año, frente a la meta de 99,99 % que corresponde a 52,6 min/año. La brecha de $\approx 7,0$ h/año cuantifica la exposición que el plan busca reducir.

Para evaluar el efecto proyectado del plan, se reestiman las tasas suponiendo que las medidas de mitigación reducen las tasas de degradación en $\approx 70\%$ y mejoran las de recuperación en 50 %: $\lambda'_{12} = 0,08$, $\lambda'_{23} = 0,05$, $\lambda'_{34} = 0,04$; $\mu'_{21} = 45,0$, $\mu'_{32} = 27,0$, $\mu'_{43} = 22,0$. La distribución resultante es:

$$\pi' = (0,9982, 0,0018, 3,3 \times 10^{-6}, 6,0 \times 10^{-9})$$

Donde $A'_{ef} \approx 99,98\%$. La indisponibilidad proyectada con el plan es $\approx 1,6$ h/año, lo que estrecha la brecha respecto de la meta de forma sustancial de 7,0 h/año a $\approx 0,7$ h/año sin cerrarla por completo hasta el objetivo de 99,99%. Esta brecha residual de ≈ 42 min/año es coherente con la presencia de fallas de causa común, errores humanos sistémicos y dependencias compartidas que el marco mitiga pero no elimina.

5.3 Riesgo Dinámico Aplicado a los Cuatro Modos Críticos

Se aplica el modelo de riesgo dinámico acotado de las ecuaciones (8)–(13) a los cuatro modos priorizados en la Tabla II. Para cada modo, la tasa base λ_0 se estima a partir de la ocurrencia FMEA (mediante $\lambda_0 = (O/10) \cdot 0,1$ mes⁻¹), el coeficiente de envejecimiento se adopta como $\alpha = 0,05$ mes⁻¹ que es el valor derivado de la tendencia de utilización observada del historiador (5 % mensual), extendido a los demás modos, el impacto I se toma de la Tabla I según la severidad y la completitud de mitigación $M(24)$ se estima a partir de las acciones de la Tabla VII asociadas a cada modo. La probabilidad de falla mitigada se evalúa mediante $F_{mit}(24) = 1 - (1 - F(24))(1 - M)$, que resulta de aplicar el factor $(1 - M)$ a la tasa de riesgo en (10) bajo la hipótesis de efectividad sostenida.

Tabla 6: Riesgo Dinámico de los Cuatro Modos Críticos (t = 24 Meses)

Modo de Falla	I	λ_0	M(24)	F(24)*	R(24)*	R(24) _{mit}	R** %
Saturación Historiador	0,90	0,08	0,80	0,976	0,878	0,472	46,3
Indispon. AGC Pr.	1,00	0,03	0,70	0,751	0,751	0,341	54,6
Degrad. Cálculos	0,60	0,07	0,65	0,961	0,577	0,408	29,3
Cong. App Críticas	0,90	0,04	0,60	0,844	0,759	0,472	37,9

* Valores sin Mitigación ** Porcentaje de Reducción

Tres observaciones se desprenden de la Tabla VI. Primera, todos los valores de riesgo permanecen acotados en $[0,1]$. Segunda, las reducciones difieren entre modos (29,3 %–54,6 %) y no coinciden con el valor de M , lo que confirma que la dinámica temporal del modelo contribuye efectivamente al resultado. Tercera, el resultado actual constituye, por tanto, una estimación conservadora y defendible.

Dado que el resultado depende de parámetros estimados, se evalúa su sensibilidad para el modo de mayor exposición (historiador). Variando el coeficiente de envejecimiento, la reducción de exposición pasa de 54,2% ($\alpha = 0,03$) a 36,5 % ($\alpha = 0,07$), con 46,3 % en el caso base ($\alpha = 0,05$): un envejecimiento más rápido erosiona la efectividad de la mitigación. Variando la completitud de

mitigación, la reducción pasa de 31,2 % ($M=0,70$) a 68,2 % ($M=0,90$), con 46,3 % en el caso base ($M=0,80$). Esta fuerte dependencia respecto de M subraya la importancia de documentar y validar los pesos w_k y de sostener la efectividad de las acciones a lo largo de la ventana de transición.

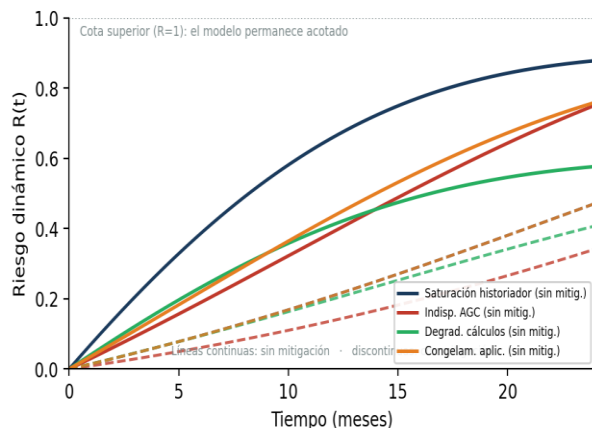


Figura 6: Trayectorias de Riesgo $R(t)$ con y sin Mitigación para los Cuatro Modos Críticos.

5.4 Atribución de Resultados a los Componentes del Marco

Para evidenciar que los resultados derivan de la aplicación del marco, la Tabla VII mapea cada actividad preventiva ejecutada a su componente, al modo de falla FMEA que atiende, a su ubicación en el cronograma (Fig. 5) y a su efecto operacional antes/después.

Tabla 7: Actividades Preventivas Ejecutadas e Impacto Operacional

Actividad ejecutada	Componente	FMEA Atendido	Trimestre	Efecto antes → después
Racionalización > 20 % de señales de historización	C2	Saturación historiador	T1–T2 2026	Capacidad Historización extendida ≈ 24 meses
Optimización de cálculos	C2	Degrad. Cálculos	T2 2026	Reducción de carga en servidores aplicaciones
Incremento de colas de procesamiento	C2/C3	Congel. Apps	T2 2026	Mitigación de cuellos de botella ejecución
Gestión y racionalización de alarmas	C3	Reducción Procesamiento de Señales	T2–T3 2026	Reducción de carga en servidores aplicaciones
Definición de señales estándar	C6	Optimización BDD	T3–T4 2026	Reducción de tamaño BDD
Verificación funcional de AGC de respaldo	C4	Indispon. de AGC	Mensual (T1–T8)	Dispon. AGC alternativo

El mapeo evidencia que los modos de mayor exposición (Tabla II) son atendidos por actividades concretas vinculadas a componentes específicos y

ejecutadas dentro del cronograma del Componente C7.

La concentración de las acciones de racionalización y optimización (C2) en el primer año, sobre los modos de saturación del historiador y degradación de cálculos, es coherente con la reducción de exposición estimada para esos modos en la Tabla VI. Asimismo, la verificación mensual del AGC de respaldo (C4) es la medida que atiende el modo de falla latente de máxima severidad identificado en la Sección 3.3.2.

5.5 Evaluación Económica por Análisis de Umbral

La justificación económica del plan se establece mediante el análisis de umbral formulado en la Sección 2.5, que evita afirmar un beneficio puntual y respeta la confidencialidad de los datos de incidentes. Se adopta como cota superior pesimista, bajo la hipótesis de transferencia total entre indisponibilidad del EMS y energía no servida, un valor representativo $C_{max} \approx 15,3M USD$ para la ventana de 24 meses, calculado con $VoLL = 5000 USD/MWh$ (valor intermedio del rango [2000, 8000] reportado en [23]) y la diferencia de indisponibilidad entre la línea base (99,91 %) y la meta (99,99 %).

El beneficio esperado realista corrige esta cota mediante los dos factores condicionales de la ecuación (19): $E[C] = C_{max} \cdot p_{prop} \cdot f_{carga}$. El plan es costo-efectivo cuando dicho beneficio supera su costo de implementación C_{plan} , esto es, cuando $p_{prop} \cdot f_{carga} > \theta^* = C_{plan}/C_{max}$. Para un costo de plan representativo del orden de 150 000 – 460 000 USD, el umbral θ^* se sitúa entre 1,0 % y 3,0 %. La Tabla VIII presenta el análisis de sensibilidad del beneficio esperado frente a los rangos defendibles de $VoLL$ y del producto $p_{prop} \cdot f_{carga}$ (la cota C_{max} escala proporcionalmente con $VoLL$ respecto del valor base de 5000 USD/MWh).

Tabla 8: Sensibilidad del Beneficio Esperado (miles de USD)

$p_{prop} \cdot f_{carga}$	$VoLL = 2000$	$VoLL = 5000$	$VoLL = 8000$
1 %	61	153	245
2 %	123	306	490
3 %	184	459	734

La conclusión económica se establece, por tanto, como una condición de umbral: el plan es costo-efectivo para todo $p_{prop} \cdot f_{carga}$ superior a θ^* (del orden de 1% – 3%), sin necesidad de afirmar el valor exacto de los parámetros condicionales. De forma corroborativa y subordinada, los registros operativos internos [27] indican que el producto $p_{prop} \cdot f_{carga}$ se encuentra acotado de manera conservadora por encima del umbral θ^* . Este resultado es consistente con la pérdida efectiva de suministro que requiere vencer la defensa en profundidad de SCADA y AGC (Componente C4), que es un evento de orden superior. Esta evidencia interna confirma, sin exponer los datos sensibles, que la condición de costo-efectividad se satisface. La naturaleza indicativa de esta

estimación y el carácter no publicable de p_{prop} se declaran en la Sección 2.6.

5.6 Comparación con Referentes Internacionales

La Tabla IX compara las metas operativas del marco con valores de referencia reportados por organismos y publicaciones internacionales. Los objetivos adoptados para disponibilidad, tiempo medio de recuperación y frecuencia de pruebas de respaldo se sitúan en un rango exigente y consistente con prácticas documentadas para infraestructura crítica. Esta comparación es orientativa, ya que los marcos citados no siempre presentan métricas directamente equivalentes ni bajo los mismos supuestos.

Tabla 9: Comparación de KPIs con Benchmarks Internacionales

Indicador	NERC CIP [8]	EPRI Best Practices [16]	Marco Propuesto
Disponibilidad EMS	$\geq 99,90 \%$	$\geq 99,95 \%$	$\geq 99,99 \%$
MTTR	$\leq 8 \text{ h}$	$\leq 6 \text{ h}$	$\leq 4 \text{ h}$
Frecuencia de pruebas de respaldo	Semestral	Trimestral	Mensual

5.7 Lecciones Aprendidas

El estudio muestra que la gestión efectiva de la obsolescencia tecnológica en sistemas de misión crítica trasciende el enfoque centrado exclusivamente en la renovación de hardware. La integración coordinada de componentes técnicos (C1–C4), de gestión (C5–C6) y organizacionales (C7) genera un efecto de resiliencia mayor comparado con el que podría lograrse mediante medidas aisladas. La aplicación del marco deja tres lecciones de valor para operadores de sistema en situaciones análogas:

1. **Sinergia entre mantenimiento y preparación para la migración:** Las acciones de optimización requeridas para sostener la plataforma actual constituyen simultáneamente actividades preparatorias para el nuevo EMS, como evidencia la doble función de la racionalización de señales y la estandarización de datos (Tabla VII). Esta dualidad incrementa la eficiencia de las inversiones técnicas y reduce fricciones durante la transición.
2. **El factor humano como multiplicador de resiliencia:** Sin capacitación continua y documentación actualizada, la redundancia de hardware pierde efectividad operativa. En este contexto, los simulacros trimestrales sin aviso previo surgen como una intervención de alta relación impacto-costos para fortalecer la preparación del personal y la capacidad de respuesta.
3. **La cuantificación como habilitador de gobernanza:** La formulación cuantitativa del riesgo mediante modelos de disponibilidad, evaluación de confiabilidad por Markov, riesgo

dinámico acotado y evaluación económica por umbral permite traducir implicaciones técnicas en términos comprensibles para la toma de decisiones ejecutivas, facilitando la priorización presupuestaria y el respaldo institucional. La adopción de un análisis de umbral, en particular, demuestra que es posible sustentar decisiones de inversión incluso bajo restricciones de confidencialidad de los datos operativos.

6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

En el presente artículo se propone un marco integrado de continuidad operativa estructurado en siete componentes, apoyado en una formulación cuantitativa que incorpora disponibilidad, redundancia, evaluación de confiabilidad mediante cadenas de Markov, riesgo dinámico acotado y evaluación económica por análisis de umbral. A partir de su aplicación al caso de estudio, se desprenden las siguientes conclusiones.

6.1 Conclusiones

1. **La formulación de riesgo dinámico** formulada sobre la base de la tasa de riesgo (*hazard rate*), representa la evolución de la exposición durante la ventana de transición de forma físicamente consistente y, por construcción, acotada en el intervalo $[0,1]$. Aplicada a los cuatro modos de falla prioritarios, estima reducciones de exposición del orden de 29% a 55%, cerca del 46% para el modo de mayor exposición. Estos valores difieren entre modos y, por tanto, reflejan la dinámica del modelo.
2. **La evaluación de confiabilidad mediante la cadena de Markov de cuatro estados**, resuelta numéricamente con tasas calibradas a partir de datos operativos, arroja una disponibilidad efectiva del orden de 99,908% que reproduce la línea base observada (99,91%), lo que confiere anclaje empírico al modelo. Bajo el escenario con plan, la disponibilidad efectiva proyectada se aproxima al 99,98%, estrechando de forma sustancial la brecha respecto del objetivo de referencia de 99,99% (equivalente a 52,56 min/año), sin eliminarla por completo. La arquitectura de respaldo multinivel (Componente C4), complementada con la verificación funcional mensual del AGC de respaldo, constituye la base estructural de este resultado; la brecha residual es atribuible a fallas de causa común, errores humanos sistémicos y dependencias compartidas, que el marco mitiga, pero no suprime.
3. **La articulación del marco con referencias internacionales** como NERC CIP, NIST CSF, IEC 62443, IEEE 1686 e ISO 22301 proporciona una base conceptual consistente para la gestión de infraestructura crítica durante ventanas prolongadas de transición tecnológica. Su aplicación al contexto de Operadores de Sistemas Eléctricos presenta el potencial del enfoque para

adaptarse a restricciones técnicas, presupuestarias e institucionales propias de los operadores de sistemas eléctricos en economías emergentes.

4. Las acciones de optimización ejecutadas sobre la plataforma actual incluyendo racionalización de señales de historización, estandarización y optimización de datos y racionalización de alarmas, generan un doble beneficio, al contribuir simultáneamente a la sostenibilidad operativa de corto plazo y a la preparación de la migración hacia el nuevo EMS. Como se evidencia en la atribución de actividades a componentes (Sección 5.4), esta convergencia reduce la incertidumbre y mejora la preparación para el proceso de transición.

5. La evaluación económica por análisis de umbral establece que el plan de continuidad es costo-efectivo siempre que la probabilidad de propagación combinada con la fracción de carga en riesgo supere un umbral del orden de 1% a 3%, condición corroborada por los registros operativos internos sin necesidad de divulgar datos confidenciales de incidentes. Esta formulación sustituye la estimación puntual previa por una condición robusta frente a la incertidumbre y a las restricciones de confidencialidad, y constituye una base de decisión defendible para la gobernanza del plan.

6. La metodología propuesta se está aplicando al EMS del operador de sistema bajo estudio y es transferible a otros sistemas críticos del sector eléctrico, incluidos los de empresas de distribución, generación y transmisión.

6.2 Recomendaciones

1. Soporte extendido con el proveedor del software: Mantener contratos que incluyan atención remota permanente con ingenieros especialistas, atención presencial de emergencia en un plazo máximo de 48 horas y acceso a la base de conocimiento técnico, con el fin de reducir el MTTR ante incidentes complejos que requieran diagnóstico especializado.

2. Equipo formal de gestión de continuidad del EMS: Establecer una estructura multifuncional con disponibilidad permanente mediante turnos rotativos, protocolos claros de escalamiento y reuniones mensuales de seguimiento, como medida de alta relación impacto-esfuerzo para mejorar la velocidad y coordinación de la respuesta ante incidentes.

3. Institucionalización de pruebas periódicas: Realizar pruebas mensuales obligatorias de todos los sistemas de respaldo incluyendo el SCADA alternativo y el AGC de respaldo implementado en la central designada, complementadas con simulacros trimestrales sin aviso previo que involucren al personal de turno completo.

4. Evaluación formal de aceleración de la implementación del nuevo EMS: Desarrollar un análisis costo-beneficio dirigido a la alta dirección, orientado a valorar alternativas que reduzcan el período de exposición al riesgo operacional, considerando la posibilidad de adelantar componentes de infraestructura o software parcialmente independientes del sistema definitivo.

6.3 Trabajo Futuro

Las líneas de investigación prioritarias incluyen:

1. Extensión del marco a operadores multisistema con EMS regionales interconectados, incorporando el acoplamiento de riesgos entre centros de control vecinos.
2. Desarrollo de un gemelo digital (digital twin) del EMS para ejecutar simulaciones predictivas de degradación y validación anticipada de parches de mantenimiento [28], [29].
3. Profundización del enfoque de confiabilidad basada en la condición (CBM), integrando el monitoreo continuo de los indicadores operativos con la calibración dinámica de los parámetros del modelo de riesgo y la planificación de intervenciones según el estado real del equipo, en convergencia con el gemelo digital de la línea anterior.
4. Integración de técnicas de aprendizaje automático para la detección temprana de anomalías en los KPIs operacionales, mediante modelos de regresión y clasificación sobre las series temporales históricas [30], [31].
5. Calibración empírica de los parámetros λ_0 , α y de las tasas de transición de Markov, así como del modelo de riesgo dinámico (ecuaciones (7)–(11)), mediante datos operacionales longitudinales múltiples operadores.
6. Determinación del factor de propagación p_{prop} probabilidad de pérdida de suministro atribuible a la indisponibilidad del EMS pese a los respaldos para el sistema bajo estudio, a partir del análisis de registros operativos, con el fin de afinar la evaluación económica por umbral.
7. Aplicación del marco propuesto a otras infraestructuras de misión crítica del sector eléctrico, incluyendo sistemas de gestión de distribución (ADMS, Advanced Distribution Management System), de generación (GMS, Generation Management System) y de automatización de subestaciones [32].

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, el diseño del marco, la obtención de los resultados y las conclusiones son responsabilidad exclusiva de los autores.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, y G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3ª ed. Hoboken, NJ, EE. UU.: Wiley-IEEE Press, 2013.
- [2] A. Monticelli, *State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach*. Boston, MA, EE. UU.: Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [3] Electric Power Research Institute, “EMS/SCADA System Lifecycle Management Guidelines,” EPRI Technical Report 3002014929, Palo Alto, CA, EE. UU., 2019.
- [4] CIGRE Working Group D2.34, “Operational Experience and Asset Management of EMS/SCADA Systems,” CIGRE Technical Brochure 737, París, Francia, 2018.
- [5] P. D. T. O’Connor y A. Kleyner, *Practical Reliability Engineering*, 5ª ed. Chichester, Reino Unido: Wiley, 2012.
- [6] International Organization for Standardization, “Security and resilience — Business continuity management systems — Requirements,” ISO 22301:2019, Ginebra, Suiza, 2019.
- [7] International Organization for Standardization, “Risk management — Guidelines,” ISO 31000:2018, Ginebra, Suiza, 2018.
- [8] North American Electric Reliability Corporation, “CIP Reliability Standards — Critical Infrastructure Protection,” Atlanta, GA, EE. UU., 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/CIPStandard.aspx>
- [9] National Institute of Standards and Technology, “The NIST Cybersecurity Framework (CSF) 2.0,” NIST CSWP 29, Gaithersburg, MD, EE. UU., feb. 2024. doi: 10.6028/NIST.CSWP.29.
- [10] International Electrotechnical Commission, “Industrial communication networks — Network and system security,” IEC 62443 Series, Ginebra, Suiza, 2018-2023.
- [11] IEEE Standard for Intelligent Electronic Devices Cyber Security Capabilities, IEEE Std 1686-2013, Piscataway, NJ, EE. UU., 2014.
- [12] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2ª ed. Nueva York, NY, EE. UU.: Plenum Press, 1996.
- [13] A. A. Chowdhury y D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability: Practical Methods and Applications*. Hoboken, NJ, EE. UU.: Wiley-IEEE Press, 2009.
- [14] M. Rausand y A. Høyland, *System Reliability Theory: Models, Statistical Methods, and Applications*, 2ª ed. Hoboken, NJ, EE. UU.: Wiley-Interscience, 2004.
- [15] E. Bompard, P. Cuccia, M. Masera, y I. Fovino, “Cyber vulnerability in power systems operation and control,” en *Critical Infrastructure Protection*, J. López, R. Setola, y S. Wolthusen, Eds. Berlín, Alemania: Springer, 2012, pp. 197-234.
- [16] Electric Power Research Institute, “EMS/SCADA Life Extension and Technology Transition: Best Practices for Critical Infrastructure,” EPRI Technical Report 3002019756, Palo Alto, CA, EE. UU., 2021.
- [17] CIGRE Study Committee D2, “Information Systems and Telecommunication — EMS Platform Modernization Strategies,” CIGRE Technical Brochure 825, París, Francia, 2021.
- [18] A. K. S. Jardine, D. Lin, y D. Banjevic, “A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance,” *Mechanical Systems and Signal Processing*, vol. 20, n.º 7, pp. 1483-1510, 2006. doi: 10.1016/j.ymssp.2005.09.012.
- [19] International Organization for Standardization, “Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines,” ISO 17359:2018, Ginebra, Suiza.
- [20] D. H. Stamatis, *Failure Mode and Effect Analysis: FMEA from Theory to Execution*, 2ª ed. Milwaukee, WI, EE. UU.: ASQ Quality Press, 2003.
- [21] A. Apostolov, “End-to-end testing and FMEA of modern protection and control systems,” *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 32, n.º 2, pp. 1026-1034, abr. 2017. doi: 10.1109/TPWRD.2016.2582820.
- [22] T. Schröder y W. Kuckshinrichs, “Value of lost load: An efficient economic indicator for power supply security? A literature review,” *Frontiers Energy Research*, vol. 3, art. 55, 2015. doi: 10.3389/fenrg.2015.00055.
- [23] N. Schuerhoff, P. Linares, y M. Ortega-Vazquez, “Estimating the value of lost load in emerging economies: A South American case study,” *Energy Policy*, vol. 156, art. 112392, 2021. doi: 10.1016/j.enpol.2021.112392.

- [24] IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity, IEEE Std 762-2006, Piscataway, NJ, EE. UU., 2007. doi: 10.1109/IEEESTD.2007.335902.
- [25] International Electrotechnical Commission, "Energy management system application program interface (EMS-API) — Common information model (CIM) base," IEC 61970-301:2020, Ginebra, Suiza, 2020.
- [26] International Electrotechnical Commission, "Application integration at electric utilities — System interfaces for distribution management," IEC 61968 Series, Ginebra, Suiza, 2012-2022.
- [27] Operador Nacional de Electricidad del Ecuador, "Plan de Continuidad Operativa del Sistema EMS," Reporte Técnico Interno, Unidad Administradora de Sistemas de Control, Quito, Ecuador, 2025.
- [28] F. Arraño-Vargas y G. Konstantinou, "Modular design and real-time simulators toward power system digital twins implementation," IEEE Trans. Ind. Informat., vol. 19, n.º 1, pp. 52-61, ene. 2023. doi: 10.1109/TII.2022.3178713.
- [29] Y. Ghahremani, W. Li, y V. Dinavahi, "Digital twin for power system protection and control: A review," IEEE Access, vol. 10, pp. 102148-102168, 2022. doi: 10.1109/ACCESS.2022.3207908.
- [30] M. Cui, J. Wang, y M. Yue, "Machine learning-based anomaly detection for load forecasting under cyberattacks," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 10, n.º 5, pp. 5724-5734, sep. 2019. doi: 10.1109/TSG.2018.2890809.
- [31] Y. Zhang, T. Huang, y E. F. Bompard, "Big data analytics in smart grids: A review," Energy Informatics, vol. 1, art. 8, 2018. doi: 10.1186/s42162-018-0007-5.
- [32] IEEE Standard for SCADA and Automation Systems, IEEE Std C37.1-2007, Piscataway, NJ, EE. UU., 2008.



Gabriel P. Rivera Gárate.- 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.



Francisco de Lima Garmendia.- Recibió el título de Ingeniero Electricista por la Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela, y el grado de Magíster en Ingeniería Gerencial por la misma institución. Actualmente se desempeña como director de

deBarr, Venezuela. Cuenta con más de tres décadas de experiencia en sistemas SCADA/EMS, ciberseguridad, integración de centros de control, auditoría técnica, migración de plataformas, puesta en servicio y capacitación especializada para operadores y empresas del sector eléctrico en América Latina, el Caribe, Norteamérica, Europa, Medio Oriente, África y Asia. Sus áreas de interés profesional incluyen sistemas EMS/SCADA, seguridad operacional, integración de bases de datos y aplicaciones, modernización tecnológica de centros de control, continuidad operativa y gestión de riesgos en infraestructuras críticas.



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 y OTS la Modelación de Sistemas Eléctricos y Energías Renovables, desarrollo de aplicaciones para sistemas EMS.

ATPDraw-Based Methodology for the Pre-Configuration and Experimental Validation of Lightning Impulse Tests in Power Transformers

Metodología basada en ATPDraw para la preconfiguración y validación experimental de ensayos de impulso tipo rayo en transformadores de potencia

J.H. Calle¹  0000-0002-5964-8608 W. Guamán²  0000-0001-8933-3685
M.F. Velasco³  0000-0001-6676-591X E.J. Cajas¹  0000-0003-0656-7334

¹Instituto Superior Universitario Sucre, Quito, Ecuador

E-mail: jcalles@tecnologicosucre.edu.ec, ecajas@tecnologicosucre.edu.ec

²Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador

wilian.guaman@epoch.edu.ec

E-mail: ³illariGrid S.A.S, Riobamba, Ecuador

illari.consultoria@outlook.com

Abstract

This work presents an ATPDraw-based methodology for simulating full lightning impulse tests on power transformers. The transformer under test was represented by lumped capacitive and inductive parameters, while the impulse generator and the measuring system were adjusted according to the laboratory configuration. Five independent case studies were analyzed by comparing simulated and measured waveforms in terms of peak voltage (V_p), front time (T_1), and tail time (T_2). The comparison shows a close agreement for peak voltage and front time, with global errors below 3.5 % and 10 %, respectively, while the tail time exhibited higher sensitivity to the simplified representation of the test object. All simulated waveforms satisfied the tolerances established for the standard 1.2/50 μ s lightning impulse. The proposed methodology supports the pre-adjustment of impulse-generator parameters and reduces trial-and-error procedures during high-voltage laboratory tests.

Resumen

Este trabajo presenta una metodología basada en ATPDraw para simular ensayos de impulso tipo rayo completo en transformadores de potencia. El transformador bajo ensayo se representó mediante parámetros capacitivos e inductivos concentrados equivalentes, mientras que el generador de impulsos y el sistema de medición se ajustaron de acuerdo con la configuración experimental empleada en laboratorio. Se analizaron cinco casos de estudio independientes, comparando las formas de onda simuladas y medidas en términos de tensión pico (V_p), tiempo de frente (T_1) y tiempo de cola (T_2). La comparación evidencia una aproximación adecuada para la tensión pico y el tiempo de frente, con errores globales inferiores al 3,5 % y al 10 %, respectivamente, mientras que el tiempo de cola presentó mayor sensibilidad frente a la representación simplificada del objeto de ensayo. Todas las ondas simuladas cumplieron las tolerancias establecidas para el impulso tipo rayo normalizado 1,2/50 μ s. La metodología propuesta apoya el ajuste previo del generador de impulsos y contribuye a reducir procedimientos de prueba y error durante los ensayos de alta tensión en laboratorio.

Index terms— lightning impulse test, impulse voltage generator, ATPDraw, high-voltage test, transformer.

Palabras clave— Impulso tipo rayo, generador de impulsos, ATPDraw, prueba de alta tensión, transformador.

Recibido: 30-04-2026, Aprobado tras revisión: 16-07-2026

Forma sugerida de citación: Calle, J.; Guamán, W.; Velasco, F.; Cajas, J. (2026). "Metodología basada en ATPDraw para la preconfiguración y validación experimental de ensayos de impulso tipo rayo en transformadores de potencia". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I, Pp. 55-64

ISSN Online: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.763>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Las perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia son inherentes a su operación y pueden generar sobretensiones transitorias de origen interno y externo, cuyas amplitudes pueden superar ampliamente los valores pico de la tensión nominal de la red y provocar descargas disruptivas [1]. En el marco de la coordinación de aislamiento, IEC 60071-1 clasifica los equipos en función de la tensión más elevada del equipo U_m y del tipo de sobretensión predominante [2]:

- **Rango 1** ($U_m < 245 \text{ kV}$): las perturbaciones externas, principalmente las descargas atmosféricas, presentan mayor exigencia dieléctrica.
- **Rango 2** ($U_m > 245 \text{ kV}$): las sobretensiones de origen interno o de conmutación adquieren un rol crítico.

Esta clasificación permite determinar las tensiones soportadas normalizadas de corta duración ante impulsos tipo rayo y maniobra según el rango correspondiente. En consecuencia, constituye la base para definir y ejecutar ensayos dieléctricos en laboratorio [3].

Aunque la forma de onda de las sobretensiones transitorias reales puede variar considerablemente, los ensayos de alta tensión emplean impulsos normalizados de polaridad unidireccional para reproducir condiciones representativas de sollicitación dieléctrica. En el ensayo de impulso tipo rayo normalizado, la forma de onda se caracteriza por la tensión pico aplicada (V_p), el tiempo de frente (T_1) y el tiempo al valor medio o tiempo de cola (T_2), asociados a la onda 1,2/50 μs definida en IEC 60060-1 [6].

Para este propósito, los laboratorios de alta tensión emplean Generadores de Impulso de Tensión (GIT), que permiten ajustar la amplitud y los parámetros temporales de la onda aplicada. Aunque históricamente estos ensayos han tenido un carácter destructivo para determinar el límite de ruptura dieléctrica, la ingeniería moderna se orienta hacia metodologías de modelación previa que optimizan la configuración del circuito de ensayo [7]. De este modo, se busca mitigar riesgos de fallas imprevistas durante la prueba y preservar la integridad del aislamiento del objeto bajo ensayo.

En este marco, el presente trabajo propone una metodología sistemática para modelar en ATPDraw los elementos que intervienen en este ensayo permitiendo la preconfiguración y validación experimental de ensayos de impulso tipo rayo de onda completa en transformadores de potencia. La propuesta integra principalmente el modelo

detallado por etapas del GIT, la representación del objeto de ensayo mediante sus parámetros capacitivos e inductivos concentrados equivalentes y el sistema de medición. Con ello, se busca reproducir las condiciones principales del ensayo antes de su aplicación experimental, facilitando el ajuste previo del GIT y reduciendo procedimientos de prueba y error en laboratorio.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 2 se detallan los principales parámetros seleccionados para el modelado del GIT, el modelo del objeto de ensayo y el fundamento metodológico normalizado para la determinación de los parámetros de la onda resultante; la Sección 3 se analizan los resultados obtenidos y se realiza la comparación entre simulación y ensayo experimental; finalmente en la Sección 4 se resumen las principales conclusiones del trabajo.

2. METODOLOGÍA

En esta sección se presentan el modelado matemático y la caracterización experimental de los elementos que conforman el circuito generador de impulsos. Se describen los parámetros eléctricos y constructivos relevantes de cada componente. Posteriormente, los modelos se integran en ATPDraw. Por último, se indican los métodos empleados para su parametrización y validación mediante la comparación entre los parámetros del impulso simulado y las mediciones de *laboratorio*.

2.1 Circuito Generador de Impulsos

Para la generación de impulsos tipo rayo y tipo maniobra, el circuito de Marx convencional multietapa constituye una solución ampliamente utilizada por su escalabilidad y flexibilidad de ajuste. El circuito consta de n etapas; durante el proceso de carga, los condensadores C_G se conectan en paralelo a través de resistencias de carga R_{ch} . Al alcanzar la tensión de ruptura, los explosores de esferas (gaps) se ceban y los condensadores se conectan en serie, multiplicando la tensión de carga V_0 en función del número de etapas para obtener la tensión pico de salida V_p [10].

La onda normalizada se obtiene mediante la configuración de las resistencias del generador: R_f controla principalmente el tiempo de frente, mientras que R_t controla el tiempo de cola. La descarga se aplica sobre la capacitancia equivalente del objeto de ensayo C_{TO} , descrita en la Sección 2.2. La Fig. 1 muestra un circuito de tres etapas con sus componentes fundamentales [9].

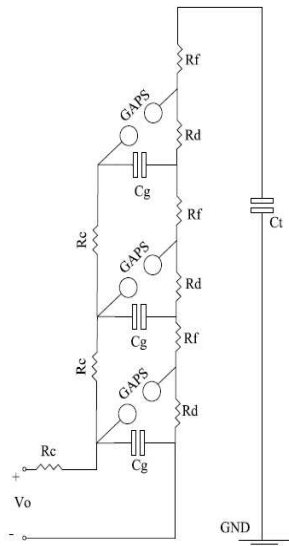


Figura 1: Circuito generador de impulso multietapa de Marx [9]

Sin embargo, cuando el objeto de ensayo presenta comportamiento predominantemente inductivo, como ocurre en transformadores y reactores, el circuito de Marx convencional puede presentar limitaciones para reproducir adecuadamente el tiempo de cola T_2 . Para considerar esta interacción, se emplea la variante Marx-Glaninger, donde el objeto de ensayo se representa mediante una capacitancia C_{TO} en paralelo con una inductancia equivalente L_{TO} . El circuito resultante se muestra en la Fig. 2 [17].

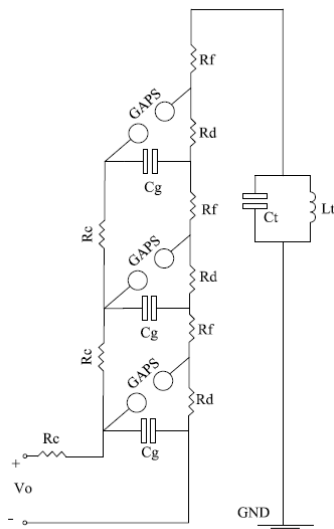


Figura 2: Circuito generador de impulso multietapa de Marx-Glaninger [17]

A partir del análisis clásico descrito por Kuffel y Kuffel [7], la tensión transitoria de salida en el dominio del tiempo puede expresarse mediante la ecuación (1):

$$v_{\text{salida}}(t) = V_0[Ae^{-\alpha t} + Be^{-\beta t}\sin(\omega t + \theta)] \quad (1)$$

Donde:

V_0 : tensión de carga inicial.

A y B : coeficientes de amplitud adimensionales determinados por las condiciones iniciales del circuito.

α : factor de amortiguamiento.

β : factor de atenuación.

ω : frecuencia angular de oscilación transitoria.

θ : ángulo de desfase.

La ecuación (1) permite interpretar la forma de onda transitoria resultante y la influencia de los elementos capacitivos e inductivos del circuito. No obstante, en un sistema multietapa real intervienen inductancias, capacitancias parásitas y elementos de conmutación que dificultan el ajuste analítico exacto. Por esta razón, en este trabajo se adopta un modelo de simulación por etapas, siguiendo el enfoque de análisis de cargas inductivas propuesto en [17]. El generador implementado se parametrizó a partir de las especificaciones físicas de un equipo Huazheng HZCJ-1400 kV/140 kJ [16].

2.2 Modelo del Objeto de Ensayo

IEC 60076-4 proporciona directrices para los ensayos de impulso en transformadores y reactores [18]. En este trabajo, el objeto de ensayo se representa mediante dos parámetros concentrados dominantes: la capacitancia equivalente C_{TO} y la inductancia equivalente L_{TO} . Esta representación se adopta como una aproximación de primer orden, válida para reproducir la interacción principal entre el generador y el transformador durante el impulso tipo rayo.

La componente capacitiva se determinó mediante ensayos de factor de potencia y capacitancia. Aunque este ensayo se utiliza principalmente para evaluar el estado del aislamiento y las pérdidas dieléctricas, también proporciona información sobre el acoplamiento capacitivo entre devanados y tierra. Para ello, se empleó el sistema DELTA 4000 de Megger bajo el método *Grounded Specimen Test* (GST). En esta configuración, mostrada en la Fig. 3, los terminales de alta tensión (H), baja tensión (L)

y tierra (G) se conectan de manera que se obtengan las capacitancias principales del sistema de aislamiento: C_{HG} , C_{LG} y C_{HL} [13].

En particular, la capacitancia entre el devanado de alta tensión y tierra C_{HG} se adopta como parámetro de referencia para modelar impulsos aplicados al devanado de alta tensión. Esta simplificación concentra el sistema capacitivo distribuido del transformador en una carga equivalente C_{TO} , por lo que debe interpretarse como una aproximación útil para la preconfiguración del ensayo, no como un modelo interno completo del devanado.

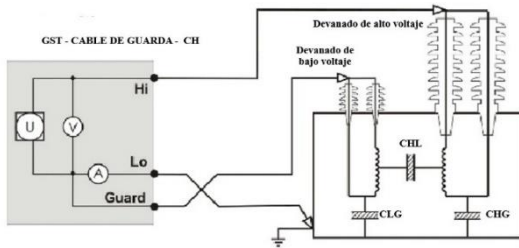


Figura 3: Diagrama de conexión para ensayo de factor de potencia con método GST [13]

Respecto a la componente inductiva, se empleó el criterio de cálculo usado para cargas inductivas en ensayos de impulso [17]. La inductancia puede determinarse experimentalmente mediante el ensayo de cortocircuito o derivarse de la impedancia porcentual $Z_{cc}(\%)$ especificada en la placa de características del transformador. IEC 60076-4 advierte que el valor efectivo durante el ensayo depende de la conexión de los bornes que no están bajo prueba; en esta investigación se consideró la condición con neutro y devanados secundarios conectados a tierra [18].

A partir de esta selección, la inductancia equivalente L_{TO} se incorporó al modelo de simulación. La componente resistiva del devanado se consideró despreciable frente a la reactancia, por lo que su influencia sobre la amortiguación del impulso se asumió secundaria para el nivel de aproximación buscado. La ecuación (2) permite estimar L_{TO} en valores reales [14].

$$L_{TO} = \frac{Z_{cc}(\%)}{100} \cdot \frac{V_b^2}{2\pi f S_b} \quad (2)$$

Donde:

L_{TO} : inductancia equivalente del objeto de ensayo.

$Z_{cc}(\%)$: impedancia de cortocircuito porcentual.

V_b : tensión base.

S_b : potencia base.

f : frecuencia.

Las componentes C_{TO} y L_{TO} representan una simplificación concentrada del comportamiento transitorio del transformador. En un equipo real, la respuesta ante impulso depende de una red distribuida de capacitancias e inductancias; por ello, esta aproximación es adecuada para preconfigurar el circuito de ensayo, aunque no reemplaza un modelo interno detallado del devanado [15].

2.3 Desarrollo del GIV en ATPDraw

El desarrollo del circuito se llevó a cabo utilizando el software Alternative Transient Program (ATPDraw), una herramienta especializada en el análisis de fenómenos transitorios. Su implementación en ATPDraw versión 7.2p10 permite realizar estudios de barrido paramétrico, variando uno o más elementos del circuito para evaluar su comportamiento bajo diferentes condiciones operativas.

La Fig. 4 muestra el diagrama de representación de este generador de impulsos dividido en tres secciones:

a) **Generador de impulsos:** consta de siete etapas. Inicialmente se modela una fuente de tensión DC1PHUG y posteriormente se incorporan los capacitores de etapa $C_G = 1 \mu F$ y las resistencias de carga $R_{ch} = 10 k\Omega$. Para la conmutación se utilizaron interruptores dependientes de voltaje SWITCHVC, que representan el cebado simultáneo de los gaps cuando los capacitores principales alcanzan la tensión máxima de carga.

b) **Objeto de ensayo:** se modeló mediante una inductancia equivalente L_{TO} y una capacitancia equivalente C_{TO} . En ATPDraw, estos elementos fueron declarados mediante componentes lineales de la librería del programa (IND_LINE y CAP_LINE).

c) **Sistema de medición:** consta de un divisor capacitivo con relación 1690:1, compuesto por un capacitor primario de $0,004 \mu F$ y un capacitor secundario de $0,6 \mu F$. Además, se incluyó la representación de la línea de transmisión de datos mediante cable coaxial de radiofrecuencia con impedancia característica adaptada, de acuerdo con el sistema de medición considerado [8]. Para la ganancia de los instrumentos de registro se utilizaron herramientas TACS de ATPDraw, y los parámetros principales se contrastaron con la información técnica del fabricante [16].

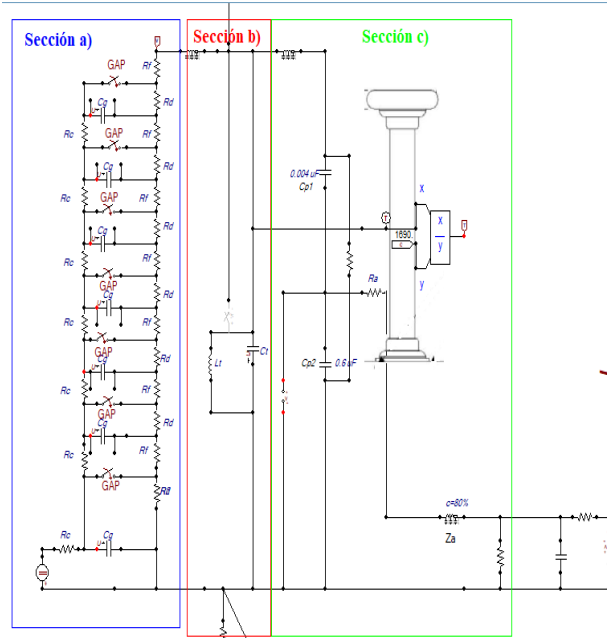


Figura 4: Diagrama de generador de impulso de siete etapas modelado en ATPDraw

Para garantizar la convergencia numérica y la estabilidad del algoritmo de integración, el paso de integración Δt se estableció en 1×10^{-8} s. Con esta configuración temporal, el tiempo promedio de respuesta computacional por corrida de simulación fue de 1,675 s. Para pasos menores, el tiempo de procesamiento aumenta considerablemente y pueden presentarse limitaciones de memoria sin mejoras significativas en la resolución de la respuesta transitoria.

2.4 Metodología para Evaluación de resultados de simulación

Para verificar la validez del impulso tipo rayo como ensayo, se consideró una forma de onda con polaridad negativa, condición representativa para la evaluación del aislamiento externo. El análisis de la onda resultante se realizó de acuerdo con IEC 60060-1 [6]. El primer parámetro evaluado fue que la tensión pico aplicada en onda completa se mantenga dentro de la tolerancia de ± 3 % respecto a la tensión de soportabilidad ante impulso tipo rayo (BIL).

La evaluación del tiempo de frente requiere una definición matemática específica, especialmente cuando existen perturbaciones superpuestas en la porción ascendente de la onda. Para ello, IEC 60060-1 define el tiempo de frente virtual T_1 a partir de los puntos

correspondientes al 30 % y 90 % de la tensión pico, como se expresa en la ecuación (3).

$$T_1 = 1.67(t_{90} - t_{30}) \quad (3)$$

Donde:

T_1 : tiempo de frente virtual.

t_{90} : instante en el que la onda alcanza el 90 % de la tensión pico durante el frente.

t_{30} : instante en el que la onda alcanza el 30 % de la tensión pico durante el frente.

La Fig. 5 muestra los puntos determinantes en el frente de onda para el cálculo de T_1 . Para caracterizar la porción descendente, el tiempo de cola T_2 se define como el intervalo requerido para que la tensión disminuya hasta el 50 % de la tensión pico V_p , según el criterio ilustrado en la Fig. 6 [6].

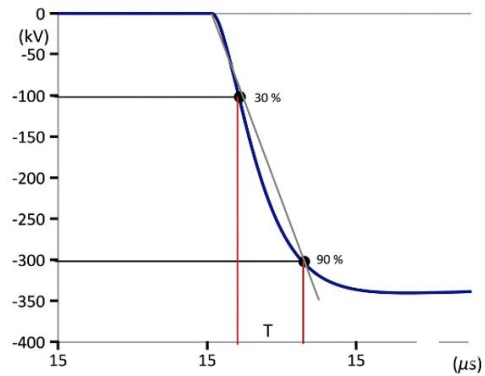


Figura 5: Puntos determinantes en el frente de onda ajustado

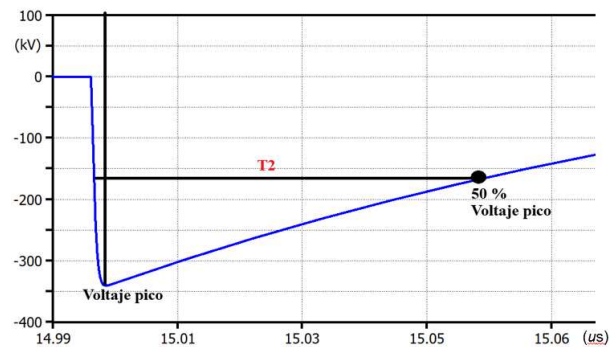


Figura 6: Puntos de medición en el descenso de la onda

2.5 Criterios estadísticos para la comparación de resultados experimentales y simulados

Finalmente, una vez obtenidos los parámetros de la onda de tensión: tensión pico V_p , tiempo de frente T_1 y tiempo de cola T_2 , se cuantificó la exactitud del modelo mediante la comparación entre los valores medidos en laboratorio y los valores obtenidos en simulación. El error relativo porcentual para cada caso se definió mediante la ecuación (4):

$$\varepsilon_r(\%) = \frac{Y_i^{\text{lab}} - Y_i^{\text{sim}}}{Y_i^{\text{lab}}} \cdot 100 \quad (4)$$

Asimismo, para evaluar el comportamiento global del modelo en las cinco unidades independientes ensayadas, se aplicó el Error Medio Cuadrático Porcentual (EMCP), expresado en la ecuación (5):

$$\text{EMCP}(\%) = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y_i^{\text{lab}} - Y_i^{\text{sim}}}{Y_i^{\text{lab}}} \right)^2} \cdot 100 \quad (5)$$

Donde:

n : número total de casos de estudio.

i : índice de sumatoria.

Y_i^{lab} : valor de referencia medido en laboratorio; Y_i^{sim} : valor estimado mediante simulación.

La combinación de estas métricas permite evaluar el modelo de forma puntual y global. El error relativo identifica la desviación específica en cada transformador, mientras que el EMCP resume el ajuste general del modelo frente a los registros experimentales.

3. DISCUSIÓN Y RESULTADOS

Esta sección presenta un análisis comparativo entre los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta y los datos experimentales de laboratorio. Para la validación se ensayaron cinco transformadores de potencia con grupo de conexión Dyn1, aplicando impulsos tipo rayo de polaridad negativa y evaluando V_p , T_1 y T_2 . El análisis se fundamenta en IEC 60060-1 [6]. Las características de las unidades bajo ensayo se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1: Parámetros de casos de estudio

Casos	Potencia (MVA)	Tensión nominal (kV)	C_{TO} (nF)	L_{TO} (mH)	Z (%)	BIL (kV)
1	5	69/13.8	1.483	192.00	7.60	350/95
2	7.5	69/13.8	2.456	121.23	7.20	350/95
3	10	69/13.8	1.811	112.00	8.90	350/95
4	6	69/13.8	1.830	109.45	5.20	350/95
5	7.5	69/34.5	2.857	104.39	6.20	350/150

3.1 Análisis de Voltaje Máximo de Salida

Los valores máximos de tensión alcanzados para cada uno de los cinco casos de estudio se comparan en la Fig. 7, contrastando los registros experimentales de laboratorio con las respuestas obtenidas mediante simulación. El caso 2 presenta la mayor discrepancia cuantitativa, con una diferencia absoluta de 24,12 kV, equivalente a un error relativo porcentual de 7,09 %. En contraste, los casos 1, 3, 4 y 5 exhiben desviaciones de 1,71 %, 3,25 %, 0,91 % y 1,43 %, respectivamente, consolidando un error medio cuadrático inferior al 3,5 %.

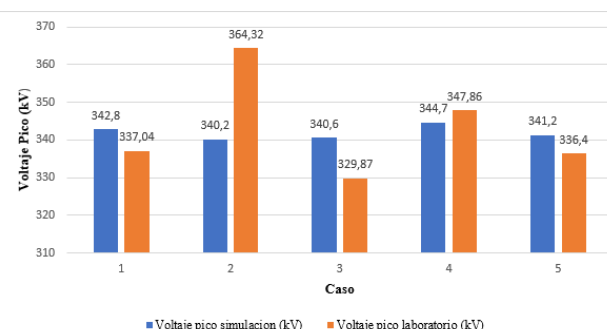


Figura 7: Comparación de la tensión pico entre simulación y laboratorio

Es fundamental distinguir entre el cumplimiento normativo y la exactitud predictiva del modelo. Con respecto al BIL, IEC 60060-1 establece una tolerancia de $\pm 3\%$ para la tensión pico de onda completa. La simulación cumple este criterio en todos los casos; sin embargo, la discrepancia observada en el caso 2 evidencia que el cumplimiento normativo no implica, por sí solo, una reproducción exacta del registro experimental.

3.2 Análisis de Tiempos de Frente T_1

La Fig. 8 muestra las curvas de impulso tipo rayo obtenidas en ATPDraw para cada uno de los cinco casos evaluados, lo que permite una validación cualitativa del comportamiento del modelo en el dominio del tiempo. En la gráfica se aprecia que las curvas se superponen

parcialmente durante la fase inicial del transitorio, evidenciando la dinámica rápida del frente de onda.

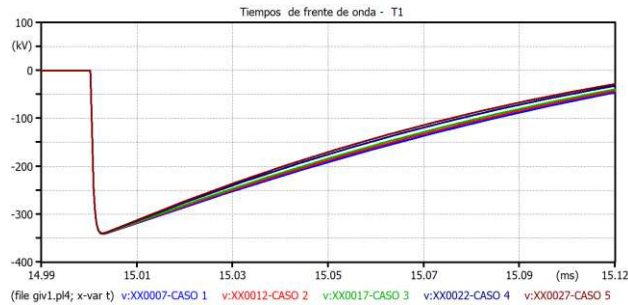


Figura 8: Onda de impulso simulada para cada caso

La Fig. 9 ilustra la comparación cuantitativa de los tiempos de frente T_1 entre los impulsos simulados y los ensayos experimentales. Al evaluar la exactitud predictiva mediante la ecuación (4), la mayor discrepancia se presenta en el caso 4, con una diferencia de 0,23 μs , equivalente al 19,66 %. En contraste, los casos 1, 3 y 5 presentan desviaciones de 0,85 %, 0,88 % y 2,44 %, respectivamente, consolidando un EMCP inferior al 10 % para T_1 .

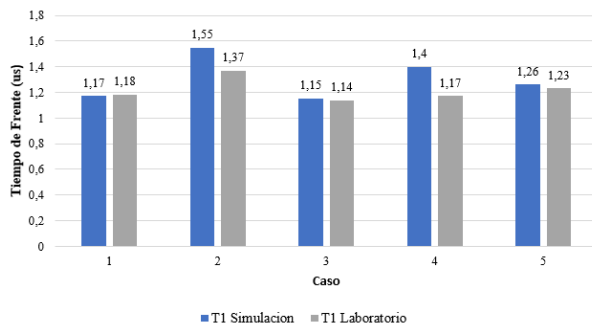


Figura 9: Comparación de tiempo de frente T_1

El análisis de las resistencias de frente R_f , mostrado en la Tabla 2, evidencia una alta similitud entre los valores de laboratorio y simulación, con diferencias absolutas comprendidas entre 2 Ω y 30 Ω . En general, los resultados confirman que R_f es uno de los parámetros más relevantes en la calibración del generador de impulsos, ya que influye directamente en el tiempo de frente y en la forma inicial de la señal aplicada.

Tabla 2: Comparación del valor de la resistencia R_f

Caso	Laboratorio (Ω)	Simulación (Ω)	Diferencia (Ω)
1	280	310	30
2	255	257	2
3	210	240	30
4	280	290	10
5	145	150	5

3.3 Tiempos de cola T_2 .

La Fig. 10 muestra el perfil temporal de las curvas simuladas en el instante en que la señal de tensión se encuentra al 50 % en el descenso de la onda. Las curvas presentan pendientes concordantes, lo que indica un comportamiento consistente en el grupo de transformadores evaluado.

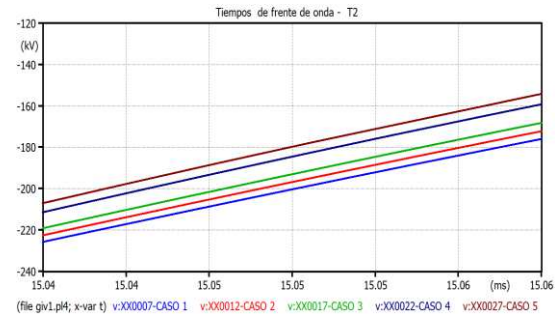


Figura 10: Punto de onda descendente al 50 % del voltaje pico

La Fig. 11 muestra el análisis comparativo cuantitativo del tiempo T_2 entre la simulación y los registros de laboratorio. En la mayoría de los casos la simulación presenta valores ligeramente superiores a los medidos. El caso 3 muestra la mayor discrepancia, con una diferencia temporal de 12,17 μs y un error relativo de 28,9 %, mientras que el EMCP total para T_2 es 14,12 %.

Al evaluar los resultados frente a los límites normativos, tanto las ondas simuladas como las medidas se mantuvieron dentro del intervalo admisible para el tiempo de cola del impulso normalizado. No obstante, este cumplimiento debe interpretarse de forma separada de la exactitud del modelo, ya que estar dentro del rango normativo no garantiza una coincidencia directa entre simulación y laboratorio.

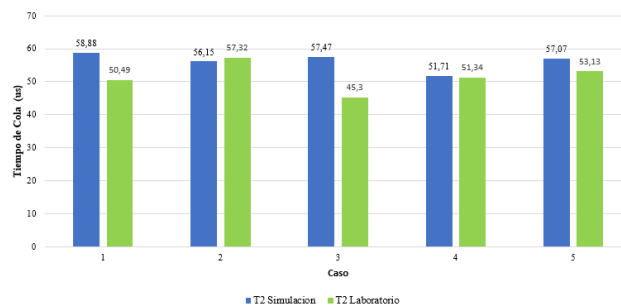


Figura 11: Comparación del tiempo de cola T_2 entre simulación y laboratorio

La resistencia de cola R_t fue comparada entre laboratorio y simulación debido a su influencia directa sobre el tiempo de cola T_2 . A diferencia de R_f , que modifica

principalmente la pendiente inicial de la onda, R_t interviene en el proceso de descarga y en el tiempo requerido para que la señal alcance el 50 % de la tensión pico.

Tabla 3: Comparación del valor de la resistencia R_t .

Caso	Laboratorio (Ω)	Simulación (Ω)	Diferencia (Ω)
1	770	772	2
2	805	808	3
3	770	775	5
4	880	883	3
5	790	792	2

Se evidencia que los valores de R_t presentan diferencias reducidas entre laboratorio y simulación, con variaciones absolutas entre 2 Ω y 5 Ω . Sin embargo, las diferencias observadas en T_2 son mayores que las diferencias propias de R_t , por lo que el tiempo de cola no depende únicamente de esta resistencia. Su comportamiento también está asociado con la interacción entre C_{TO} , L_{TO} y los elementos parásitos presentes en el montaje experimental.

3.4 Discusión General de Resultados

El análisis consolidado demuestra que el modelo computacional implementado en ATPDraw reproduce de forma adecuada los parámetros principales de la onda de impulso tipo rayo en los cinco transformadores evaluados. En lo referente a la tensión pico V_p , el modelo presenta errores relativos por debajo de 7,1 % y una desviación promedio de 3,76 %.

En el caso del tiempo de frente T_1 , las diferencias porcentuales varían entre 0,85 % y 13,1 %, con una desviación promedio aproximada de 6,0 %. Las diferencias en los ajustes de R_f se asocian a resistencias de conexión, inductancias parásitas y capacitancias distribuidas del montaje físico, elementos que no siempre pueden representarse con exactitud mediante un modelo concentrado.

El tiempo de cola T_2 presenta la mayor sensibilidad frente a la representación del objeto de ensayo. Los errores relativos alcanzan un máximo de 28,9 % y una desviación promedio de 10,8 %. Esto confirma que el modelo es útil para la preconfiguración del ensayo, aunque la predicción precisa de T_2 requiere incorporar con mayor detalle los elementos parásitos del montaje y la naturaleza distribuida del transformador.

Más allá de la exactitud predictiva del ajuste numérico, el cumplimiento normativo fue satisfactorio para los

parámetros evaluados en la simulación. Sin embargo, la validación metodológica debe distinguir entre dos criterios: por un lado, que la onda cumpla las tolerancias normalizadas; por otro, que el modelo reproduzca con precisión los registros experimentales. Esta distinción es especialmente relevante para interpretar las diferencias observadas en T_2 .

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó una metodología basada en ATPDraw para la preconfiguración y validación experimental de ensayos de impulso tipo rayo completo en transformadores de potencia. La propuesta integra el modelado del generador de impulsos, el sistema de medición y la caracterización capacitiva e inductiva del objeto de ensayo, permitiendo reproducir en simulación las condiciones principales observadas en laboratorio.

Los resultados muestran una buena correspondencia entre simulación y ensayo experimental. La tensión pico presentó la mejor aproximación, con una desviación promedio cercana al 3,76 %, mientras que los parámetros temporales alcanzaron desviaciones promedio aproximadas de 6,0 % para T_1 y 10,8 % para T_2 . En todos los casos evaluados, las ondas simuladas se mantuvieron dentro de las tolerancias establecidas para el impulso de tensión tipo rayo normalizado de onda completa 1,2/50 μ s.

La metodología propuesta permite apoyar el ajuste previo del generador de impulsos y mejorar la trazabilidad entre la simulación y la prueba experimental. En un trabajo futuro se pretende incorporar con mayor detalle los elementos parásitos del montaje, los cables de conexión, los gaps y las pérdidas asociadas al transformador bajo ensayo para mejorar la predicción de los tiempos de frente y cola.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Martínez, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión. 2007.
- [2] International Electrotechnical Commission, IEC 60071-1:2019, Insulation co-ordination — Part 1: Definitions, principles and rules. Geneva, Switzerland: IEC, 2019.
- [3] International Electrotechnical Commission, IEC 60071-2:2023, Insulation co-ordination — Part 2: Application guidelines. Geneva, Switzerland: IEC, 2023.

- [4] IEEE, IEEE Std C57.98-2011, IEEE Guide for Transformer Impulse Tests. New York, NY, USA: IEEE, 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6168181.
- [5] H. M. Wickert and T. B. Marchesan, "A method for representing non-standard waveform in factory tests using impulse waveforms," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 37, no. 5, pp. 3491–3500, Oct. 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3129603.
- [6] International Electrotechnical Commission, IEC 60060-1:2025, High-voltage test techniques — Part 1: General terminology and test requirements. Geneva, Switzerland: IEC, 2025.
- [7] J. Kuffel and P. Kuffel, High Voltage Engineering Fundamentals, 2nd ed. Oxford, U.K.: Newnes, 2000.
- [8] International Electrotechnical Commission, IEC 60060-2:2025, High-voltage test techniques — Part 2: Measuring systems. Geneva, Switzerland: IEC, 2025.
- [9] C. L. Wadhwa, High Voltage Engineering, 3rd ed. New Delhi, India: New Age International Publishers, 2012.
- [10] P. Ghosh, B. Chakraborty, S. Dalai, and S. Chatterjee, "Simulation and real-time generation of non-standard lightning impulse voltage waveforms," in Proc. IEEE Int. Conf. Distributed Computing and Electrical Circuits and Electronics (ICDCECE), 2022, pp. 1–5, doi: 10.1109/ICDCECE53908.2022.9792719.
- [11] C. H. Hsu, "Experimental results of electromechanical structure properties of noise and vibration on power transformers after lightning impulse test," Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 134, p. 107458, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107458.
- [12] IEEE, IEEE Std C57.12.00-2021, IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. New York, NY, USA: IEEE, 2022.
- [13] Megger Sweden AB, DELTA4000 12 kV Insulation Diagnostic System: Reference Manual — Applications Guide, ZM-AH02E. Danderyd, Sweden: Megger, 2010.
- [14] J. Fraile Mora, Máquinas eléctricas, 6th ed. Madrid, Spain: McGraw-Hill Interamericana de España, 2008.
- [15] F. Carmona, J. E. Jiménez Hornero, and F. Vázquez, "Modelado y simulación del circuito generador de impulsos para el ensayo de transformadores," in XXVI Jornadas de Automática, Alicante, Spain, 2005, pp. 781–786.
- [16] Huazheng Electric Manufacturing (Baoding) Co., Ltd., "HZCJ series impulse voltage generator," Product Information, Baoding, China. [Online]. Available: https://huazhengelectric.com/products_41/impulse-voltage-generator.html
- [17] P. Yuthagowith, P. Kitcharoen, and A. Kunakorn, "Systematic design and circuit analysis of lightning impulse voltage generation on low-inductance loads," Energies, vol. 14, no. 23, Art. no. 8010, 2021, doi: 10.3390/en14238010.
- [18] International Electrotechnical Commission, IEC 60076-4:2002, Power transformers — Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing — Power transformers and reactors. Geneva, Switzerland: IEC, 2002.



John H. Calle. - Nació en Ambato, Ecuador en 1998. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad de Técnica de Cotopaxi en 2022. Ha desempeñado cargos como laboratorista de alto voltaje y supervisor operativos de proyectos integrales en media y baja tensión, actualmente se desempeña como docente de la carrera de electricidad en el Instituto Superior Universitario SUCRE. Sus campos de investigación están relacionados con el diseño en alto voltaje y estudios de sistemas eléctricos de potencia.



Wilian Guamán. - nació en Riobamba, Ecuador en 1989. Profesional especializado en la coordinación, ejecución y fiscalización de proyectos energéticos, específicamente en la construcción de facilidades de superficie y la puesta en marcha de plantas de generación de electricidad. Recibió su título de Ingeniero en Electromecánica por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE y de máster en Ingeniería de la Energía por la Universidad Politécnica de Madrid. Desde 2018, se desempeña como docente universitario. Actualmente, es candidato a doctor en ingeniería eléctrica en la Escuela Superior Politécnica del Litoral y sus campos de investigación están relacionados con la planificación óptima de los sistemas eléctricos de potencia.



María Fernanda Velasco. - María Fernanda Velasco Cayo nació en Latacunga, Ecuador, en 1996. Profesional especializada en diseño y construcción de redes de distribución eléctrica y gestión de proyectos del sector energético. Recibió su título de Ingeniera Eléctrica y de magíster en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Actualmente, se desempeña como consultora independiente. Sus campos de interés profesional e investigación están relacionados con la integración de energías renovables a las redes eléctricas.



Edgar Javier Cajas Oña. - Nació en Saquisilí en 1987. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica e Instrumentación de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Latacunga en 2015; Master en Docencia Universitaria de la Universidad Internacional Iberoamericana, México 2023; Maestría en Electricidad mención en Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador Sede Esmeraldas, Ecuador 2025. Actualmente trabajo en el Instituto Superior Universitario SUCRE como Docente y el campo de investigación se encuentra relacionado con la Automatización e Instrumentación.

A Metrological Validation Methodology for SCADA/EMS Signals via Comparison with Reference Revenue Metering Systems

Metodología para la Validación Metrológica de Señales SCADA/EMS mediante Comparación con Mediciones Comerciales de Referencia

C. Del Hierro¹  0000-0001-5795-0312 V. Espinosa¹  0009-0008-5059-0957
J.C. Enríquez¹  0000-0002-3711-9588 D.M. Panchi¹  0000-0003-2701-531X
A.B. Bravo²  0009-0004-3059-5786

¹ Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, Ecuador
E-mail: cdhierro@cenace.gob.ec, jenriquez@cenace.gob.ec,
vespinosa@cenace.gob.ec, dpanchi@cenace.gob.ec

² Universidad de las Fuerzas Armadas, ESPE, Sangolquí, Ecuador
E-mail: abbravo1@espe.edu.ec

Abstract

The reliability of real-time power system supervision depends on the accuracy of SCADA/EMS telemetry. Unlike commercial metering systems, which are subject to periodic verification under stricter metrological requirements, operational telemetry is not always assessed with the same frequency, which may affect the quality of the data used for monitoring and operation. This paper presents a methodology for the metrological validation of SCADA/EMS signals through systematic comparison with higher-accuracy records from the Commercial Metering System. The study considered active and reactive power time series from approximately 920 signals, using a temporal alignment procedure for asynchronous sources and a multivariable statistical assessment based on percentage accuracy, linear regression parameters, and the Pearson correlation coefficient. A C4.5-based classifier was also used as a complementary tool for signal classification. The results show that, although a large portion of the analyzed telemetry exhibits high trend consistency with respect to commercial reference, the proposed methodology enables the identification of anomalies such as polarity inversions, scaling errors, and frozen signals. The classifier achieved an overall accuracy of 79.10% and a sensitivity of 87.60% for detecting out-of-compliance signals. These results support the proposed approach as an analytical basis for prioritizing technical inspections and supporting compliance assessment under ARCONEL Regulation 003/16.

Resumen

La confiabilidad de la supervisión en tiempo real de los sistemas eléctricos depende de la exactitud de la telemetría SCADA/EMS, la cual, a diferencia de la medición comercial, no siempre dispone de procesos frecuentes de verificación metrológica. En este trabajo se presenta una metodología para la validación de señales operativas mediante su comparación sistemática con registros de referencia de mayor exactitud provenientes del Sistema de Medición Comercial. El enfoque considera el procesamiento de series temporales de potencia activa y reactiva correspondientes a aproximadamente 920 señales, incorporando un procedimiento de alineación temporal entre fuentes asíncronas y una evaluación estadística multivariable. La consistencia metrológica se analizó a partir de la precisión porcentual, los parámetros de regresión lineal (sesgo y pendiente) y el coeficiente de correlación de Pearson, complementados con un clasificador basado en el algoritmo C4.5. Los resultados muestran que, aunque una parte importante de la infraestructura presenta alta consistencia tendencial respecto de la referencia comercial, la metodología permite identificar anomalías como inversiones de polaridad, errores de escala y señales congeladas. El clasificador alcanzó una precisión global del 79,10 % y una sensibilidad del 87,60 % para la detección de señales fuera de norma. En conjunto, el enfoque propuesto aporta una base analítica para apoyar la priorización de revisiones técnicas y el seguimiento del cumplimiento de la Regulación ARCONEL 003/16. No obstante, su aplicación debe interpretarse considerando las limitaciones asociadas a la asincronía temporal entre fuentes y a la menor capacidad discriminante del análisis de correlación en señales con baja dinámica.

Index terms— SCADA/EMS, metrological validation, data quality, Pearson correlation.

Palabras clave— SCADA/EMS, validación metrológica, calidad de datos, correlación de Pearson.

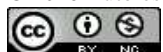
Recibido: 04-05-2026, Aprobado tras revisión: 16-07-2026

Forma sugerida de citación: Del Hierro, C.; Espinosa, V.; Enríquez, J.; Panchi, D.; Bravo, A. (2026). "Metodología para la Validación Metrológica de Señales SCADA/EMS mediante Comparación con Mediciones Comerciales de Referencia". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I, Pp. 65-78

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.767>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

La calidad de las mediciones es un elemento central para la supervisión y la operación segura de los sistemas eléctricos de potencia. Tradicionalmente, los centros de control han dependido de los datos adquiridos mediante sistemas SCADA para mantener la visibilidad del estado de la red y apoyar la toma de decisiones operativas [1]. En este contexto, aplicaciones como la estimación de estado requieren información precisa y oportuna para representar adecuadamente las condiciones del sistema [2]. Dado que los sistemas eléctricos modernos suelen operar cerca de sus límites técnicos, la integridad de los datos de campo resulta determinante para reducir vulnerabilidades ante disturbios y sostener una operación confiable.

No obstante, la infraestructura SCADA basada en unidades terminales remotas (RTU) presenta limitaciones frente a tecnologías de medición más recientes. Entre ellas se encuentran sus tasas de actualización relativamente lentas y la ausencia de sincronización temporal de alta precisión, lo que restringe su capacidad para representar fenómenos dinámicos del sistema [1]. En contraste, las unidades de medición fasorial (PMU) y, en determinados contextos, la infraestructura de medición avanzada (AMI), ofrecen datos con mayor resolución temporal y mejores capacidades de sincronización. La coexistencia de estas fuentes introduce desafíos asociados a la asincronía, al sesgo temporal y a las diferencias en las magnitudes medidas, lo que complica la construcción de una representación coherente del sistema en un mismo instante de análisis [1], [2].

La literatura reciente ha abordado estos problemas principalmente desde la integración de múltiples fuentes de medición. Una parte importante de los trabajos se ha concentrado en la estimación de estado híbrida (HSE), con el propósito de mejorar la observabilidad y la redundancia mediante la combinación de datos SCADA y PMU [3]. De forma complementaria, estudios sobre medidores inteligentes y AMI han mostrado el potencial de estas tecnologías para incrementar la calidad de la información disponible y apoyar tareas de monitoreo, diagnóstico y detección de anomalías [4]. Sin embargo, la mayor parte de estos enfoques se orienta a mejorar el desempeño de la estimación o de la infraestructura de medición, más que a establecer procedimientos sistemáticos de validación metrológica de la telemetría operativa SCADA mediante comparación con una referencia comercial de mayor exactitud [2], [4], [5].

En el Sector Eléctrico Ecuatoriano, este problema adquiere relevancia adicional por su vínculo con los requerimientos regulatorios vigentes. La Regulación No. ARCONEL-003/16 establece que las mediciones

analógicas utilizadas para la supervisión en tiempo real deben cumplir una clase de precisión del 1 % o menor. Por su parte, la Regulación No. ARCONEL-001/16, correspondiente al Sistema de Medición Comercial, exige para los puntos de frontera equipos de mayor exactitud, con clases de precisión de 0.2 % o 0.5 % [6], [7]. Aunque la normativa contempla procesos de auditoría y verificación de mediciones, estos se han desarrollado tradicionalmente bajo esquemas periódicos o manuales.

A partir de esta diferencia entre la precisión exigida a la telemetría operativa y la requerida al sistema de medición comercial, se observa una atención limitada al desarrollo de metodologías aplicadas para la validación metrológica automatizada de señales SCADA/EMS mediante su contraste con mediciones comerciales de mayor exactitud [8]. En consecuencia, este artículo presenta una metodología basada en análisis estadístico comparativo para evaluar la consistencia de señales SCADA/EMS e identificar posibles desviaciones de magnitud y errores de configuración. El alcance del estudio comprende el análisis de aproximadamente 920 señales de potencia activa y reactiva, a partir de su comparación con registros comerciales de referencia integrados en intervalos de 15 minutos, correspondientes al periodo octubre-diciembre de 2025. El resto del manuscrito se organiza de la siguiente manera: la Sección II describe los materiales y métodos, la Sección III presenta los resultados, la Sección IV desarrolla la discusión técnica y la Sección V expone las conclusiones.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Captura y Procesamiento de los datos

La fuente primaria de información del sistema SCADA/EMS corresponde a la telemetría adquirida en las instalaciones del Sistema Nacional Interconectado, tanto en subestaciones como en centrales de generación, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Regulación ARCONEL 003/16. La arquitectura de adquisición de datos sigue la estructura funcional definida en la norma IEC 61850, la cual está conformada por los siguientes niveles:

- Nivel 3: Centro de Control.
- Nivel 2: Sistemas SCADA locales.
- Nivel 1: Sistemas de protección, control y automatización.
- Nivel 0: Equipos de proceso y dispositivos de medición en campo.

Las mediciones provenientes del SCADA/EMS son almacenadas en el subsistema histórico del sistema. Dependiendo de la configuración de cada punto de medición y del protocolo de comunicación utilizado, los

datos pueden registrarse mediante actualización periódica, generalmente cada cuatro segundos, o por excepción cuando la variación de la señal supera el valor de banda muerta configurado.

Como parte de las funcionalidades propias del histórico, el sistema dispone de herramientas de compresión e interpolación que permiten consultar las variables con una resolución uniforme de 15 minutos. Esta resolución fue utilizada en el presente trabajo para realizar la comparación con la información proveniente del Sistema de Medición Comercial.

La fuente de referencia utilizada corresponde al Sistema de Medición Comercial, cuya adquisición de datos se realiza conforme a la Regulación ARCONEL 001/16. En este sistema, el registrador de energía constituye el elemento principal de medición y proporciona información al sistema de adquisición comercial, donde las variables quedan almacenadas con una resolución de 15 minutos. Para este estudio se utilizaron únicamente las mediciones de potencia activa y potencia reactiva.

La comparación entre ambas fuentes fue desarrollada mediante una aplicación implementada en Python, la cual utiliza un diccionario de correspondencia para relacionar cada señal del sistema SCADA/EMS con su respectiva medición en el Sistema de Medición Comercial. Para el acceso y procesamiento de la información se emplearon bibliotecas como Pandas y NumPy para el manejo de series temporales, SQLAlchemy para la consulta de las bases de datos y Pythonet para la obtención de información del histórico SCADA/EMS.

Una vez obtenidas las mediciones, la aplicación realiza de forma automática la alineación temporal de las series, el cálculo de las métricas estadísticas, el análisis de regresión lineal y la clasificación de las señales mediante el algoritmo C4.5, siguiendo la metodología presentada en la Fig. 1.

2.2. Fuente y naturaleza de los datos

Para la evaluación de la consistencia metrológica se emplearon dos conjuntos de datos provenientes de la infraestructura de supervisión del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. El primero correspondió a la telemetría operativa adquirida por el sistema SCADA/EMS a través de unidades terminales remotas (RTU) y dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Estas mediciones analógicas se utilizan para la supervisión en tiempo real del sistema y, de acuerdo con la normativa vigente, deben cumplir una clase de precisión del 1 % [7].

El segundo conjunto de datos correspondió al Sistema de Medición Comercial, utilizado en este estudio como fuente de referencia de mayor exactitud. Estos registros provienen de medidores comerciales con clases de precisión de 0.2 % o 0.5 % [6], por lo que constituyen una base adecuada para la comparación con la telemetría operativa.

2.3. Variables analizadas

El análisis se centró en dos variables relevantes para la supervisión y operación del sistema eléctrico: potencia activa (P) y potencia reactiva (Q). Para el caso de estudio se consideró un conjunto aproximado de 920 señales, correspondientes a distintos puntos del sistema eléctrico. La selección de estas variables permite evaluar tanto la exactitud de la magnitud medida como la consistencia del comportamiento temporal entre la telemetría SCADA/EMS y la medición comercial de referencia [1].

2.4. Correspondencia y alineación temporal entre fuentes

Para garantizar que la comparación se realizara sobre el mismo punto físico del sistema, se empleó un diccionario de correspondencia entre las señales operativas del SCADA/EMS y los registros del sistema de medición comercial. Este mecanismo vinculó cada etiqueta operativa con su respectivo identificador en la fuente comercial, permitiendo construir pares de señales equivalentes para el análisis.



Figura 1: Metodología propuesta para la validación metrológica de señales SCADA/EMS

Debido a la diferencia de resolución temporal entre ambas fuentes, la alineación se realizó tomando como referencia la estampa de tiempo quinceminutal del sistema de medición comercial. Para armonizar las series, la telemetría operativa SCADA/EMS fue interpolada sobre la escala temporal de 15 minutos utilizada por el Sistema de Medición Comercial, de modo que cada registro pudiera compararse con el valor correspondiente en un instante temporal equivalente. Este procedimiento permitió construir pares de datos comparables para cada punto de medición y realizar la evaluación estadística entre ambas fuentes [8].



Figura 2: Esquema de alineación temporal entre telemetría SCADA/EMS y registros comerciales

2.5. Criterios de selección, exclusión y depuración de señales

Antes de aplicar las métricas de comparación, se realizó un proceso de depuración sobre el conjunto de señales analizadas. Este proceso tuvo como finalidad excluir aquellos registros que no permitieran una comparación estadísticamente representativa entre la telemetría operativa y la medición comercial.

Entre los criterios de exclusión se consideraron las señales identificadas como congeladas, entendidas como aquellas que no presentan variación entre registros consecutivos durante el periodo evaluado. Asimismo, se excluyeron del análisis de correlación los casos en los que la magnitud de potencia permaneció de forma persistente en valores muy bajos o con escasa variación, ya que la ausencia de dinámica impide evaluar adecuadamente la relación lineal entre ambas fuentes. De igual forma, se descartaron los registros que no cumplieran las condiciones mínimas de consistencia para ser comparados entre sí.

2.6. Conceptos de evaluación metrológica

Con el fin de facilitar la interpretación de los resultados presentados en las secciones siguientes, se describen brevemente algunos conceptos utilizados durante la evaluación de la consistencia entre las mediciones del sistema SCADA/EMS y el Sistema de Medición Comercial

Exactitud. En metrología [10], la exactitud expresa el grado de concordancia entre un valor medido y un valor de referencia. En este trabajo, las mediciones

provenientes del Sistema de Medición Comercial se consideran como referencia para evaluar el comportamiento de las señales del sistema SCADA/EMS, debido a que cumplen con los requisitos establecidos para la medición comercial de energía.

Precisión porcentual [10]. Para este estudio, la precisión se expresa como el error porcentual existente entre la medición SCADA/EMS y la medición de referencia. Este indicador permite cuantificar la diferencia entre ambas fuentes de información y verificar el cumplimiento del límite de $\pm 1,5\%$ establecido por la regulación vigente para las señales analizadas.

Sesgo y error de escala [10]. Durante la comparación entre ambas fuentes pueden presentarse diferencias sistemáticas asociadas a problemas de parametrización, configuración o transformación de señales. Estas diferencias se analizan mediante la regresión lineal, donde el intercepto permite identificar posibles sesgos y la pendiente evidencia desviaciones asociadas a errores de escala.

Correlación lineal [10]. El coeficiente de correlación de Pearson se utiliza para evaluar el grado de asociación lineal entre las series temporales del sistema SCADA/EMS y las mediciones comerciales. Valores cercanos a uno indican que ambas señales presentan un comportamiento similar a lo largo del tiempo, mientras que valores bajos pueden evidenciar inconsistencias en la medición o en la configuración de la señal.

Con el propósito de evitar ambigüedades, en este artículo el término precisión porcentual hace referencia exclusivamente a la evaluación metrológica de las mediciones. Por otra parte, el desempeño del algoritmo de clasificación se evalúa mediante métricas propias del aprendizaje automático, como la exactitud (accuracy), la matriz de confusión y el estadístico Kappa, las cuales se describen en la Sección 2.9.

2.7. Métricas para la evaluación de la consistencia metrológica

La evaluación de la consistencia metrológica se basó en un conjunto de métricas orientadas a cuantificar tanto la diferencia de magnitud entre la medición SCADA y la referencia comercial como el comportamiento conjunto de ambas señales en el tiempo. Para ello, se emplearon las siguientes métricas.

La precisión puntual, denotada como acc_t , se definió como el valor absoluto de la diferencia entre la medición SCADA y la medición de referencia en un instante t , conforme a la ecuación (1):

$$acc_t = |Med_{SCADA,t} - Med_{PME,t}| \quad (1)$$

A partir de esta definición, la precisión promedio acc se calculó para una serie temporal de longitud p como el promedio de las diferencias absolutas entre ambas mediciones, según la ecuación (2):

$$acc = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p |Med_{SCADA,i} - Med_{PME,i}| \quad (2)$$

Por su parte, la precisión porcentual promedio $acc\%$ se evaluó como el error relativo promedio con respecto a la magnitud de referencia, tal como se expresa en la ecuación (3):

$$acc\% = \frac{1}{p} \sum_{i=1}^p \left| \frac{Med_{SCADA,i} - Med_{PME,i}}{Med_{PME,i}} \right| \times 100 \quad (3)$$

Con el fin de analizar la relación entre ambas fuentes de medición, se empleó además un modelo de regresión lineal, presentado en la ecuación (4), donde y representa la medición SCADA y x la referencia comercial:

$$y = a + bx \quad (4)$$

A partir de este modelo se obtuvieron el bias (a), asociado al desplazamiento sistemático de la señal, y la pendiente (b), utilizada para identificar posibles errores de escala.

Para el análisis global de la consistencia tendencial, el coeficiente de correlación se agrupó operativamente en tres categorías basadas en su valor absoluto, $|r|$: alta correlación, baja correlación y sin correlación, según el criterio mostrado en la Tabla 1. El signo de r se analizó de manera complementaria en los casos particulares, con el fin de identificar anomalías asociadas a inversión de polaridad.

Tabla 1: Criterio de clasificación del grado de correlación entre mediciones SCADA/EMS y Sistema de Medición Comercial

Valor de $ r $	Categoría
$0,8 \leq r \leq 1$	Alta correlación
$0 < r < 0,8$	Baja correlación
$ r =0$ o $ r =NaN$	Sin correlación

2.8. Criterio regulatorio de cumplimiento aplicado al análisis

La evaluación del cumplimiento se estableció con base en el umbral de 1 % exigido para la telemetría operativa por la Regulación ARCONEL 003/16 [7]. En función de este criterio, el estado de cada señal se definió

mediante una categorización binaria sustentada en la precisión porcentual promedio, calculada según la ecuación (3):

CUMPLE: si la precisión porcentual es $\leq 1\%$.

NO CUMPLE: si la precisión porcentual es $> 1\%$.

Con el propósito de fortalecer la interpretación de los resultados, esta clasificación se complementó con el análisis de regresión lineal y del coeficiente de correlación de Pearson, de modo que la evaluación no se sustentara únicamente en una sola métrica de error, sino también en la relación funcional y en la concordancia temporal entre las señales comparadas.

2.9. Clasificación de señales mediante árbol de decisión

Como complemento del análisis estadístico, se empleó un árbol de decisión C4.5 para apoyar la clasificación automática de las señales según su condición de cumplimiento. El modelo utilizó como variables de entrada el bias (a), la pendiente (b) y el coeficiente de correlación (r), obtenidos a partir del análisis descrito en la Sección 2.7. La variable objetivo correspondió a la clasificación de las señales en las categorías Cumple y No cumple, de acuerdo con el criterio regulatorio establecido en la Sección 2.8.

La implementación del clasificador se realizó mediante la herramienta WEKA (Waikato Environment for Knowledge Analysis), utilizando el algoritmo J48, implementación del algoritmo C4.5 propuesta por Quinlan para la construcción de árboles de decisión a partir de atributos continuos y categóricos [11], [12].

La evaluación del clasificador se realizó considerando la exactitud de clasificación (accuracy) y el estadístico Kappa (κ). Mientras la exactitud representa la proporción de registros correctamente clasificados, el estadístico Kappa cuantifica el nivel de concordancia entre las clases predichas y las clases reales, descontando la concordancia atribuible al azar [12]. Esta métrica continúa siendo ampliamente utilizada para evaluar modelos de clasificación y la concordancia entre observadores y sistemas automáticos en aplicaciones recientes de aprendizaje automático [13]. En este trabajo, el valor de Kappa fue obtenido automáticamente a partir de la matriz de confusión generada por WEKA y se utilizó como una métrica complementaria para evaluar la confiabilidad del proceso de clasificación.

2.10 Entorno de implementación y desempeño computacional

La metodología propuesta fue desarrollada para ejecutarse de forma automática como parte del proceso diario de validación de las señales del sistema SCADA/EMS. En cada ciclo de ejecución se realiza la



adquisición de las mediciones correspondientes al período de análisis, la correspondencia entre las fuentes de información, la alineación temporal de los registros, el cálculo de las métricas estadísticas y la clasificación automática mediante el árbol de decisión C4.5.

Considerando un intervalo de muestreo de 15 minutos, cada señal genera 96 registros diarios. Para el conjunto aproximado de 920 señales analizado en este estudio, la aplicación procesa alrededor de 88 mil registros por ejecución, realizando automáticamente el cálculo de las métricas estadísticas, la evaluación del criterio regulatorio y la clasificación de las señales.

La herramienta fue desarrollada en Python, utilizando procesamiento paralelo para optimizar el análisis simultáneo de múltiples señales, mientras que la etapa de clasificación fue implementada mediante el algoritmo J48 de la plataforma WEKA. A partir de los registros de ejecución de la aplicación, el tiempo promedio requerido para completar un ciclo diario fue de aproximadamente 10 min 50 s, lo que demuestra que la metodología es adecuada para su aplicación operativa en un entorno de supervisión en tiempo real.

Tabla 2: Características de la implementación y desempeño computacional

Parámetro	Valor
Frecuencia de ejecución	Diaria
Resolución temporal	15 min
Señales analizadas por ejecución	≈920
Registros por señal	96
Registros procesados por ejecución	≈88 320
Lenguaje de programación	Python 3
Clasificador	WEKA (J48 – C4.5)
Estrategia de procesamiento	Paralelo (6 hilos)
Tiempo promedio de ejecución	≈10 min 50 s

3. RESULTADOS

3.1. Evaluación de la integridad global de la telemetría operativa

El análisis inicial de la consistencia metrológica se realizó sobre un conjunto de aproximadamente 920 señales operativas del sistema SCADA/EMS,

comparándolas con los registros de referencia del sistema de medición comercial. Los hallazgos consolidados en la Fig. 3 indican que una proporción del 54.5% de las señales analizadas presenta una asociación lineal clasificada como alta correlación. Este resultado sugiere un seguimiento tendencial adecuado de la dinámica de carga en la mayoría de los puntos monitoreados del sistema. Para fines de presentación de resultados, la clasificación del coeficiente de correlación se realizó mediante la agrupación operativa definida en la Tabla 1.

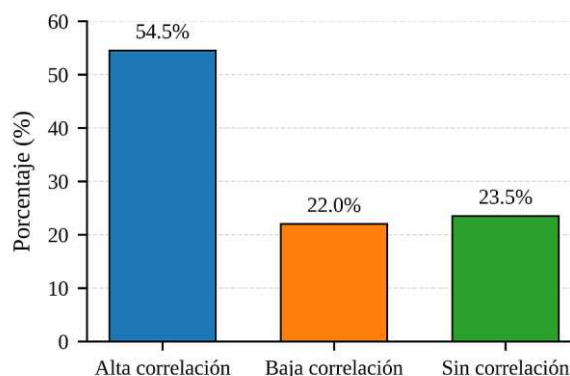
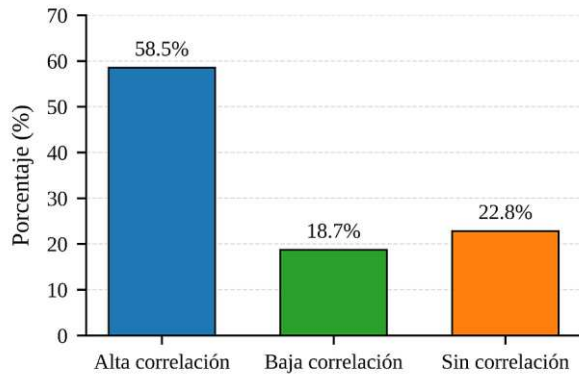


Figura 3: Resumen general de clasificación de correlación según el criterio operativo basado en $|r|$

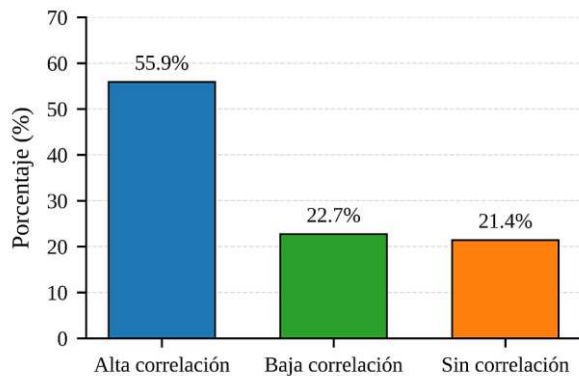
Por otro lado, las señales identificadas con correlación nula corresponden a casos en los que los registros de potencia se mantuvieron en valores cercanos a cero o en estado congelado durante el periodo de evaluación, lo que limita el cálculo de la asociación lineal sin implicar necesariamente una falla del equipo de medición.

3.2. Comportamiento diferencial por naturaleza de la magnitud (P vs. Q)

Con el fin de observar si el tipo de magnitud influye en la calidad del reporte operativo, se desagregaron los resultados comparando 460 señales de potencia activa (P) frente a 460 señales de potencia reactiva (Q). Al contrastar la Fig. 4(a) con la Fig. 4(b), se observa un comportamiento más favorable en las señales de potencia activa, las cuales concentraron una mayor proporción de casos con correlación elevada frente a la referencia comercial. Los datos muestran que las señales de potencia activa mantienen niveles de correlación más elevados y estables frente a la referencia comercial. En contraste, las señales de potencia reactiva presentan una mayor variabilidad en sus indicadores de consistencia, lo que indica que el comportamiento metrológico no fue uniforme entre ambas magnitudes.



(a)



(b)

Figura 4: Clasificación del grado de correlación entre señales SCADA/EMS y Sistema de Medición Comercial para las magnitudes analizadas: (a) potencia activa y (b) potencia reactiva, según el criterio operativo basado en $|r|$

3.3. Análisis de distribución de la fidelidad metrológica

La caracterización del desempeño de la telemetría se complementó mediante el análisis de la distribución del valor absoluto del coeficiente de correlación de Pearson, $|r|$, en intervalos de amplitud 0.1. Como se muestra en la Fig. 5, se observa una alta concentración de registros en los intervalos superiores, particularmente en el rango $|r| > 0.9$. Esta distribución indica que, para una proporción importante del conjunto analizado, existe una fuerte asociación lineal entre la telemetría operativa y la fuente de referencia comercial.

No obstante, el histograma también evidencia la presencia de señales distribuidas en intervalos bajos de $|r|$, lo que revela la existencia de casos con débil correspondencia lineal entre ambas fuentes de medición. Estos registros representan los casos de mayor desviación

estadística dentro del conjunto analizado y son examinados con mayor detalle en las secciones siguientes.

Debe señalarse que, al emplear $|r|$, esta representación permite evaluar la intensidad de la asociación lineal, pero no distingue entre correlaciones positivas y negativas. Por esta razón, la identificación de anomalías asociadas a inversión de signo requirió un análisis complementario del valor y signo del coeficiente de correlación en los casos particulares.

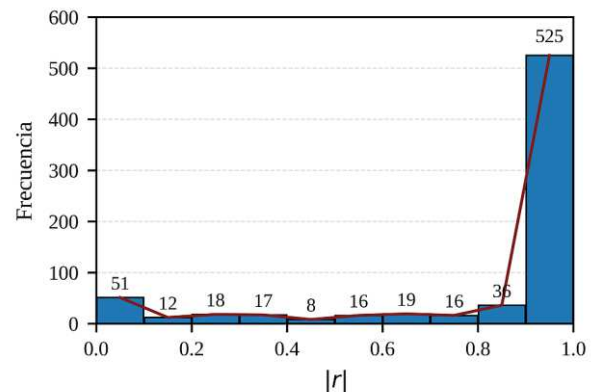
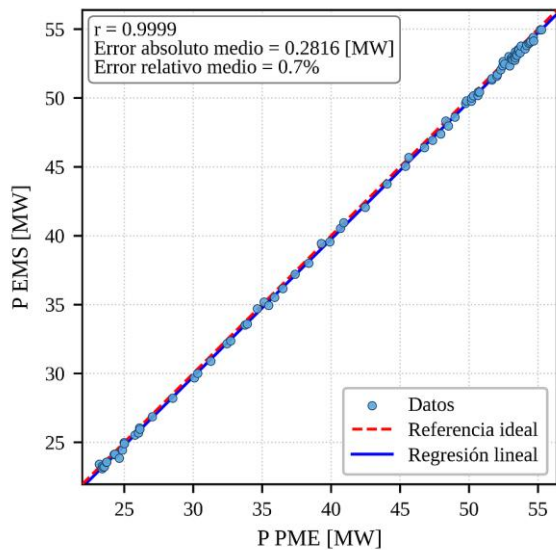


Figura 5: Histograma del valor absoluto del coeficiente de correlación de Pearson, $|r|$

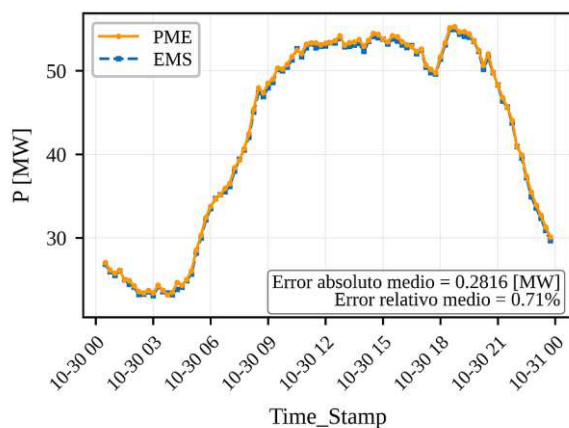
3.4. Caso representativo de cumplimiento metrológico

El comportamiento esperado de una señal metrológicamente consistente se caracteriza por la combinación de un error de magnitud reducido y una alta asociación lineal con respecto a la referencia comercial. En la Fig. 6 se presenta un caso representativo de cumplimiento, en el cual se observa un coeficiente de correlación muy alto $r = 0.9999$ y un error relativo medio de 0.71%, valor inferior al umbral regulatorio del 1%.

La Fig. 6(a) muestra la relación entre la medición operativa y la referencia comercial, junto con su ajuste de regresión lineal. La cercanía de los datos a la recta de ajuste evidencia una correspondencia prácticamente lineal entre ambas fuentes. Por su parte, la Fig. 6(b) muestra la evolución temporal de ambas señales, donde se aprecia que la telemetría operativa reproduce adecuadamente tanto la magnitud como la dinámica temporal registradas por la medición comercial.



(a)



(b)

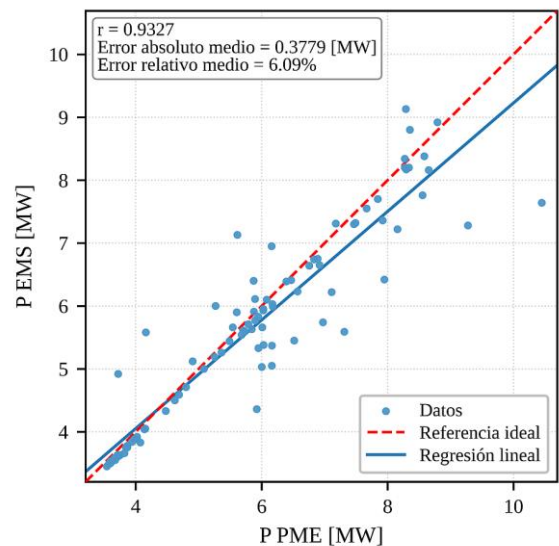
Figura 6: Caso representativo de cumplimiento metrológico: (a) relación entre la medición operativa y la referencia comercial con ajuste de regresión lineal; (b) comparación temporal entre ambas señales

Desde el punto de vista estadístico, este patrón constituye el comportamiento de referencia frente al cual se comparan los demás casos analizados. Su importancia radica en que representa una condición en la que la señal no solo satisface el criterio regulatorio de cumplimiento, sino que además conserva la variabilidad temporal de la magnitud supervisada. En términos de validación metrológica, este tipo de respuesta corresponde al escenario esperado para aplicaciones de supervisión y análisis operativo.

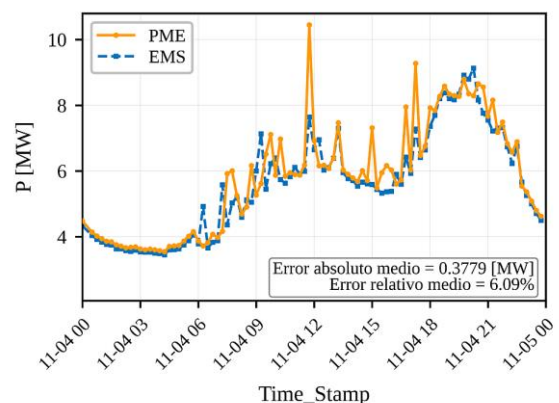
3.5. Disociación entre seguimiento tendencial y exactitud de magnitud

Uno de los hallazgos relevantes del estudio fue la identificación de señales que presentan una asociación lineal alta con la referencia comercial, pero errores de magnitud claramente superiores al umbral regulatorio. Este comportamiento se observa en la Fig. 7, donde se registra un coeficiente de correlación de $r = 0.9327$, acompañado de un error relativo medio de 6.09%, valor que excede el límite de cumplimiento establecido.

La Fig. 7(a) muestra que, aunque los datos siguen una tendencia lineal definida, la relación entre ambas mediciones no coincide con la referencia ideal, lo que evidencia una discrepancia sistemática en magnitud. De manera complementaria, la Fig. 7(b) permite observar que la señal operativa reproduce de forma general la evolución temporal de la referencia comercial, pero mantiene diferencias persistentes en varios intervalos de la serie.



(a)



(b)

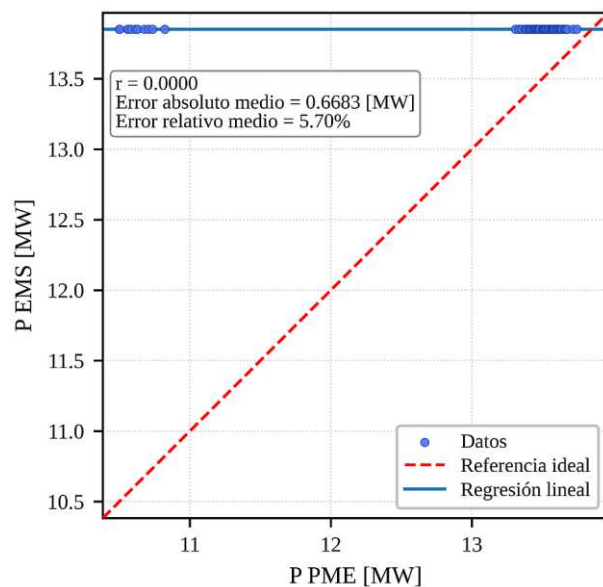
Figura 7: Caso representativo de asociación lineal alta y error de magnitud superior al umbral regulatorio: (a) relación entre la medición operativa y la referencia comercial con ajuste lineal; (b) comparación temporal entre ambas señales

Este resultado pone de manifiesto que una correlación alta no es suficiente, por sí sola, para validar metrológicamente una señal. Aunque la tendencia temporal se conserva, el nivel de error observado sugiere la presencia de una desviación sistemática compatible con un error de escala o parametrización. En términos prácticos, este tipo de comportamiento es especialmente relevante, ya que podría considerarse aceptable si la evaluación se limitara únicamente al seguimiento tendencial, a pesar de no satisfacer los criterios de exactitud exigidos para su uso operativo.

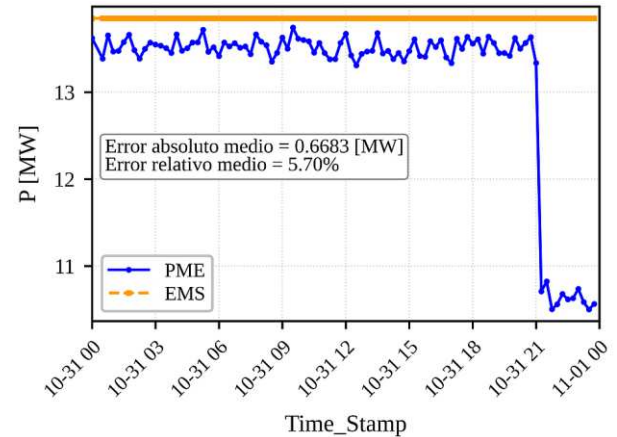
3.6. Registros con correlación nula y señales congeladas

La metodología también permitió identificar señales cuya respuesta temporal resulta incompatible con la dinámica observada en la referencia comercial. La Fig. 8 presenta un caso representativo de esta condición, caracterizado por un coeficiente de correlación prácticamente nulo $r \approx 0.0000$ y un error relativo medio de 5.70%, valor superior al umbral de cumplimiento establecido.

La Fig. 8(a) muestra una dispersión sin tendencia lineal apreciable entre la medición operativa y la referencia comercial, lo que refleja la ausencia de correspondencia entre ambas fuentes. De forma complementaria, la Fig. 8(b) evidencia que la señal operativa permanece prácticamente constante durante el periodo de análisis, mientras la medición de referencia presenta variaciones temporales apreciables en el mismo punto del sistema.



(a)



(b)

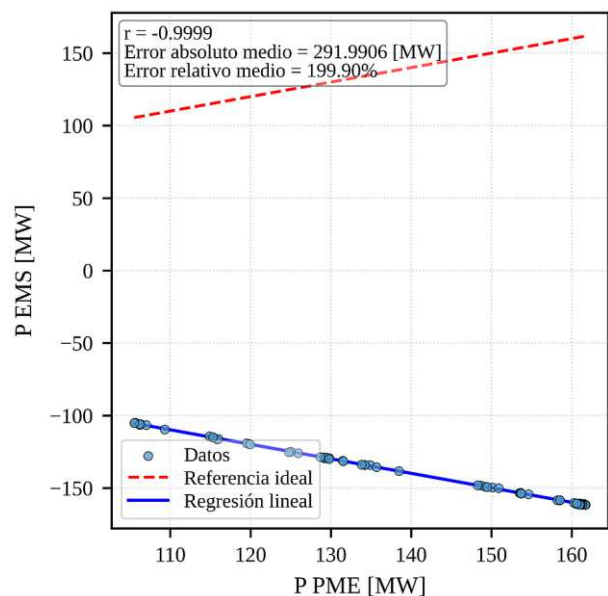
Figura 8: Caso representativo de correlación nula y señal congelada: (a) relación entre la medición operativa y la referencia comercial; (b) comparación temporal entre ambas señales

Desde la perspectiva de la validación metrológica, este patrón resulta especialmente relevante, ya que pone de manifiesto una pérdida de utilidad operativa de la señal, aun cuando el punto de medición continúe existiendo físicamente en el sistema. La ausencia de variación impide representar el comportamiento real de la magnitud supervisada y, en consecuencia, limita su uso para supervisión, análisis y seguimiento en tiempo real. Este tipo de casos justifica su tratamiento diferenciado dentro del procedimiento de depuración y evaluación de consistencia metrológica.

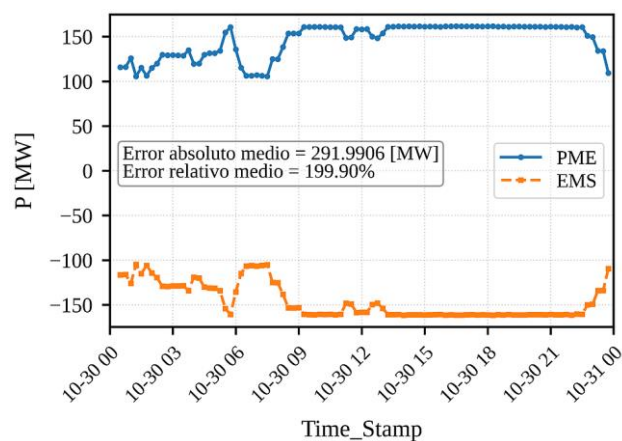
3.7. Anomalías de polaridad e inversión de signo

Entre los comportamientos más críticos identificados en el estudio se encuentran las señales con correlación negativa fuerte, cuya respuesta temporal evoluciona en sentido opuesto al de la referencia comercial. Este patrón se observa en la Fig. 9, donde se registra un coeficiente de correlación de $r = -0.9999$, acompañado de un error relativo medio de 199.90%. En este caso, el incremento de la magnitud en la referencia comercial corresponde a una disminución de la señal operativa, lo que evidencia una asociación lineal inversa entre ambas fuentes.

La Fig. 9(a) muestra que la nube de puntos sigue una tendencia lineal claramente definida, pero con pendiente negativa respecto al comportamiento esperado. De forma complementaria, la Fig. 9(b) permite observar que ambas señales conservan una evolución temporal similar en términos de forma, aunque con signo opuesto durante todo el periodo analizado. Este resultado indica que no se trata de una pérdida aleatoria de exactitud, sino de una inconsistencia sistemática compatible con una inversión de polaridad o de signo en la cadena de medición.



(a)



(b)

Figura 9: Caso representativo de correlación negativa fuerte e inversión de signo: (a) relación entre la medición operativa y la referencia comercial; (b) comparación temporal entre ambas señales

La capacidad diagnóstica de la metodología se aprecia con mayor claridad en la Fig. 10, donde se presenta el mismo caso una vez corregido analíticamente el signo de la señal. Tras esta corrección, la correspondencia entre ambas series mejora de manera sustancial, alcanzando un coeficiente de correlación de $r = 0.9999$ y un error relativo medio de 0.18%, valor compatible con el criterio de cumplimiento adoptado en el estudio.

La comparación entre ambas figuras confirma que la anomalía detectada no estaba asociada a ruido aleatorio ni a una pérdida general de seguimiento temporal, sino a

una inversión de signo. En este sentido, el método propuesto permite diferenciar entre discrepancias de magnitud, señales congeladas y anomalías de polaridad, lo que refuerza su utilidad como herramienta para la evaluación de consistencia metrológica en entornos operativos.

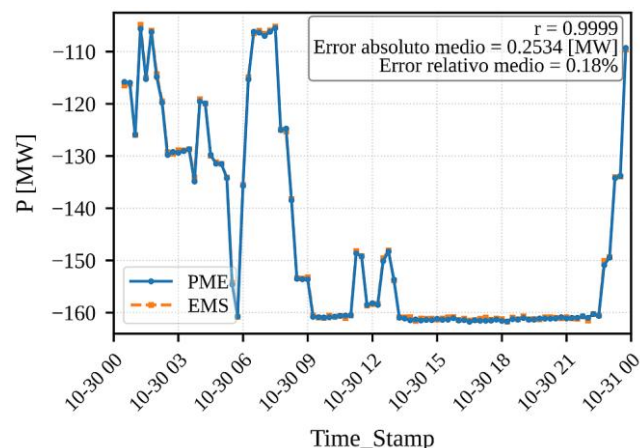


Figura 10: Caso representativo del mismo registro una vez corregida la inversión de signo

3.8. Desempeño del clasificador de cumplimiento metrológico

Como complemento del análisis estadístico descriptivo, se evaluó un clasificador basado en el algoritmo C4.5 para sistematizar la verificación del cumplimiento de la Regulación ARCONEL 003/16. El modelo permite establecer reglas de decisión a partir de las métricas calculadas para cada señal y clasificarlas según su condición de cumplimiento. En la Fig. 11, se presenta la estructura del árbol generado, en la que el coeficiente de correlación (r) aparece como uno de los atributos más influyentes en la separación entre señales que cumplen y no cumplen con el umbral de precisión del 1 %.

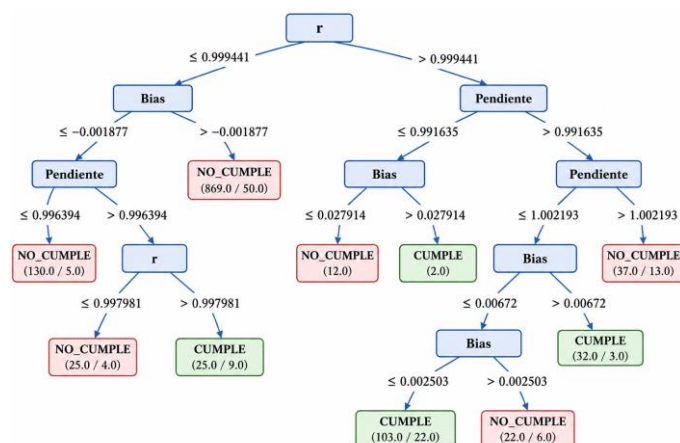


Figura 11: Árbol de decisión C4.5 para clasificación de cumplimiento metrológico

La evaluación global del modelo se resume en la Tabla 2. El clasificador alcanzó una precisión global de 79,10 %, mientras que el estadístico Kappa fue de 0,465, lo que indica una concordancia, moderada entre la clasificación automática y el criterio de referencia utilizado en el estudio. En conjunto, estos resultados muestran que la combinación de correlación, sesgo y pendiente aporta información útil para la clasificación de señales.

Tabla 3: Evaluación global del modelo C4.5

Métrica	Valor	Interpretación
Clasificados Correctamente	79,10%	El modelo es útil, prediciendo el 79% de los casos para evaluar el cumplimiento regulatorio. (Precisión del 1%)
Estadístico Kappa	0,465	Indica una concordancia moderada Kappa (aprox. 0.4-0.6) entre el modelo y la realidad, lo que confirma que las variables de Regresión Lineal sí tienen poder predictivo, pero no perfecto.

El detalle de aciertos y errores se presenta en la matriz de confusión de la Tabla 3. En ella se observa que el modelo identificó correctamente 461 señales de la clase NO CUMPLE, lo que evidencia una capacidad importante para discriminar registros con posibles incumplimientos metrológicos dentro del conjunto analizado.

Tabla 4: Matriz de confusión del modelo C4.5

	Clasificación: NO CUMPLE	Clasificación: CUMPLE
Real: NO CUMPLE	461 (Verdaderos positivos)	65 (Falsos negativos)
Real: CUMPLE	88 (Falsos positivos)	118 (Verdaderos negativos)

Por su parte, la Tabla 4 muestra las métricas de desempeño por clase. El valor de Recall para la categoría NO CUMPLE fue de 87,60 %, lo que indica una sensibilidad elevada para detectar señales fuera del umbral regulatorio. Este resultado refuerza la utilidad del clasificador como apoyo para priorizar la revisión de señales con posibles desviaciones respecto de la referencia comercial.

Tabla 5: Métricas detalladas del modelo C4.5

Clase	Recall (Capacidad de Encontrar)	Precisión (Fiabilidad de la Predicción)
NO CUMPLE	87,60%	84,00%
CUMPLE	57,30%	64,50%

4. DISCUSIÓN

4.1. Evaluación de la fidelidad operativa y su impacto en la supervisión

Los resultados obtenidos muestran que, aunque una proporción mayoritaria de las señales presenta una asociación lineal fuerte con la referencia comercial (Fig. 3), la presencia de una dispersión apreciable en los rangos inferiores de correlación indica que la supervisión del Sistema Nacional Interconectado no puede apoyarse únicamente en la presunción de exactitud de los equipos de campo. Este hallazgo es coherente con la literatura, que señala que el desempeño de las funciones avanzadas de supervisión depende del conocimiento de la calidad y del error asociado a cada fuente de medición [1], [2].

La concentración predominante de registros con $|r| > 0.9$ (Fig. 5) sugiere un desempeño globalmente favorable de la infraestructura de adquisición SCADA. Sin embargo, la existencia de señales atípicas y de registros fuera de norma confirma que el sistema sigue siendo sensible a mediciones inconsistentes, las cuales pueden afectar la representación operativa del estado de la red [2]. En este sentido, la principal implicación del análisis global no es cuestionar la utilidad del SCADA, sino mostrar la necesidad de complementar su operación con procedimientos de verificación sistemática basados en datos.

4.2. Valor de combinar precisión, correlación y regresión

Uno de los aportes más relevantes del estudio es mostrar que el cumplimiento del límite de precisión del 1% establecido en la Regulación ARCONEL 003/16 constituye una condición necesaria, pero no suficiente, para caracterizar la calidad de la telemetría en aplicaciones dinámicas. Los casos analizados en los resultados evidencian que una señal puede mantener un error de magnitud reducido y, aun así, presentar un seguimiento tendencial deficiente respecto de la referencia comercial. Esto indica que una evaluación basada solo en el error porcentual puede ocultar comportamientos problemáticos en la respuesta temporal de la señal.

La incorporación conjunta del coeficiente de correlación y de los parámetros de regresión lineal (a, b) permitió ampliar el análisis más allá de la exactitud puntual. Mientras la precisión porcentual cuantifica la desviación de magnitud, la correlación permite evaluar el seguimiento temporal, y la regresión aporta información útil para distinguir sesgos o errores de escala. Esta combinación resulta especialmente pertinente en contextos donde se comparan fuentes heterogéneas con distinta resolución temporal y distinta exactitud, un problema que ya ha sido identificado en la literatura sobre integración de mediciones en sistemas eléctricos [1], [2], [9].

4.3. Significado técnico de las anomalías detectadas

Los patrones identificados en los resultados muestran que las anomalías observadas no son equivalentes entre sí y, por tanto, no deben interpretarse bajo un único criterio de calidad metrológica. En los casos con alta correlación y error de magnitud elevado, el comportamiento de la señal operativa es compatible con discrepancias sistemáticas de escala o parametrización, ya que la tendencia temporal se conserva, pero la magnitud permanece desplazada con respecto a la referencia comercial. En contraste, las señales clasificadas como congeladas presentan una pérdida sustancial de utilidad operativa, debido a que dejan de reflejar la variación efectiva de la magnitud supervisada.

De manera similar, las señales con correlación negativa fuerte constituyen uno de los hallazgos más relevantes del estudio, ya que su comportamiento es compatible con anomalías de polaridad o inversión de signo en la cadena de medición. La comparación con el caso corregido muestra que este tipo de inconsistencia no corresponde simplemente a ruido o dispersión aleatoria, sino a un patrón sistemático que puede ser identificado mediante el análisis conjunto de error, regresión y correlación [1], [4].

En conjunto, estos resultados evidencian que la metodología propuesta no solo permite detectar señales que incumplen el criterio regulatorio de exactitud, sino también diferenciar distintos tipos de anomalía a partir de evidencia estadística. Esta capacidad resulta relevante para priorizar revisiones técnicas, orientar procesos de depuración de datos y fortalecer la confiabilidad de la información utilizada en supervisión y análisis operativo.

4.4. El papel del clasificador C4.5 en la gestión metrológica

El uso del algoritmo de inducción de árboles de decisión C4.5 no se plantea como un mecanismo autónomo de diagnóstico, sino como una herramienta de apoyo para sistematizar la identificación de señales que

no cumplen con los criterios de evaluación adoptados en el estudio. Su interés radica en la posibilidad de combinar parámetros de regresión lineal, como el sesgo y la pendiente, con el coeficiente de correlación, de modo que la clasificación no dependa de una sola métrica.

El clasificador alcanzó una precisión global del 79,10% y un estadístico Kappa de 0,465 lo que indica una concordancia moderada entre la clasificación automática y el criterio de referencia empleado. De manera complementaria, el recall de 87,60% para la clase NO CUMPLE evidencia una capacidad elevada para identificar señales con posibles desviaciones metrológicas, lo cual resulta especialmente relevante en un contexto de supervisión masiva, donde el principal interés operativo radica en detectar oportunamente los casos que requieren revisión técnica.

En este sentido, el árbol de decisión no sustituye el análisis estadístico ni el criterio especializado, pero sí aporta una base estructurada para priorizar señales con mayor probabilidad de incumplimiento. Su utilidad práctica reside en servir como mecanismo de cribado inicial dentro del proceso de auditoría metrológica, reduciendo el esfuerzo de revisión manual sobre grandes volúmenes de telemetría y orientando la atención hacia registros con mayor evidencia de inconsistencia.

4.5. Implicaciones prácticas en el sistema eléctrico ecuatoriano

La aplicación de esta metodología tiene implicaciones directas en la gestión técnica del Operador Nacional de Electricidad y de los participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Al basarse en la comparación entre la telemetría operativa y el Sistema de Medición Comercial, el análisis se apoya en dos infraestructuras que responden a exigencias distintas de exactitud dentro del marco regulatorio nacional [6].

En este contexto, el enfoque propuesto puede apoyar la verificación del cumplimiento del umbral del 1% exigido para la telemetría operativa [7], al identificar señales con posibles errores de escala, inversiones de signo o pérdida de actualización. Su principal valor práctico no radica en reemplazar las revisiones de campo, sino en aportar evidencia para priorizar intervenciones técnicas sobre aquellos puntos donde la comparación estadística revela inconsistencias persistentes.

4.6. Limitaciones del estudio

A pesar de su utilidad, la metodología presenta limitaciones que deben considerarse en su interpretación. En primer lugar, la diferencia entre la resolución temporal de ambas fuentes —del orden de segundos en SCADA/EMS y de 15 minutos en la medición

comercial— obliga a realizar procesos de agregación que pueden atenuar eventos transitorios o variaciones rápidas de la señal. Por ello, el método resulta más apropiado para evaluar consistencia metrológica en escalas operativas que para detectar fenómenos de corta duración.

En segundo lugar, la validez del análisis depende de la consistencia del diccionario de correspondencia entre puntos de medición. Cualquier error o desactualización en este emparejamiento puede afectar la comparación entre fuentes. Finalmente, en señales con flujos cercanos a cero o con escasa variación temporal, el coeficiente de correlación pierde capacidad discriminante, lo que limita la utilidad del análisis tendencial en escenarios de baja dinámica.

5. CONCLUSIONES

El estudio demostró que la comparación entre mediciones SCADA/EMS y registros del Sistema de Medición Comercial constituye una base válida para evaluar la consistencia metrológica de la telemetría operativa en el sistema eléctrico ecuatoriano. Los resultados evidenciaron que, aunque una parte importante de las señales presenta un seguimiento tendencial adecuado respecto de la referencia comercial, persiste un subconjunto con desviaciones sistemáticas que comprometen la fidelidad de la información utilizada en supervisión y operación en tiempo real.

Asimismo, se verificó que la evaluación de estas señales no puede sustentarse únicamente en el cumplimiento del umbral de precisión del 1%. La incorporación conjunta de la precisión porcentual, el coeficiente de correlación y los parámetros de regresión lineal permitió diferenciar comportamientos metrológicos distintos e identificar anomalías asociadas con errores de escala, señales congeladas e inversiones de signo. En este sentido, la metodología propuesta aporta una base estructurada para priorizar revisiones técnicas sobre señales con posibles inconsistencias dentro del marco regulatorio ecuatoriano, sin sustituir la verificación física en campo.

Entre las principales limitaciones del estudio se encuentran la diferencia en la resolución temporal de las fuentes comparadas y la menor capacidad discriminante del análisis de correlación en señales con baja dinámica o valores cercanos a cero. Como línea futura de trabajo, resulta pertinente extender el análisis a otras variables eléctricas e investigar la incorporación de estos indicadores de consistencia en procesos de estimación de estado o en esquemas de ponderación de mediciones.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Cheng, Y. Lin, A. Abur, A. Gomez-Exposito, and W. Wu, "A Survey of Power System State Estimation Using Multiple Data Sources: PMUs, SCADA, AMI, and Beyond," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 15, no. 1, pp. 1129–1151, Jan. 2024, doi: 10.1109/TSG.2023.3286401.
- [2] L. Kamyabi, T. T. Lie, S. Madanian, and S. Marshall, "A Comprehensive Review of Hybrid State Estimation in Power Systems: Challenges, Opportunities and Prospects," Oct. 01, 2024, Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). doi: 10.3390/en17194806.
- [3] K. G. Koukouvinos, G. K. Koukouvinos, P. Chalkiadakis, S. D. Kaminaris, V. A. Orfanos, and D. Rimpas, "Evaluating the Performance of Smart Meters: Insights into Energy Management, Dynamic Pricing and Consumer Behavior," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 15, no. 2, Jan. 2025, doi: 10.3390/app15020960.
- [4] M. A. Kippke Salomón, J. M. Carou Álvarez, L. Suárez Ramón, and P. Arboleya, "Self-Diagnostic Advanced Metering Infrastructure Based on Power-Line Communication: A Study Case in Spanish Low-Voltage Distribution Networks," *Energies (Basel)*, vol. 18, no. 7, Apr. 2025, doi: 10.3390/en18071746.
- [5] O. Darmis and G. Korres, "A Survey on Hybrid SCADA/WAMS State Estimation Methodologies in Electric Power Transmission Systems," Jan. 01, 2023, MDPI. doi: 10.3390/en16020618.
- [6] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Regulación No. ARCONEL -001/16," pp. 1–27, Oct. 2016.
- [7] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, "Regulación No. ARCONEL -003/16," Oct. 2016.
- [8] X. Kong et al., "A hybrid state estimator based on SCADA and PMU measurements for medium voltage distribution system," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 8, no. 9, Sep. 2018, doi: 10.3390/app8091527.
- [9] Z. Chen, A. M. Amani, X. Yu, and M. Jalili, "Control and Optimisation of Power Grids Using Smart Meter Data: A Review," *Sensors*, vol. 23, no. 4, Feb. 2023, doi: 10.3390/s23042118.
- [10] Joint Committee for Guides in Metrology (JCGM), *International Vocabulary of Metrology – Basic and General Concepts and Associated Terms (VIM)*, JCGM 200:2012, 3rd ed. DOI: 10.59161/JCGM200-2012

- [11] J. R. Quinlan, C4.5: Programs for Machine Learning. San Mateo, CA, USA: Morgan Kaufmann, 1993.
- [12] I. H. Witten, E. Frank, M. A. Hall, and C. J. Pal, Data Mining: Practical Machine Learning Tools and Techniques, 4th ed. Cambridge, MA, USA: Morgan Kaufmann, 2017.
- [13] J. Cohen, "A Coefficient of Agreement for Nominal Scales," Educational and Psychological Measurement, vol. 20, no. 1, pp. 37–46, 1960.
- [14] P. Hanegraaf et al., "Inter-reviewer reliability of human literature screening in machine learning-assisted systematic reviews," 2024.



Carlos Arturo Del Hierro Cadena. -Nació en Quito en 1978. Recibió su título de Ingeniero Electrónico en Automatización y Control en el año 2002 en la ESPE y en marzo de 2020, finalizó sus estudios en Máster Universitario en Análisis y Visualización de

Datos Masivos / Visual Analytics and Big Data en la UNIR. Desde el año 2009 hasta el año 2015 se desempeñó en el cargo de Ingeniero de Sistema Remoto de CENACE Corporación Centro Nacional de Control de Energía y hasta la presente fecha desempeña el cargo de Analista Nacional de Servicios de Tiempo Real 2 en CENACE Operador Nacional de Electricidad



José Enríquez Quelal.- Nació en Quito, Ecuador en 1989. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador en 2014 y el título de Magister en Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador en 2022. Desde

2014, trabaja como ingeniero SCADA en el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, Quito, Ecuador. Sus intereses de investigación incluyen la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia, SCADA/EMS y Control Automático de Generación.



David Panchi Vergara. - Nació en Quito, en 1992. Obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2017, Magister en Electricidad en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2022. Actualmente se desempeña como especialista de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Modelación y simulación mediante gemelos digitales, Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.



Vanessa Espinosa Acosta.- Nació en Quito en 1992. Recibió su título de Ingeniera en Electrónica y Control de la Universidad de Politécnica Nacional - EPN en 2015; y su título de Máster en Gestión y Automatización de Procesos de la Universidad de las

Américas – UDLA en 2025. Sus campos de investigación están relacionados con la gestión y automatización de procesos.



Angie Bravo Montenegro.- Nació en Tulcán en 1997. Actualmente se encuentra finalizando sus estudios en la carrera de Ingeniera Electromecánica de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE. Sus áreas de interés académico se centran en el modelamiento y

optimización de sistemas eléctricos de potencia, enfocándose en la integración de energías renovables y almacenamiento de energía, priorizando estudios que contribuyan al desarrollo energético sostenible del Ecuador.

Technical Integration Strategies for Distributed Energy Resources through Virtual Power Plants and Cooperative Microgrids

Estrategias de Integración Técnica de Recursos Energéticos Distribuidos mediante Centrales Eléctricas Virtuales y Microrredes Cooperativas

J.C. Sarmiento-Vintimilla^{1,2}  0000-0002-8748-759X W.A. Goercke-Abad¹  0009-0006-5254-532X
R. A. Romero¹  0009-0006-9548-4838

¹Department of Electronics Engineering, University of Azuay, Cuenca, Ecuador

E-mail: jcsarmiento@uazuay.edu.ec; william.goercke@es.uazuay.edu.ec; andres4482@es.uazuay.edu.ec

²Department of Electrical Engineering, University of the Basque Country UPV/EHU, Bilbao, España

E-mail: jsarmiento002@ikasle.ehu.es

Abstract

This research proposes a methodology to facilitate the technical integration of Distributed Energy Resources through cooperative microgrids and the Virtual Power Plants concept, promoting the transition from centralized (Top-Down) models to decentralized (Bottom-Up) architectures. This approach addresses the challenges faced by conventional power systems experiencing an increasing penetration of distributed generation. To this end, a mathematical optimization model was developed to coordinate two microgrids based on the IEEE 9-bus test system. The proposed methodology was validated using CPLEX optimization algorithms implemented in GAMS and technical simulations conducted in DIgSILENT PowerFactory.

The results demonstrate that coordinated operation among distributed energy units contributes to the overall energy balance and reduces dependence on backup thermoelectric generation. Furthermore, the findings confirm that the strategic integration of distributed generation enhances the reliability and resilience of the power system under realistic demand conditions and the stochastic nature of renewable generation.

Index terms— Distributed Energy Resources, Distributed Generation, Microgrids, Optimization, Virtual Power Plant.

Resumen

Esta investigación propone una metodología para facilitar la integración técnica de los Recursos Energéticos Distribuidos, a través de microrredes cooperativas y el concepto de una Central Eléctrica Virtual, promoviendo la transición desde modelos centralizados (*Top-Down*) hacia arquitecturas descentralizadas (*Bottom-Up*). Este enfoque aborda los desafíos que enfrentan los sistemas eléctricos convencionales ante una creciente penetración de la generación distribuida. Con este propósito, se desarrolló un modelo matemático de optimización para coordinar dos microrredes basadas en el sistema de prueba IEEE de 9 barras. La metodología propuesta fue validada mediante algoritmos de optimización CPLEX implementados en GAMS y simulaciones técnicas realizadas en DIgSILENT PowerFactory.

Los resultados demuestran que la operación coordinada entre unidades energéticas distribuidas contribuye al balance energético global y reduce la dependencia de la generación termoeléctrica de respaldo. Asimismo, los hallazgos confirman que la integración estratégica de la generación distribuida fortalece la confiabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico frente a patrones reales de demanda y a la naturaleza estocástica de la generación a partir de fuentes de energía renovable.

Palabras clave— Centrales Eléctricas Virtuales, Generación Distribuida, Microrredes, Optimización Energética, Recursos Energéticos Distribuidos.

Recibido: 29-04-2026 Aprobado tras revisión: 16-07-2026

Forma sugerida de citación: Sarmiento-Vintimilla, J.; Goercke-Abad, W.; Romero, R. (2026). "Technical Integration Strategies for Distributed Energy Resources through Virtual Power Plants and Cooperative Microgrids". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I. Pp. 79-90

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.761>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCTION

1.1. Problem Identification

In recent decades, power systems have undergone a significant transformation driven by the increasing penetration of Distributed Energy Resources (DERs) and stochastic renewable energy technologies. This transformation is motivated by both the need for decarbonization and the pursuit of greater resilience and operational efficiency. However, the transition from centralized schemes to decentralized architectures introduces new challenges related to the operation, control, and operational planning of power systems.

Traditionally, power system operation has relied on hierarchical Top-Down centralized models, in which large-scale power plants supply demand through unidirectional power flows. In contrast, the widespread integration of DERs, including photovoltaic systems, wind generation, small hydropower plants, and Battery Energy Storage Systems (BESS), introduces bidirectional power flows and significantly increases the complexity of operational coordination. This challenge is further intensified by the intermittent and stochastic nature of renewable energy sources, making it more difficult to achieve an efficient dispatch while maintaining system security.

In general, power systems worldwide have demonstrated the need to enhance their flexibility and adaptive capability to cope with scenarios characterized by high variability in renewable generation. In countries such as Brazil, Colombia, and Ecuador, drought events associated with climate change further compromise system security, particularly due to the high dependence on hydropower generation. This situation highlights the need to develop complementary energy alternatives that are properly integrated into power system planning and operational requirements.

In this context, DERs have emerged as a strategic solution to address these challenges. In the Ecuadorian power system, the contribution of distributed generation has historically been limited. However, the recent energy crisis, driven by the country's strong reliance on hydropower and the severe droughts experienced in recent years, has accelerated the deployment of DERs across the residential and industrial sectors, as illustrated in Fig. 1 [1].

Despite this rapid growth, DERs are generally not directly managed by the system operator. Their contribution is typically restricted to supplying energy whenever the primary energy resource is available, rather than responding to the operational requirements of the power system. In the literature, this limitation is commonly referred to as a lack of technical visibility, which constitutes a fundamental prerequisite for the effective technical integration of DERs into modern power systems.

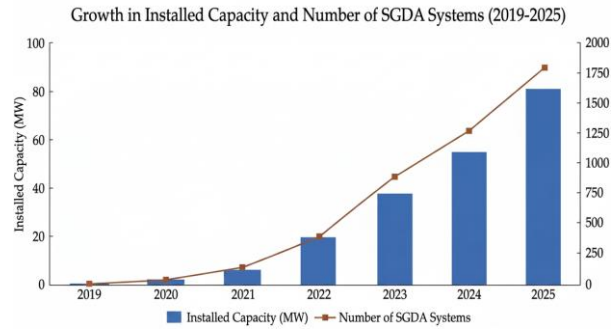


Figure 1: Evolution of Distributed Generation in Ecuador

Despite this rapid growth, DERs are generally not directly managed by the system operator. Their contribution is typically restricted to supplying energy whenever the primary energy resource is available, rather than responding to the operational requirements of the power system. In the literature, this limitation is commonly referred to as a lack of technical visibility, which constitutes a fundamental prerequisite for the effective technical integration of DERs into modern power systems.

Considering the high vulnerability of the power system arising from the aforementioned factors, this paper proposes a mathematical optimization model that provides both technical visibility and controllability of DERs through the Virtual Power Plant (VPP) concept. The proposed approach enables the transition from a conventional Top-Down power system, where operational decisions are made in a centralized and unidirectional manner, to a Bottom-Up architecture, as illustrated in Fig. 2.

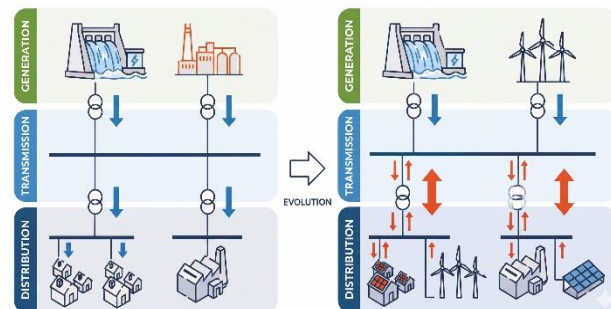


Figure 2: Top-Down vs Bottom-Up architecture

A VPP is an aggregation platform that coordinates the operation of multiple DERs to optimize their collective performance and provide grid services as if they constituted a single generating unit. The individual resources are interconnected through communication and control infrastructures, enabling coordinated operation under a common supervisory framework. In the proposed methodology, an aggregation agent is responsible for ensuring the controllability and coordinated dispatch of DERs while providing the technical visibility required by the system operator, as shown in Fig. 3. Furthermore, because a VPP is not constrained by the geographical

location of its constituent resources, it represents a promising solution for achieving efficient coordination among cooperative microgrids.

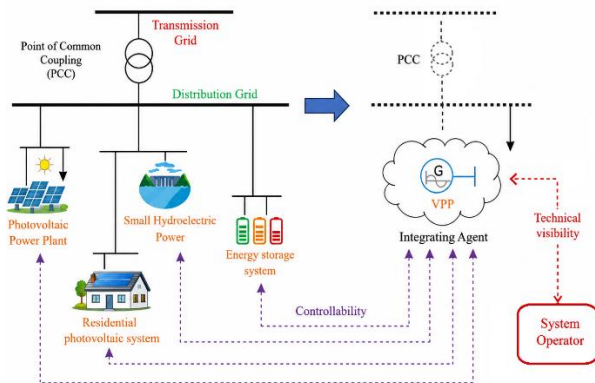


Figure 3: Virtual Power Plant Concept

1.2. Literature Review

The increase in the penetration of renewable energy sources in modern electrical systems has not only opened new opportunities but also significant challenges for the operation, planning, and sustainability of traditional electrical grids. As decentralized generation paves the way for models based on DERs, the necessity arises to implement innovative power control systems that ensure efficient and resilient management. Many studies have analyzed the progress in technologies such as VPPs, microgrids, and energy communities, proposing new optimization models, architectures, and strategies [2].

In the current energy transition scenario, VPPs have emerged as a technical solution designed to manage complex and ever-growing modern electrical systems. By operating as an aggregation agent, VPPs coordinate different DERs under a single administrative profile. This not only allows low-power distributed resources which are often geographically dispersed to gain visibility for the system operator, but also opens up new opportunities for commercialization in wholesale energy markets. The added value of VPPs lies in their architecture, which contrasts with traditional systems and, by doing so, allows for resource coordination from the consumer level and supports microgeneration sites. It is also noted that a VPP provides greater flexibility to the system through control and prediction algorithms that work as a counterweight to the unpredictability of stochastic renewable non-conventional resources, while offering ancillary services such as frequency regulation, voltage support, and power reserves. [3].

In this context, fractal and holonic architectures stand out for their capacity to improve the operational flexibility and scalability of the grid, while allowing advanced control systems to manage bidirectional power flow [4]. Along these lines, fractal architectures have been formalized using the FOCUS system, with the goal of improving scalability and flexibility in both microgrids and VPPs [5]. In parallel, the term "holonic"

distinguishes itself by referencing the structural, static organization of a management system, while the term "fractal" relates to its dynamic behavior [6].

The fractal principle, although relatively new, has allowed for significant advancements in distributed generation; it enables electrical generation near consumer areas using renewable resources, such as solar energy. This scheme not only contributes to reducing power losses but also improves the resilience and reliability of the grid. Nevertheless, the transition toward this model comes with its own challenges: infrastructure traditionally designed for centralized production must be adapted to numerous small-scale generation units, bidirectional power flow management, maintaining the balance between generation and demand, and ensuring a fail-safe grid. Fractal modeling, based on self-similarity, offers advantages such as scalability, energy efficiency, and predictable behavior [7].

Various authors highlight difficulties in the integration and optimization of renewable energy sources. Control systems address issues related to intermittency and volatility derived from these resources, whose stochastic nature could lead to forecasting errors, suboptimal operation, and resource waste [8]. For the optimal planning of these resources, mathematical techniques are employed, such as Linear Programming (LP) and Mixed-Integer Nonlinear Programming (MINLP), as well as different stochastic programming models that support VPPs in power dispatch and market participation under uncertainty [9].

Within this operating scheme, for alternative energy integration models to be viable, it is mandatory to analyze the technical response capacity of the virtual power plant. Sarmiento et al. introduces an evaluation framework based on several operational flexibility metrics such as capacity range, ramp rates, and power reserves applied to both active and reactive power [10]. Complementarily, Ulbig defines mathematical metrics to evaluate operational flexibility within the electrical system [11]. The management of said flexibility is not only fundamental to the internal optimization of the VPP but also lays the foundation for multisystem cooperation [12] [13].

Table 1 presents a comparison of the main works related to the integration of distributed energy resources through VPPs, cooperative microgrids and fractal architectures.

Table 1: Comparison of related works on the integration of DERs using VPPs

Author/Year	Main focus	Main contribution	Limitations
Vasquez et al. (2010) [2]	Hierarchical control of microgrids	Proposes control strategies for distributed energy management in microgrids.	Limited focus on multi-microgrid coordination.
Bytschkow (2015) [5]	Fractal architectures for Smart Grids.	Develops principles of composition and scalability for intelligent grids with a fractal approach.	It does not include explicit energy optimization.
Ulbig (2015) [11]	Operational flexibility of the electrical system.	Defines mathematical metrics to evaluate operational flexibility in electrical systems.	It is not specifically focused on VPPs.
Molotov et al. (2018) [13]	Microgrid modeling with renewable energy.	Analyzes operational behavior of microgrids with renewable sources.	Limited focus on large-scale coordination.
Kiriakos and Zaro (2021) [12]	Microgrid design for photovoltaic systems.	It focuses on grid-linked systems for photovoltaic energy management.	They lack comprehensive approaches to load reduction.
Sarmiento et al. (2022) [3]	Energy management and operation of VPP.	It defines VPPs as DER aggregators to coordinate resources and participate in markets.	It defines the coordination strategies for virtual power plants and addresses the bottom-up concept. However, it does not analyze optimization models for the dispatch of DERs.
Sarmiento et al. (2024) [10]	Operational flexibility in VPP.	Quantify the energy flexibility of DERs using metrics under uncertainty.	It focuses on flexibility metrics but does not develop a coordination architecture for DER integration.
Al Issa et al. (2025) [7]	Grid model based on fractal-cluster principle.	A fractal architecture can strengthen the capacity to adapt to critical conditions.	Centralized infrastructures must adapt to bidirectional flows.

1.3. Research Contributions

The present work contributes to the advancement and development of strategies to facilitate the technical integration of distributed energy resources through the development of an innovative framework that combines the concepts of cooperative microgrids and VPPs. Unlike traditional frameworks, which present limitations in scalability, multisystem coordination, and operational efficiency, this research simultaneously addresses these challenges from a systemic and adaptable perspective:

- An energy management architecture based on the cooperative microgrids is proposed, which allows for the structuring of decentralized electrical systems under hierarchical schemes. This approach facilitates scalability and interoperability between multiple microgrids, promoting an effective transition from centralized models to bottom-up configurations, which are more in line with modern electrical systems.
- A mathematical optimization model is developed that manages cooperative microgrid operation through a VPP acting as an aggregation agent. This model simultaneously integrates diverse generation sources both renewable and conventional with BESS, allowing for efficient power dispatch that

maximizes the use of renewable resources while minimizing dependency on backup generation.

- A virtual coupling scheme enables energy cooperation between microgrids without the need for physical connection between them. This represents a relevant contribution in terms of operational flexibility and cost-effective applicability in real-world systems.
- Finally, the model's validation in an advanced simulation environment using the IEEE 9-bus standard system and considering different operational scenarios demonstrates its technical feasibility and its capacity to contribute to operational stability.

These contributions position the proposed approach as a robust, scalable, and applicable alternative for the efficient integration of DERs in modern electrical systems. The rest of this article is organized as follows: **Section 2** presents the proposed methodology, which includes the system architecture and the formulation of the mathematical model for the VPP. **Section 3** analyzes the results obtained from the operational coordination of DERs. Lastly, **Sections 4 and 5** present the discussion and conclusions derived from this research.

2. METHODOLOGY

With the goal of verifying the applicability of the proposed model in electrical system management, a modular grid topology was configured applying the IEEE 9-bus standard system as a reference for the operational behavior analysis as shown in Fig. 4. [14].

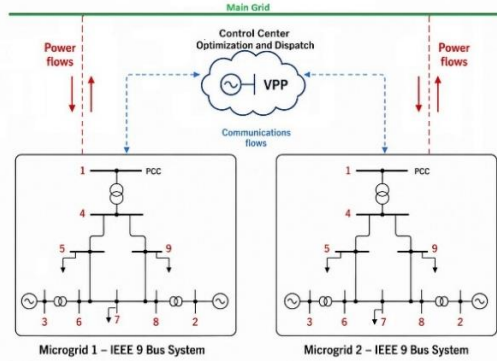


Figure 4: IEEE 9-bus standard topology

2.1 Case Study Grid Architecture

The studied system was designed comprising different sections that interact with one another.

- **Main Grid:** It is represented as an infinite bus that performs a dual role. From a technical standpoint, it serves as a reference for both voltage and frequency to ensure system stability. From a commercial perspective, on the other hand, it operates as the exchange node where the VPP delivers its firm, constant power block, absorbing the continuous power supply and generating revenue from the stability services provided by the microgrids.
- **Cooperative Microgrids:** Two independent microgrids were developed (MG1 and MG2); both integrate distributed generation and are connected to the main grid for power supply.

Fig. 5 shows the general architecture of the proposed system, composed of two microgrids interconnected by a slack bus that acts as a reference node for power exchange with the main grid.

With the ultimate goal of guaranteeing the feasibility and reliability of the model, real operational records provided by the company ELECAUSTRO S.A. (Ecuador's public electricity generation company), were used. Specifically, power generation data from the Huasachaca wind and solar farm were utilized to develop the statistical profiles for the model. Although both microgrids share the same general structure, their distributed energy resources are not identical. Therefore, it is necessary to clearly define the location and capacity of the DERs installed in each microgrid.

MG1 contains photovoltaic generation located at buses b2, and b3 with a capacity factor of 17% and 150 kW. Wind generation is distributed at buses b3, b4, b5, b6, and b7 with a capacity factor of 28% and 20 MW. MG1 includes one hydroelectric unit located at bus b8,

with a nominal power of 20 MW and a maximum daily available energy of 240 MWh. The storage system of MG1 is composed of two battery energy storage units located at buses b5 and b6, each one with 10 MWh of energy capacity and 5 MW of maximum charging and discharging power. Therefore, MG1 has a total storage capacity of 20 MWh and a total charge/discharge power capacity of 10 MW. Finally, MG1 includes two thermal backup units located at buses b2 and b3, each one with 20 MW of nominal power, giving a total thermal backup capacity of 40 MW.

MG2 contains photovoltaic generation located at buses b2, b3, b4, b5, b6, and b7 with a capacity factor of 16,5% and 355 kW, wind generation in MG2 is distributed across buses b2 to b9 with a capacity factor of 31% and 36 MW. Hydroelectric generation in MG2 is represented by three hydroelectric units located at buses b5, b7, and b8. Each unit has a nominal power of 20 MW, giving a total hydroelectric capacity of 60 MW. The maximum daily available hydroelectric energy in MG2 is 840 MWh. The battery storage system of MG2 is composed of two battery units located at buses b5 and b6, each one with 12 MWh of energy capacity and 5 MW of maximum charging and discharging power. Therefore, MG2 has a total storage capacity of 24 MWh and a total charge/discharge power capacity of 10 MW. Finally, MG2 includes three thermal backup units located at buses b2, b3, and b9, each one with 20 MW of nominal power, resulting in a total thermal backup capacity of 60 MW.

The demand profile is also distributed between both microgrids. In MG1, the aggregated demand varies between approximately 8,16 MW and 40,49 MW during the 24-hour horizon. In MG2, the aggregated demand varies between approximately 6,62 MW and 33,08 MW. Therefore, the total VPP demand ranges from approximately 14,77 MW to 73,57 MW. This demand is supplied through the coordinated use of renewable generation, hydroelectric generation, battery storage, thermal backup units, energy imports from the main grid, and cooperation between microgrids.

Simulation Scenarios: Two operational modes were defined to evaluate the impact of the proposed architecture:

- Disaggregated Operation:** In this mode, microgrids MG1 and MG2 operate as completely isolated entities. Each microgrid optimizes its dispatch to minimize its own operational costs without allocating the surplus of one grid to cover the deficit of the other. Any energy imbalance is addressed by purchasing energy directly from the main grid.
- Coordinated Operation:** By enabling joint optimization, the model seeks a global system balance, allowing the energy injection from one microgrid into the main grid to be recognized as a supply for the other. This results in a more efficient system and minimizes net dependency on external sources.

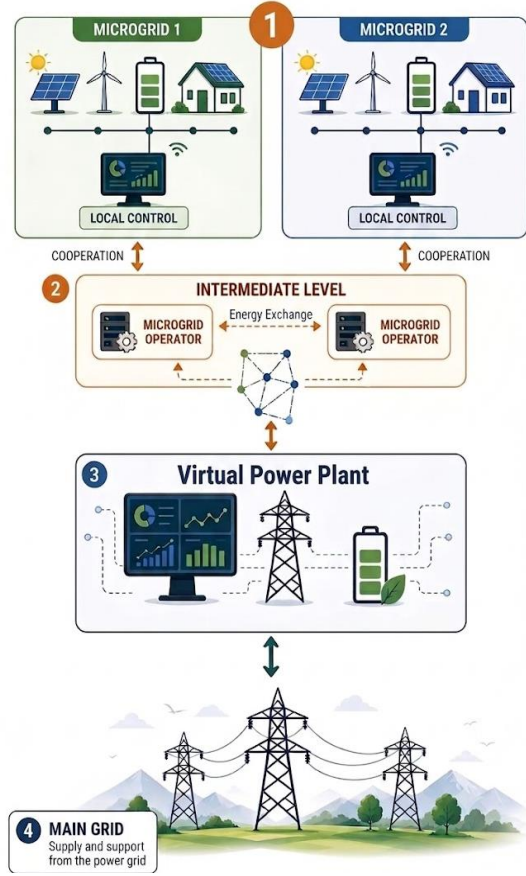


Figure 5: Energy cooperation between microgrids

2.2 Proposed Mathematical Model

The operational coordination of the proposed resources is formulated as a mathematical optimization problem aimed at determining the optimal generation dispatch that satisfies commercial commitments while minimizing the total operating cost, denoted by Z . The objective function comprises the following cost components: Z_R , the cost associated with renewable energy generation (solar and wind); Z_H , the operating cost of hydropower generation; Z_B , the cost associated with the operation of the BESS, including charging and discharging processes; Z_T , the operating cost of thermal generating units, including generation and start-up/shut-down costs; Z_G , the net cost of energy exchange with the main grid; Z_{EX} , the cost associated with power exchange between microgrids; Z_{OR} , the overall cost of coordinated system operation; and, Z_{CO} , the costs associated with operational constraints and model penalty terms.

$$\min Z = Z_R + Z_H + Z_B + Z_T + Z_G + Z_{EX} + Z_{OR} + Z_{CO} \quad (1)$$

2.2.1 Virtual Coupling and Power Delivery

To represent the aggregated operation of the cooperative microgrids, the net power injected by the VPP into the main grid is defined. This magnitude is expressed as the difference between the power exported and imported by the microgrids during each hourly

interval:

$$P_{net,h} = \sum_{m \in MG} (P_{m,h}^{exp} - P_{m,h}^{imp}) \quad (2)$$

where $P_{net,h}$ represents the net power exchanged between the VPP and the main grid at hour h and where the microgrids are represented as $m \in MG$, $P_{m,h}^{exp}$ is the exported power and $P_{m,h}^{imp}$ is the imported power at a period h of time.

For this case scenario, a firm, constant power delivery commitment is imposed on the VPP, such that the net power exported to the main grid maintains a flat profile throughout the entire operational horizon:

$$P_{neto,h} = P_{TGT}^{VPP}, \forall h \quad (3)$$

where, P_{TGT}^{VPP} corresponds to the power delivery target committed to the system operator. In the developed case study, a fixed delivery of 3 MW is adopted for each hour of the planning horizon.

2.2.2 Export Breakdown:

With the objective of tracing the energy origin of the power delivered by the VPP, the total export from each microgrid is divided into a renewable component and a thermal component:

$$P_{m,h}^{exp} = P_{m,h}^{exp,Ren} + P_{m,h}^{exp,Therm}, \forall m, h \quad (4)$$

$$P_{m,h}^{exp,Ren} = \sum_b P_{m,b,h}^{PV,exp} + P_{m,b,h}^{W,exp} + P_{m,b,h}^{H,exp} + P_{m,b,h}^{dis,exp} \quad (5)$$

where $P_{m,h}^{exp,Ren}$ represents the fraction of exports originating from renewable resources and storage, composed as follows: $P_{m,b,h}^{PV,exp}$ represents all photovoltaic power generation exports, $P_{m,b,h}^{W,exp}$ represents all wind power generation exports, $P_{m,b,h}^{H,exp}$ represents all hydropower generation exports and $P_{m,b,h}^{dis,exp}$ represents the batteries' discharge power exports on a specified bus b , while $P_{m,h}^{exp,Therm}$ represents the fraction associated with thermal generation exports. This decomposition allows for verifying, within the results analysis, whether the delivery committed to the main grid is covered by renewable generation or if it requires thermal support during specific hours.

2.2.3 Operational Constraints

Nodal Power Balance

$$P_{m,b,h}^{PV,exp} + P_{m,b,h}^{W,exp} + P_{m,b,h}^{H,exp} + P_{m,b,h}^{dis,exp} + P_{m,b,h}^T + P_{m,b,h}^{imp} + P_{m,b,h}^{coop,in} - \sum_l P_{m,b,l,h} (From_{m,b,l} + To_{m,l,b}) + LS_{m,b,h} = D_{m,b,h} + P_{m,b,h}^{ch} + P_{m,b,h}^{exp} + P_{m,b,h}^{coop,out} \quad (6)$$

This equation represents the systems nodal balance where $P_{m,b,h}^T$ is the total power produced by thermal backup generators, $P_{m,b,h}^{imp}$ represents all power imported from the main grid and $P_{m,h}^{coop,in}$ is the power received from the other microgrid as cooperation.

$\sum_l P_{m,b,l,h}(From_{m,b,l} + To_{m,l,b})$ stands for the active power flow through transmission lines (l) for each microgrid in each bus in a specified period of time. $LS_{m,b,h}$ represents the load shedding, $D_{m,b,h}$ represents the internal power demand, $P_{m,b,h}^{ch}$ is the power used to charge the batteries, $P_{m,b,h}^{exp}$ is the exported power to the main grid, $P_{m,b,h}^{coop,out}$ is the power sent from one microgrid to the other as cooperation for each microgrid in each bus at each period of time.

2.2.4 Generation Constraints

Power Limits:

$$P_g^{min} \cdot u_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_g^{max} \cdot u_{g,t} \quad (7)$$

Where P_g^{min} and P_g^{max} are the minimum and maximum capacities at which the generator operates, $u_{g,t}$ is a binary variable used to tell if the machine is on (1) or off (0) and $P_{g,t}$ is the power generation at a period of time t .

Ramp-Up Rate:

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq R_g^{up} \cdot u_{g,t-1} + P_g^{max} \cdot (1 - u_{g,t-1}) \quad (8)$$

Ramp-Down Rate:

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq R_g^{down} \cdot u_{g,t} + P_g^{max} \cdot (1 - u_{g,t}) \quad (9)$$

R_g^{up} and R_g^{down} they indicate how quickly a generator can increase or decrease its power output from a $t - 1$ to a t period of time.

2.2.5 Storage Dynamics

Energy Balance:

$$SOC_{b,t} = SOC_{b,t-1} + \eta_c \cdot P_{cg,b,t} - \frac{1}{\eta_d} \cdot P_{dis,b,t} \quad (10)$$

$SOC_{b,t}$ represents the state of charge at a specific period of time. η_c and η_d are the charge and discharge efficiencies

Exclusivity Constraint:

$$0 \leq P_{ch,b,t} \leq P_{ch}^{max} \cdot u_{bat,b,t} \quad (11)$$

$$0 \leq P_{dis,b,t} \leq P_{dis}^{max} \cdot (1 - u_{bat,b,t}) \quad (12)$$

$P_{ch,b,t}$ and $P_{dis,b,t}$ represent power charge and discharge, while P_{ch}^{max} and P_{dis}^{max} represent the maximum charge and discharge levels allowed. $u_{bat,b,t}$ is a binary state variable to forbid simultaneous charge and discharge.

Capacity and Boundary Limits:

$$SOC_{b,t=24} \geq SOC_{b,initial} \quad (13)$$

Forces the algorithm to charge the battery to at least its initial levels at the end of the 24-hour operational horizon.

3. RESULTS ANALYSIS

3.1 Scenario 1: Disaggregated Operation:

Initially, the operational behavior of MG1 and MG2 was evaluated in an isolated manner. Under this traditional scheme, the optimization algorithm minimized operational costs independently, forcing each microgrid to satisfy its own demand through local resources. If a power deficit occurred, the microgrid was obligated to buy power from the main grid at market prices or rely on backup thermal generation. Fig. 6 shows the combined operation of the two microgrids to meet demand. In this scenario, there is a need for thermal generation (red bars) and for purchasing energy from the grid (orange bars).

Under this operating scenario, renewable energy sources supply 80.47% of the total demand, with hydropower representing the largest share at approximately 55.42%. The remaining 19.53% of the energy balance is met through backup thermal generation.

Since this scenario lacks a cooperative design, the results highlight the typical inefficiency of distributed generation systems when operating without coordination. This operational case serves as a baseline to later compare the benefits of a coordinated architecture. In qualitative terms, it represents the typical behavior of two isolated microgrids lacking an integration mechanism, where system balance is guaranteed only locally rather than globally.

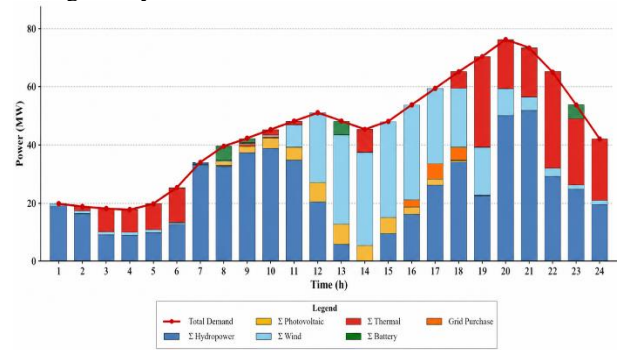


Figure 6. Operation of the system without internal cooperation

3.2 Scenario 2: Coordinated Operation between Microgrids

This scenario enables coordinated cooperation between MG1 and MG2 through the proposed architecture, with the VPP acting as the aggregating agent. Under this configuration, the microgrids cease to operate independently and converge into a single aggregated entity governed by a joint operational scheme. This strategy allows surpluses from one microgrid to cover the deficits of the other, enabling the two grids to function as interconnected parts of a whole. Consequently, this integration provides greater flexibility and maximizes the exploitation of available renewable resources.

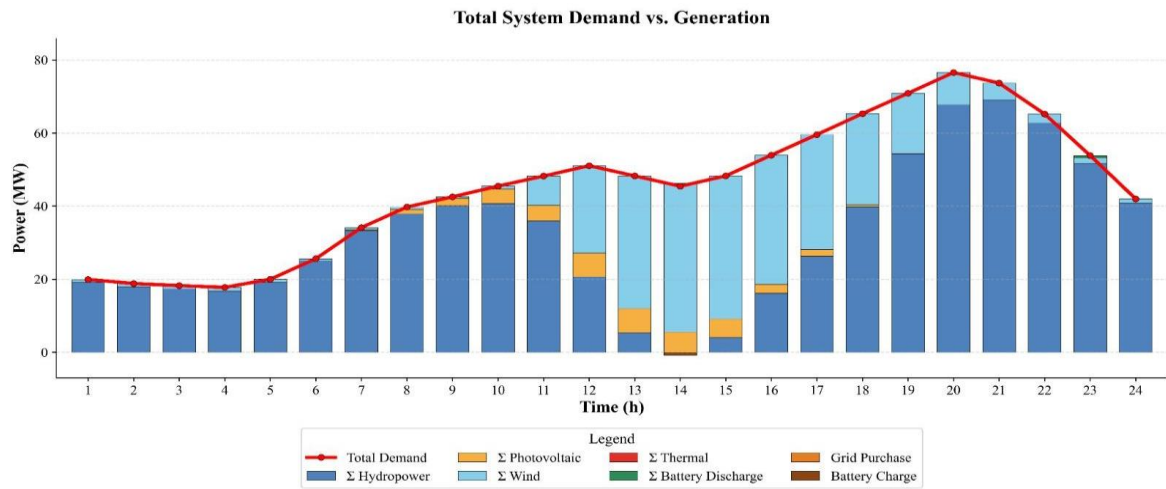


Figure 7: Comparison between total demand and total generation of the coordinated system

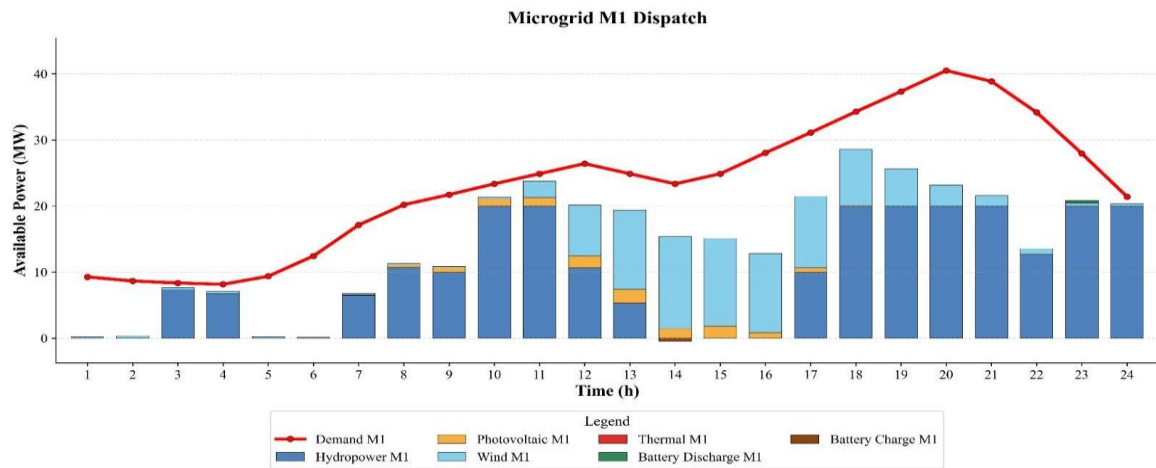


Figure 8: Hourly generation dispatch in microgrid MG1

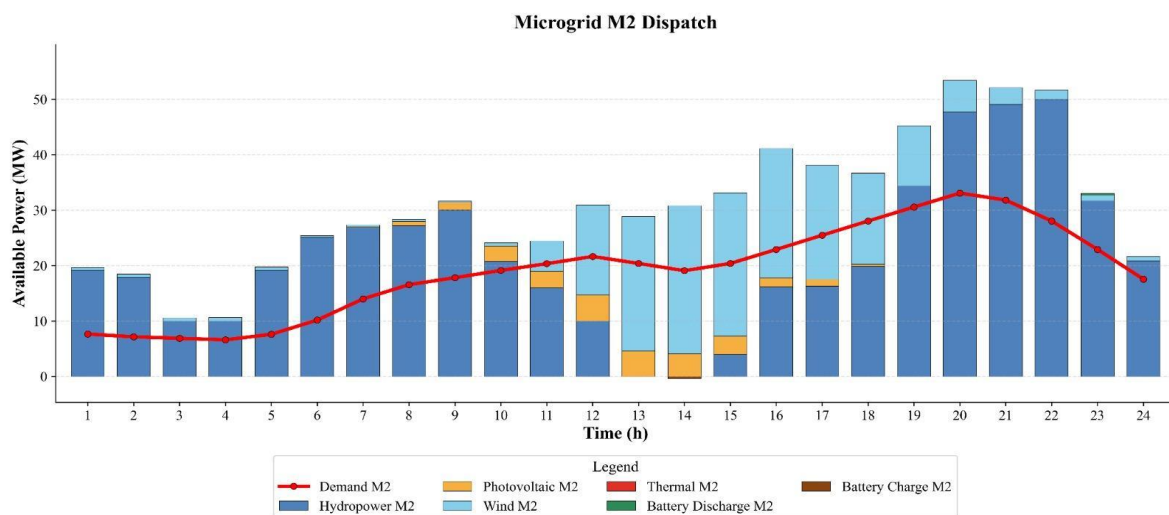


Figure 9: Hourly generation dispatch in microgrid MG2

The comparison between the total demand and the total generation of the system is illustrated in Fig. 7. It can be observed that both magnitudes are equivalent throughout the 24-hour operational horizon, with the exception of the generation peak occurring in t14. These peaks correspond to the periods in which the Battery Energy Storage System is being charged, thereby ensuring an adequate energy balance. Furthermore, it is noted that the total system demand reaches its maximum values in t20, defining the critical period of the operational horizon. This result confirms that the optimization model effectively coordinates all available renewable resources and backup plants to satisfy the aggregated demand, demonstrating that the virtual coupling imposed by the VPP functions correctly.

The hourly dispatch for MG1 is presented in Fig. 8. Individually, this microgrid does not have sufficient renewable generation capacity to satisfy its own demand. Therefore, under the disaggregated operating scenario, it must rely on backup thermal generation and energy imports from the main grid to meet its energy requirements. In contrast, under the proposed cooperative operation framework, the dispatch of MG1 is optimized by exploiting the energy complementarity provided by MG2, thereby avoiding the use of higher-cost energy alternatives. It is observed that during morning hours, there is a significant contribution from wind generation, complemented to a lesser extent by photovoltaic generation and, as the day progresses, by hydroelectric generation. During these periods of high resource availability, the system utilizes the surplus to recharge the BESS, which will be deployed in subsequent periods.

On the other hand, Fig. 9 illustrates the generation dispatch for microgrid MG2. This microgrid has a high installed capacity of renewable energy resources. Under the disaggregated operating scenario, surplus energy must be traded in electricity markets to avoid renewable energy curtailment. However, this approach entails economic risks associated with market participation and depends on effective commercial integration. Since this research focuses exclusively on the technical integration of DERs, the operational flexibility of MG2 is exploited to support the energy deficit of MG1, thereby maximizing the utilization of the available renewable resources. In this case, the significant contribution of hydroelectric generation is notable, acting as a flexible support source to cover the local demand and contribute to the energy cooperation scheme. This strategic management of water resources makes MG2 a key node within the global coordination; since hydroelectric plants possess regulation capacity, they act as a compensation mechanism against the stochastic variability of non-conventional renewable generation, highlighting energy complementarity as a cornerstone of the proposed cooperative model.

Table 2 shows a summary of the most significant quantitative results of the cooperative scenario.

Table 2: Cooperative Microgrid Scenario Results

Parameter	Value	Description
Total Demand	14.77-73.57 MW	Variation in aggregate demand over the 24-hour horizon.
Total Hydroelectric Generation	762,12 MWh	Total hydroelectric generation under the coordinated operation scheme.
Renewable Energy Share	99,94 %	Share of energy supply from renewable sources in the cooperative scenario.
Contribution of Battery Energy Storage Systems (BESS)	0,06 %	Contribution of batteries to the total energy supply in coordinated operation.

3.3 Role of the VPP in the Cooperative Microgrid Operation

VPPs have emerged as an effective strategy to facilitate the technical and commercial integration of DERs into power systems. Their operation relies on an aggregation agent capable of coordinating multiple microgrids, optimizing the available resources, and exploiting the energy complementarity among different generation technologies. However, this study focuses exclusively on the technical benefits that VPPs provide to power system operation rather than on their participation in electricity markets. Although the proposed optimization model aims to minimize operating costs, the primary role of the VPP is to maximize the utilization of renewable energy resources. This objective is achieved through the coordinated dispatch of technologies with near-zero variable costs, such as photovoltaic and wind generation, very low variable costs associated with hydropower, and comparatively high variable costs corresponding to thermal generation and energy imports from the main grid.

The results demonstrate that coordinated microgrid operation significantly improves the overall performance of the system. Although solar and wind generation remained unchanged in both operating scenarios, their utilization increased by 22% due to the reduction of renewable energy curtailment. Furthermore, hydropower production increased from 566,33 MWh to 762,12 MWh over the 24-hour operating horizon, completely eliminating the need for backup thermal generation.

Under the disaggregated operating scenario, 199,56 MWh of backup thermal generation was required to satisfy system demand. These results demonstrate that energy exchange between microgrids enables the system to compensate for energy deficits by utilizing available renewable resources that would otherwise be curtailed, thereby eliminating the dependence on backup thermal generation. Consequently, the share of renewable

resources in the energy mix increased from 80,47% in the baseline scenario to 99,94% under cooperative operation, while BESS contributed only 0,06% of the total energy supplied.

Overall, the results demonstrate that coordinated operation transforms independent microgrids into a more robust cooperative energy system. Integrating DERs through a VPP enables more effective utilization of surplus renewable energy, maintains the overall energy balance, and supports sustained energy exports to the main grid while reducing reliance on high-cost backup generation.

Table 3 shows the most significant benefits of the cooperative scenario compared to the disaggregated scenario.

Table 3 : Disaggregated Scenario vs Coordinated Scenario

Performance variable	Disaggregated Scenario	Cooperative Scenario	Impact
Backup thermal generation	199,56 MWh	0 MWh	Complete elimination of thermal backup dependency
Hydroelectric Generation	566,33 MWh	762,12 MWh	Increase of 195,79 MWh to meet the demand of both microgrids.
Share of Renewable Resources	80,47 %	99,94 %	19,47% increase in the system's energy mix.

Finally, an additional validation stage was carried out in DIGSILENT PowerFactory as part of the proposed methodological framework. The simulation results confirm that the power flow converges under the coordinated operating scheme and that voltage profiles remain within the permissible limits ($\pm 5\%$) at all system buses. In this regard, the validation is not intended to provide a detailed numerical assessment but rather to verify the technical feasibility of the proposed topology under realistic operating conditions. Such analyses constitute an essential step that the VPP operator should perform to ensure the secure and reliable operation of the power system.

In this context, the VPP plays a key role in coordinating DERs, including the indirect management of reactive power. Through the coordinated control of distributed generation, energy storage, and conventional generation units, the VPP contributes to maintaining acceptable voltage levels, improving power flow distribution, and reducing system losses. This capability becomes particularly important in power systems with high penetration of renewable energy resources, where

coordinated operation enhances both operational efficiency and system resilience.

4. DISCUSSION

DERs have great potential to contribute to the operation of the electrical system. However, the lack of technical integration means that these units are underutilized. The results of this research imply not only an improvement in operational indicators, but also a change in the way DERs interact with each other and with the main grid. Rather than simply improving operational indicators, coordinated operation fundamentally changes the interaction between DERs and the main grid. The difference between the analyzed scenarios is significant; transitioning from an isolated to a coordinated operation implies moving from local inefficient decisions toward a systemic logic where global benefit takes precedence over the individual. In the disaggregated scenario, the system's behavior reproduces the typical limitations of distributed generation when an effective coordination mechanism is absent.

Each microgrid responds to its own constraints without considering the state of the system as a whole, leading to an inefficient use of available resources. This result is consistent with existing literature, where the lack of integration among DERs typically results in higher operational costs and an unnecessary reliance on backup generation. In contrast, coordinated operation demonstrates that even without physical modifications to the infrastructure, the mere introduction of an intelligent aggregation scheme can substantially change global performance.

One of the most relevant aspects is the model's ability to exploit the energy complementarity among sources. The interaction between wind, solar, and hydroelectric generation, coupled with energy storage support, not only allows for efficient demand coverage but also substantially reduces the use of thermal generation in the case study. This result should be interpreted with caution; while it responds to the specific conditions of the modeled system, it highlights the real potential of coordinated schemes to displace costlier and more polluting technologies when flexibility is adequately managed.

Along these lines, the role of hydroelectric generation as a regulating resource deserves special attention. Far from acting solely as a baseload source, its role within the proposed architecture is closer to that of a dynamic balancing mechanism, capable of compensating for the variability of non-conventional sources. This behavior reinforces the idea that the integration of DERs does not depend exclusively on adding more installed capacity, but rather on the intelligent management of existing resources.



Another outstanding result is the VPP's ability to sustain a constant power delivery to the main grid, despite the inherently variable nature of renewable resources. This finding is particularly significant, as it addresses one of the most frequent criticisms of distributed generation: its perceived inability to provide firm power services. What the model demonstrates is that, under an adequate aggregation and coordination scheme, individual variability can be smoothed at the aggregated level, resulting in more stable and predictable generation profiles.

From a methodological standpoint, the adoption of a cooperative principle introduces a differentiating element compared to conventional approaches. More than a simple hierarchical structure, the proposed scheme suggests an organizational logic in which each level of the system replicates similar operational patterns, thereby facilitating scalability. This is particularly relevant in scenarios where the expansion of DERs does not follow centralized planning but rather responds to local and heterogeneous dynamics. In this sense, the proposed architecture not only solves an immediate technical problem but also provides a conceptual framework for the orderly growth of increasingly distributed power systems.

Nevertheless, it is important to recognize certain limitations of this study. The model focuses on technical integration and does not explicitly incorporate market signals, which could influence the economic viability of operational decisions. Furthermore, while the AC environment validation confirms the electrical feasibility of the dispatch, the real-world implementation of coordination schemes like the one proposed would require more advanced communication and control infrastructures, as well as regulatory frameworks that facilitate the aggregated operation of DERs.

The results suggest that the challenge of integrating distributed resources lies not only in their quantity or diversity but in the system's ability to coordinate them effectively. The evidence presented reinforces the idea that future solutions will not solely involve expanding infrastructure, but rather redefining the control and operational architectures that allow for maximizing the exploitation of available flexibility.

5. CONCLUSIONS

The development of this work allows for the extraction of a central idea that permeates the entire research: the effective integration of DERs depends not only on their technological incorporation, but also on the way they are organized and coordinated within the power system. Under this premise, the proposed architecture based on the use of a VPP proves to be a coherent alternative to the current needs of increasingly decentralized systems.

One of the most consistent findings is the substantial difference between operating microgrids in isolation versus under a coordinated scheme. While the former reproduces known inefficiencies such as greater dependence on the main grid and unnecessary use of backup generation, the latter demonstrates that energy cooperation enables a more intelligent exploitation of available resources. This improvement is not marginal but structural, as it transforms the operational logic from a local approach to a global perspective.

Furthermore, the model confirms that the aggregation of DERs can overcome one of the primary barriers attributed to renewable energy: the variability and stochasticity of the primary resource. Far from representing an insurmountable limitation, the results show that, through coordination and storage, it is possible to construct stable and reliable generation profiles. The ability to maintain a constant power delivery to the main grid is, in this sense, a particularly relevant outcome, as it brings distributed systems closer to the operational standards traditionally required of conventional generation.

Another aspect worth highlighting is the role of energy complementarity. The interaction between different technologies, especially between variable renewable sources and flexible hydroelectric generation allows not only for demand coverage but also for the optimized use of resources. This behavior suggests that the value of DERs lies not only in their individual contribution but in their ability to integrate within coordinated schemes that enhance their strengths and mitigate their limitations.

From a methodological point of view, the model's validation in an AC simulation environment reinforces the robustness of the proposal. It is not merely a theoretical result but a scheme that respects the physical constraints of the system and can be interpreted within a real operational context. This provides the level of credibility necessary to consider its application in broader scenarios.

Nevertheless, as with any research approach, this work also opens new questions. The incorporation of economic signals, interaction with electricity markets, and communication infrastructure requirements represent natural lines of evolution. In particular, the practical implementation of such architectures will require regulatory frameworks that recognize the value of aggregation and flexibility as essential system services.

In summary, the presented proposal not only validates the technical feasibility of integrating DERs through cooperative schemes but also suggests a paradigm shift in the planning and operation of power systems. Within the context of the energy transition, where decentralization is increasingly evident, moving toward more flexible, scalable, and coordinated organizational models is no longer an option but a necessity.



6. REFERENCES

- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2024”, vol. 1, p. 109, mar. 2025.
- [2] J. Vasquez, J. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, L. Garcia De Vicuna, “Hierarchical Control of Intelligent Microgrids”, *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 4, no. 4, pp. 23–29, Dec. 2010, doi: 10.1109/MIE.2010.938720.
- [3] J. C. Sarmiento-Vintimilla, E. Torres, D. M. Larruskain, M. J. Pérez-Molina, “Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources”, *Energies*, vol. 15, no. 3, p. 775, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15030775.
- [4] E. Ortjohann et al., “Cluster fractal model — A flexible network model for future power systems”, in *Proc. 2013 Int. Conf. Clean Electrical Power (ICCEP)*, Alghero, 2013, pp. 293–297.
- [5] D. Bytschkow, “Towards composition principles and fractal architectures in the context of smart grids”, *Inf. Technol.*, vol. 58, no. 1, pp. 3–14, Feb. 2016.
- [6] G. Florea, O. Chenaru, D. Popescu, R. Dobrescu, “A Fractal Model for Power Smart Grids”, in *Proc. 20th Int. Conf. Control Syst. Comput. Sci.*, Bucharest, Romania, 2015, pp. 572–577.
- [7] H. A. Al_Issa et al., “Model of the electric network based on the fractal-cluster principle”, *IAPGOS*, Jun. 27, 2025. [Online]. Available: <https://doi.org/10.35784/iapgos.7380>
- [8] J. L. Sampietro P. Pico Valencia, “Revisión bibliográfica de sistemas de control para gestión de micro-redes de energía”, *MASKAY*, vol. 8, no. 2, p. 60, Nov. 2018.
- [9] M. M. Roozbehani, E. Heydarian-Forushani, S. Hasanzadeh, S. B. Elghali, “Virtual Power Plant Operational Strategies: Models, Markets, Optimization, Challenges, and Opportunities”, *Sustainability*, vol. 14, no. 19, p. 12486, Sep. 2022.
- [10] J. C. Sarmiento-Vintimilla, D. M. Larruskain, E. Torres, O. Abarrategi, “Assessment of the operational flexibility of virtual power plants to facilitate the integration of distributed energy resources and decision-making under uncertainty”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 155, p. 109611, Jan. 2024.
- [11] A. Ulbig, “Operational Flexibility in Electric Power Systems”, Ph.D. dissertation, Dept. IT & Elect. Eng., ETH Zurich, Zurich, Switzerland, 2014.
- [12] I. Kiriakos F. Zaro, “Designing a Microgrid for a Real Grid Tied PV System”, in *Proc. 12th Int. Renew. Eng. Conf. (IREC)*, Amman, Jordan, 2021, pp. 1–11.
- [13] P. Molotov, A. Vaskov, M. Tyagunov, “Modeling Processes in Microgrids with Renewable Energy Sources”, in *Proc. Int. Ural Conf. Green Energy (UralCon)*, Chelyabinsk, 2018, pp. 203–208.
- [14] Manitoba Hydro International Ltd., “IEEE 09 Bus System”, Manitoba Hydro International Ltd., Winnipeg, MB, Tech. Rep., May 2018.



Juan C. Sarmiento-Vintimilla.-

He received his degree in Electrical Engineering from the University of Cuenca in 2011 and his Master's degree in Integration of Renewable Energy into the Electrical System from the University of the Basque Country / Euskal Herriko Unibertsitatea in 2013. He is currently a Ph.D. candidate in Electrical Energy Systems at the University of the Basque Country / Euskal Herriko Unibertsitatea. He currently works as a Planning Engineer at ELECAUSTRO S.A. and as a lecturer at Universidad del Azuay. His research interests focus on the integration of renewable energy into power systems, virtual power plants, and operational flexibility.



William A. Goercke-Abad.-

Born in Cuenca, Ecuador in 2002, he is currently completing his studies in Electronics Engineering at Universidad del Azuay. His areas of academic interest focus on autonomous renewable energy systems, microgrid modeling, and electrical power systems, with a particular emphasis on the integration of distributed energy resources.



Roberth A. Romero.

Born on January. 1992, he is currently studying Electronics Engineering at Universidad del Azuay. His academic interests focus on developing intelligent solutions for energy systems, integrating optimization tools, computational analysis, and emerging technologies. During his academic training, he has worked on the modeling and optimization of microgrids, exploring strategies for coordinated operation and efficient resource management using mathematical and computational tools.

Design of a Hybrid Solar–Diesel Energy System for the Electrification of Rural Communities Isolated from the National Interconnected Grid in Quisapincha, Ambato

Diseño de un sistema híbrido solar–diésel para la electrificación de comunidades rurales aisladas del sistema nacional interconectado ubicadas en la ciudad de Ambato, sector Quisapincha

J. Lascano¹ 0009-0009-5822-5409P. Masache¹ 0000-0002-6262-2097

¹Universidad Tecnológica Indoamérica, Ambato, Ecuador
E-mail: jocmtx@hotmail.com, pmasache@indoamerica.edu.ec

Abstract

This study aimed to design and technically evaluate a hybrid solar–diesel system with battery storage for the electrification of an isolated rural community in the Quisapincha sector, Ecuador, considering local solar resource and energy demand conditions. A quantitative, descriptive, and applied approach was adopted, including solar resource characterization using NASA/POWER data, demand estimation based on electricity consumption records, and technical sizing of the system components. Subsequently, a HOMER Pro simulation was performed to compare the performance of a hybrid PV–diesel–battery system with a system based exclusively on diesel generation. The results showed that the hybrid system achieved a renewable fraction of 60.3 %, with photovoltaic generation of 6,977 kWh/year and diesel generation of 4,596 kWh/year. Compared with the diesel-only system, fuel consumption decreased from 7,531 L/year to 3,754 L/year, while CO₂ emissions decreased from 19,675 kg/year to 9,807 kg/year. In addition, both scenarios presented 0 % unmet load and 0 % capacity shortage. It is concluded that the proposed hybrid system represents a technically feasible alternative to reduce diesel dependence and improve the environmental performance of electricity supply in isolated rural communities.

Resumen

El presente estudio tuvo como objetivo diseñar y evaluar técnicamente un sistema híbrido solar–diésel con almacenamiento para la electrificación de una comunidad rural aislada en el sector Quisapincha, Ecuador, considerando las condiciones locales de recurso solar y demanda energética. Se adoptó un enfoque cuantitativo, descriptivo y aplicado, que incluyó la caracterización del recurso solar mediante datos de NASA/POWER, la estimación de la demanda a partir de registros de consumo y el dimensionamiento técnico de los componentes del sistema. Posteriormente, se realizó una simulación en HOMER Pro para comparar el desempeño de un sistema híbrido FV–diésel–batería frente a un sistema basado exclusivamente en generación diésel. Los resultados mostraron que el sistema híbrido alcanzó una fracción renovable del 60,3 %, con una producción fotovoltaica de 6 977 kWh/año y una generación diésel de 4 596 kWh/año. En comparación con el sistema diésel, el consumo de combustible se redujo de 7 531 L/año a 3 754 L/año, mientras que las emisiones de CO₂ disminuyeron de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año. Además, ambos escenarios presentaron 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad. Se concluye que el sistema híbrido propuesto constituye una alternativa técnicamente viable para reducir la dependencia del diésel y mejorar el desempeño ambiental del suministro eléctrico en comunidades rurales aisladas.

Index terms— Electric power systems; Energy consumption; Photovoltaic systems; Power generation; Renewable energy sources.

Palabras clave— Consumo de energía; Fuentes de energía renovable; Generación de energía; Sistemas de potencia eléctrica; Sistemas fotovoltaicos.

Recibido: 30-04-2026, Aprobado tras revisión: 16-07-2026

Forma sugerida de citación: Lascano, J.; Masache, P. (2026). Diseño de un sistema híbrido solar–diésel para la electrificación de comunidades rurales aisladas del sistema nacional interconectado ubicadas en la ciudad de Ambato, sector Quisapincha. Revista Técnica “energía”. No. 23, Issue I, Pp. 91-101

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.764>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica constituye un recurso fundamental para el desarrollo humano, al permitir el funcionamiento de actividades productivas, servicios básicos y sistemas de comunicación [1], [2]. Aunque el acceso global a la electricidad ha mejorado durante las últimas décadas, todavía existen comunidades rurales y dispersas donde la extensión convencional de redes presenta limitaciones técnicas asociadas a la distancia, la topografía y la baja densidad de usuarios [3], [4]. En estos contextos, los sistemas descentralizados basados en fuentes renovables constituyen una alternativa para ampliar el acceso a energía en zonas alejadas o con baja cobertura efectiva del servicio [4].

Los sistemas híbridos de generación eléctrica integran fuentes renovables, almacenamiento y respaldo convencional para mejorar la continuidad del suministro en condiciones aisladas. En particular, las configuraciones solar fotovoltaica-diésel-batería permiten aprovechar la disponibilidad del recurso solar durante el día, almacenar energía para periodos de baja radiación y utilizar el generador diésel como respaldo cuando la generación renovable o el banco de baterías no son suficientes para cubrir la demanda [5], [6]. Estudios recientes han señalado que estas configuraciones pueden reducir la dependencia del combustible fósil, disminuir emisiones contaminantes y mejorar la confiabilidad del abastecimiento en comunidades rurales fuera de red [7], [8], [9], [10].

El caso de Quisapincha resulta relevante por sus condiciones territoriales y energéticas. La parroquia rural se localiza al suroccidente del cantón Ambato, aproximadamente a 12 km de la ciudad, a una altitud cercana a 3000 m s. n. m. y con una superficie territorial de 122,15 km² [11]. Su organización territorial incluye asentamientos distribuidos en zonas alta, media y baja, condición que refleja una ocupación espacial dispersa y con necesidades diferenciadas de infraestructura [11]. Aunque el diagnóstico parroquial reporta una cobertura eléctrica mayoritaria, también identifica viviendas sin acceso al servicio y sectores donde la dispersión territorial puede limitar la conexión o continuidad del suministro [12]. Este tipo de condiciones justifica el análisis de soluciones energéticas descentralizadas para usuarios rurales específicos.

En el presente estudio se consideró una comunidad rural del sector Quisapincha conformada por 20 usuarios residenciales. A partir de la caracterización de la demanda, se estimó un consumo promedio de 48,24 kWh/mes por usuario y una demanda anual agregada de 11 576,58 kWh/año. Estos valores permitieron dimensionar un sistema híbrido orientado a cubrir la carga residencial básica mediante generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y respaldo diésel. El análisis se contextualiza en un territorio andino donde la disponibilidad de recurso solar, la dispersión de usuarios y la necesidad de continuidad del servicio hacen

pertinente evaluar alternativas híbridas adaptadas a las condiciones locales.

1.1 Avances en el diseño y optimización de sistemas híbridos para electrificación rural

La literatura especializada ha mostrado que los sistemas híbridos de generación eléctrica son una alternativa técnicamente viable para comunidades rurales aisladas, especialmente cuando combinan energía fotovoltaica, almacenamiento y generación diésel de respaldo [9], [10]. En estos sistemas, el dimensionamiento de los componentes y la estrategia de operación resultan determinantes para garantizar la cobertura de la demanda, reducir la operación continua del generador y mejorar el desempeño ambiental del sistema [13], [14].

El almacenamiento energético cumple un papel central en la estabilidad de las configuraciones híbridas, ya que permite gestionar la variabilidad de la generación solar y desplazar parcialmente el uso del generador diésel [15], [16]. Asimismo, estudios aplicados en comunidades rurales de África, Asia y América Latina han evidenciado que las configuraciones PV-diésel-batería pueden adaptarse a diferentes condiciones de demanda y recurso energético, siempre que el diseño considere las particularidades locales del territorio y del perfil de consumo [17], [18].

Las herramientas de simulación energética, como HOMER Pro, permiten evaluar el comportamiento anual de estos sistemas mediante la integración de datos de recurso solar, demanda eléctrica y características técnicas de los componentes. Su uso facilita la comparación de escenarios de generación, la estimación de fracción renovable, consumo de combustible, emisiones y parámetros operativos del sistema [19], [20], [21]. No obstante, en el contexto ecuatoriano aún existe limitada evidencia técnico-energética y ambiental sobre sistemas híbridos aislados aplicados a comunidades rurales andinas, especialmente con datos locales de demanda y recurso solar. Esta brecha justifica el desarrollo de estudios contextualizados que permitan evaluar el desempeño de configuraciones híbridas bajo condiciones reales de sitio.

1.2 El presente estudio

Considerando la evidencia previa, el presente estudio plantea que los sistemas híbridos solar-diésel con almacenamiento pueden constituir una alternativa técnicamente viable para la electrificación de usuarios rurales aislados en el sector Quisapincha. La adecuada caracterización del recurso solar, la estimación de la demanda energética y el dimensionamiento de los componentes permiten evaluar el desempeño de estas soluciones bajo condiciones locales de operación.

Por lo tanto, el objetivo general del presente estudio es diseñar y evaluar técnicamente un sistema híbrido solar-diésel con almacenamiento para la electrificación

de una comunidad rural aislada en el sector de Quisapincha, Ambato, mediante el análisis del recurso solar, la caracterización de la demanda energética y la simulación del desempeño energético, ambiental y operativo en HOMER Pro.

De manera específica, se plantean los siguientes objetivos: a) caracterizar la demanda energética de la comunidad mediante la estimación de la carga eléctrica residencial y la identificación de necesidades básicas de consumo; b) evaluar el potencial del recurso solar disponible en la zona de estudio a partir de datos climáticos e irradiancia global horizontal; y c) diseñar y evaluar el sistema híbrido solar-diésel empleando HOMER Pro, con el propósito de comparar su desempeño energético, ambiental y operativo frente a un sistema basado exclusivamente en generación diésel.

2. MÉTODO

2.1 Diseño

El presente estudio adopta un enfoque cuantitativo de tipo descriptivo-aplicado, orientado al diseño y evaluación de un sistema híbrido de generación eléctrica para electrificación rural en condiciones off-grid. Este tipo de diseño es ampliamente utilizado en estudios de sistemas energéticos, ya que permite integrar variables de recurso renovable, demanda eléctrica y selección de componentes para la configuración óptima del sistema [22], [23]. El estudio se desarrolla bajo un enfoque de simulación y dimensionamiento energético, considerando condiciones reales de operación en una comunidad rural específica. Asimismo, el estudio incorpora el uso de herramientas de simulación energética, específicamente el software HOMER Pro, para el modelado y simulación de escenarios del sistema híbrido propuesto, así como la comparación con un modelo de referencia basado en condiciones reales de operación.

2.2 Datos de entrada

Los datos empleados en el estudio provienen de fuentes primarias y secundarias. En primer lugar, el recurso solar fotovoltaico fue caracterizado mediante datos meteorológicos históricos obtenidos del software NASA/POWER, considerando la irradiancia global horizontal (GHI) en la zona de Quisapincha, provincia de Tungurahua, y una altitud aproximada de 3003 m.s.n.m. El uso de bases de datos satelitales para la caracterización del recurso solar es una práctica validada en estudios de sistemas fotovoltaicos [24]. Se analizó un periodo anual completo, lo que permitió determinar la variabilidad del recurso solar y su influencia en el desempeño del sistema.

En segundo lugar, la demanda energética fue estimada a partir de datos reales de consumo eléctrico proporcionados por una empresa eléctrica, considerando un conjunto de 20 usuarios residenciales como beneficiarios directos del proyecto. Este enfoque basado

en datos reales es recomendado en estudios de electrificación rural para garantizar la representatividad del modelo energético [25].

Adicionalmente, para representar la variación horaria de la demanda en la simulación, se construyó un perfil diario estimado de carga para el conjunto de 20 viviendas consideradas en el estudio (Figura 1). La curva fue escalada a la demanda diaria agregada de la comunidad, equivalente a 31,63 kWh/día, valor coherente con el consumo anual total de 11 576,58 kWh/año. Este perfil horario permitió distribuir la carga eléctrica a lo largo de las 24 horas del día e incorporar un comportamiento de consumo más representativo en el modelado energético realizado en HOMER Pro.

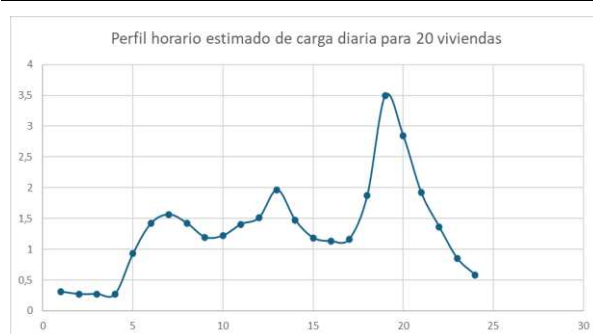


Figura 1: Perfil horario estimado de carga diaria para 20 viviendas

La caracterización del recurso solar se complementó con la distribución mensual de la irradiancia global horizontal (GHI), expresada en kWh/m²/día. Estos valores fueron utilizados como dato de entrada para el modelado del sistema en HOMER Pro y permiten representar la disponibilidad mensual del recurso solar en el sector de Quisapincha durante el periodo de análisis.



Nota: Los valores corresponden a la irradiancia global horizontal diaria promedio mensual utilizada en HOMER Pro.

Figura 2: Irradiancia global horizontal promedio mensual del sitio de estudio

2.3 Procedimiento

El procedimiento metodológico se desarrolló en varias etapas secuenciales. En primer lugar, se realizó la evaluación del recurso solar mediante el análisis de la irradiancia global horizontal (GHI), determinando valores máximos, mínimos y promedios diarios, así como las horas solares pico (HSP), parámetros fundamentales para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

En segundo lugar, se estimó la demanda energética total del sistema, considerando el consumo anual de los 20 usuarios, lo que permitió definir la potencia requerida y establecer las condiciones de diseño del sistema.

Posteriormente, el sistema híbrido diseñado fue modelado y simulado mediante el software HOMER Pro (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), herramienta ampliamente utilizada para la simulación y análisis de sistemas híbridos de generación eléctrica, el cual permitió simular diferentes escenarios de operación y comparar el desempeño entre una configuración híbrida solar-diésel y un sistema basado únicamente en generación diésel. A través de esta herramienta se analizaron variables como la generación eléctrica, el consumo de combustible y las emisiones de CO₂, permitiendo evaluar el comportamiento energético del sistema bajo distintas condiciones de operación.

Posteriormente, se procedió al dimensionamiento del sistema fotovoltaico, iniciando con la selección de paneles solares en función de la potencia requerida, determinando el número total de módulos necesarios para cubrir la demanda energética. A continuación, se realizó la selección del controlador de carga, considerando la configuración de los paneles en arreglos eléctricos adecuados para garantizar la eficiencia del sistema.

En la siguiente etapa, se dimensionó el sistema de almacenamiento energético, estableciendo un periodo de autonomía de 48 horas, con el objetivo de garantizar el suministro eléctrico en ausencia de generación solar. Asimismo, se seleccionó el inversor de corriente en función de la potencia pico requerida, permitiendo la conversión de energía a niveles de tensión adecuados para el consumo residencial.

Finalmente, se integró un generador diésel como sistema de respaldo, configurado para operar únicamente en condiciones de baja generación fotovoltaica o insuficiencia del almacenamiento, con el fin de garantizar la continuidad del suministro energético.

2.4 Modelado y criterios de diseño

El diseño del sistema se basó en criterios técnicos y energéticos que incluyen el balance entre generación y demanda, eficiencia del sistema ($\eta \approx 0,8$), autonomía energética y capacidad de suministro del sistema bajo diferentes condiciones de operación. Se consideró un consumo anual aproximado de 11 576 580 Wh, a partir

del cual se determinó una potencia pico cercana a 9,9 kW, utilizada como referencia para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico [26].

Adicionalmente, se establecieron criterios de selección de componentes basados en especificaciones técnicas de fabricantes, configuraciones serie-paralelo y condiciones de operación reales, asegurando la viabilidad técnica del sistema propuesto.

El modelado del sistema fue complementado mediante simulaciones en HOMER Pro, donde se integraron los parámetros de recurso solar, demanda energética y características de los componentes, con el fin de analizar el comportamiento energético del sistema y comparar escenarios de operación entre configuraciones híbridas y convencionales.

2.5 Especificaciones técnicas del sistema propuesto

La configuración técnica del sistema híbrido se definió a partir de la demanda energética estimada, la potencia pico requerida y las condiciones de operación del sitio de estudio. Para el campo fotovoltaico se seleccionaron módulos de 600 W, con tecnología N-type HJT, eficiencia del 23,23 %, tensión de circuito abierto de 54,70 V, tensión en el punto de máxima potencia de 45,84 V y corriente en el punto de máxima potencia de 13,09 A. Cada módulo presenta dimensiones aproximadas de 2279 × 1134 × 30 mm y un peso de 31,5 kg. Con base en el cálculo de potencia requerida, se estimó inicialmente un total de 17 módulos; sin embargo, por la configuración eléctrica de los controladores de carga, el sistema final se estableció con 18 paneles, alcanzando una potencia fotovoltaica instalada de 10,8 kW.

Para la regulación de carga se consideraron dos controladores MPPT 250/100, compatibles con sistemas de 12, 24 y 48 V. Cada controlador presenta una corriente nominal de carga de 100 A, tensión máxima de circuito abierto fotovoltaico de 250 V y eficiencia máxima del 99 %. La configuración adoptada distribuye los módulos fotovoltaicos en cadenas conectadas a dos controladores: el primero con dos cadenas de cuatro módulos y el segundo con dos cadenas de cinco módulos, permitiendo integrar los 18 paneles del sistema.

El sistema de almacenamiento se dimensionó para una autonomía de 48 horas, considerando una arquitectura de 48 V, profundidad de descarga de 0,8 y eficiencia de batería de 0,9. Se seleccionaron baterías AGM de 12 V y 200 Ah, organizadas en arreglos serie-paralelo. La configuración final contempla cuatro baterías en serie por cadena y diez cadenas en paralelo, dando un total de 40 baterías. Esta configuración permite alcanzar la capacidad requerida para cubrir la demanda durante periodos de baja o nula generación fotovoltaica.

El inversor seleccionado presenta una potencia nominal aproximada de 10,3 kW, tensión máxima de entrada de 900 V, tensión DC nominal de 580 V, rango

de operación MPPT entre 200 y 850 V, dos seguidores MPPT y cuatro entradas DC. Esta capacidad fue seleccionada en función de la potencia pico calculada para el sistema, con el fin de garantizar la conversión de la energía generada y almacenada hacia las condiciones de suministro requeridas por las cargas residenciales.

Finalmente, se incorporó un grupo electrógeno diésel como sistema de respaldo. El equipo seleccionado corresponde a un generador diésel de 12 kW, tensión nominal de 230 V, configuración monofásica y autonomía aproximada de 13,9 horas al 75 % de carga. Su operación fue considerada como respaldo ante condiciones de baja generación solar o reducción del estado de carga del banco de baterías, con el propósito de garantizar la continuidad del suministro eléctrico en la comunidad.

2.6 Análisis de Datos

El análisis de datos se desarrolló mediante un enfoque cuantitativo de carácter descriptivo y técnico. Este tipo de análisis permite integrar variables de recurso renovable, consumo y diseño energético en estudios de electrificación rural aislada [21], [27].

En una primera etapa, se analizó el recurso solar a partir de los datos históricos de irradiancia global horizontal (GHI) del sector de Quisapincha. Para ello se calcularon valores máximos, mínimos y promedios, así como la variación temporal de la radiación durante el periodo anual de estudio. A partir de estos datos se estimaron las horas solares pico (HSP), obtenidas de forma general mediante la relación entre la irradiancia media diaria y una irradiancia de referencia de 1000 W/m², procedimiento ampliamente utilizado en el dimensionamiento fotovoltaico [28], [29].

En una segunda etapa, se caracterizó la demanda energética de la comunidad mediante el análisis de registros históricos de consumo y la estimación de cargas residenciales. Se calcularon consumos diarios, mensuales y anuales, y se incorporaron criterios de simultaneidad y diversidad para determinar la demanda máxima diversificada (DMU) y la potencia pico requerida del sistema [23], [25].

Posteriormente, se realizó el balance energético del sistema, comparando la demanda total con la energía que podría ser suministrada por el sistema fotovoltaico bajo condiciones promedio de operación. Para ello se consideró un factor global de eficiencia aproximado de 0,8, valor utilizado en la literatura para representar pérdidas por conversión, temperatura, cableado y operación de equipos [26], [30]. A partir de esta relación se estimó la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda proyectada.

Con la potencia requerida, se procedió al dimensionamiento del sistema. El número de paneles se calculó de forma general dividiendo la potencia total requerida para la potencia nominal de cada módulo

seleccionado, ajustando posteriormente el resultado a una configuración eléctrica compatible con los controladores de carga. Asimismo, el sistema de almacenamiento se dimensionó considerando una autonomía de 48 horas, con base en la demanda diaria y en criterios técnicos de operación del banco de baterías, como el voltaje nominal y la profundidad de descarga [22], [31].

De manera complementaria, se seleccionó el inversor en función de la potencia pico calculada, asegurando una capacidad nominal suficiente para abastecer las cargas del sistema. También se incorporó un generador diésel como respaldo para escenarios de baja generación solar o insuficiencia del banco de baterías, con el fin de garantizar la continuidad del suministro.

Finalmente, se realizó la simulación energética del sistema mediante HOMER Pro, con el propósito de evaluar el comportamiento anual del sistema híbrido propuesto y compararlo con una configuración basada exclusivamente en generación diésel. Para ello, se modelaron dos escenarios principales: a) un sistema híbrido FV-diésel-batería, compuesto por campo fotovoltaico, banco de baterías, inversor y generador diésel de respaldo; y b) un sistema diésel aislado, considerado como escenario convencional de referencia.

Como datos de entrada se incorporaron la carga eléctrica anual estimada para la comunidad, equivalente a 11 570 kWh/año en la simulación, el recurso solar caracterizado mediante la irradiancia global horizontal (GHI) obtenida de NASA/POWER para el sector Quisapincha, y las especificaciones técnicas de los componentes previamente dimensionados. En el caso del sistema híbrido, se ingresó una potencia fotovoltaica instalada de 10,8 kW, correspondiente a 18 módulos de 600 W, junto con el sistema de almacenamiento, el inversor y el generador diésel de respaldo. Para el escenario diésel, se consideró la cobertura de la misma carga anual mediante generación convencional.

La lógica de operación del sistema híbrido se planteó bajo un esquema de prioridad renovable, en el cual la generación fotovoltaica abastece inicialmente la carga y contribuye al almacenamiento en baterías. El generador diésel opera como respaldo cuando la generación fotovoltaica y el estado de carga del banco de baterías no son suficientes para cubrir la demanda. Esta configuración permite analizar la participación relativa de la fuente renovable y del respaldo diésel en el suministro anual de energía.

A partir de la simulación se obtuvieron indicadores energéticos, ambientales y operativos. Entre los indicadores energéticos se consideraron la producción fotovoltaica anual, la producción diésel anual, la producción total de energía, la fracción renovable, la generación diésel porcentual y la electricidad excedente. Como indicadores operativos se analizaron la carga no atendida, el déficit de capacidad y las horas de operación del generador. Finalmente, como indicadores



ambientales se incluyeron el consumo anual de combustible y las emisiones de CO₂, CO, hidrocarburos no quemados, material particulado, SO₂ y NO_x. Estos resultados permitieron comparar el desempeño del sistema híbrido frente al sistema diésel aislado bajo la misma demanda anual de referencia [21], [27].

3. RESULTADOS

3.1 Recurso solar del sitio

La Tabla 1 presenta los principales parámetros utilizados para la caracterización del recurso solar fotovoltaico en la zona de estudio. Se incluyen la ubicación general del emplazamiento, la altitud, la fuente de los datos, el periodo analizado y el número de registros considerados, así como los valores extremos de irradiancia global horizontal (GHI). Estos indicadores permiten describir las condiciones del recurso solar disponibles en el sitio y constituyen la base para la estimación del potencial energético y el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 1: Resumen del recurso solar del sitio de estudio	
Parámetro	Valor
Ubicación del emplazamiento	Quisapincha, Tungurahua, Ecuador
Altitud aproximada	3003,49 m s. n. m.
Fuente de datos	NASA/POWER
Periodo analizado	01/01/2024–31/12/2024
Número de registros analizados	8784
GHI máximo	1062 Wh/m ²
GHI mínimo	0 Wh/m ²

3.2 Caracterización de la demanda energética de la comunidad

La Tabla 2 resume los parámetros considerados para la caracterización de la demanda energética de la comunidad analizada. Para el cálculo se consideraron 20 usuarios residenciales rurales como beneficiarios directos del sistema. A partir del cuadro de cargas estimado para una vivienda tipo, se determinó un consumo diario de 1,5815 kWh por usuario, equivalente a una demanda diaria agregada de 31,63 kWh/día para el conjunto de viviendas. Considerando un horizonte anual de 366 días, correspondiente al periodo de análisis, la demanda energética total fue de 11 576,58 kWh/año. Este valor se utilizó como referencia para el dimensionamiento técnico del sistema y para la posterior simulación energética en HOMER Pro.

Tabla 2: Resumen de la demanda energética de la comunidad	
Parámetro	Valor
Número de usuarios beneficiarios	20
Tipo de usuario	Residencial rural
Consumo diario por usuario	1,5815 kWh/día
Consumo diario total de la comunidad	31,63 kWh/día
Consumo promedio mensual por usuario	48,24 kWh/mes
Consumo anual total	11 576,58 kWh/año
Consumo anual total equivalente	11,58 MWh/año
Potencia pico requerida para dimensionamiento FV	9,91 kW

Nota. El consumo anual total fue estimado a partir del consumo diario agregado de los 20 usuarios durante 366 días. La potencia pico requerida corresponde al valor utilizado para el dimensionamiento del campo fotovoltaico.

La Fig. 3 presenta el consumo promedio histórico de energía por período de facturación en la comunidad analizada. Se observa que el consumo mensual promedio se mantuvo relativamente estable durante el periodo evaluado, con valores que oscilaron entre 35,76 kWh/mes y 53,94 kWh/mes. El menor consumo se registró en el periodo junio–julio de 2025, mientras que el mayor correspondió a agosto–septiembre de 2025. En términos generales, la distribución de los valores evidencia una variabilidad moderada del consumo, lo que permite describir el comportamiento del consumo para fines de dimensionamiento del sistema.

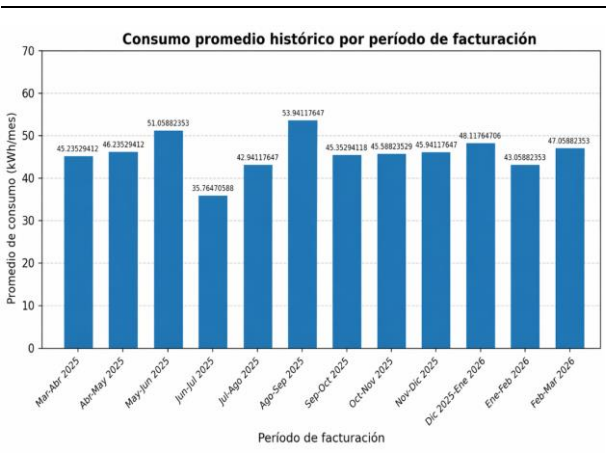


Figura 3: Consumo promedio histórico por período de facturación



3.3 Dimensionamiento del sistema híbrido propuesto

La Tabla 3 presenta la configuración técnica final del sistema híbrido solar–diésel propuesto para el abastecimiento energético de la comunidad estudiada. En esta tabla se detallan las especificaciones principales de los componentes seleccionados, incluyendo el campo fotovoltaico, los controladores de carga, el sistema de almacenamiento, el inversor y el generador diésel de respaldo.

El dimensionamiento se realizó a partir de la potencia pico requerida del sistema y de los criterios técnicos de operación establecidos. La potencia total del campo fotovoltaico (10,8 kW) se determinó a partir del proceso de dimensionamiento del sistema. Inicialmente, el cálculo de la potencia requerida (9905,51 W) permitió estimar una cantidad de 16,5 módulos fotovoltaicos de 600 W, la cual fue aproximada a 17 paneles. Posteriormente, debido a las configuraciones necesarias de los controladores de carga, se incorporó un módulo adicional, estableciendo un total de 18 paneles. Como resultado, la potencia instalada final del sistema fotovoltaico corresponde a 10,8 kW.

Tabla 3: Configuración final del sistema híbrido solar–diésel

Componente	Especificación
Panel fotovoltaico seleccionado	600 W por módulo
Número final de paneles	18
Potencia total del campo fotovoltaico	10,8 kW
Controladores de carga	2 controladores 250/100
Sistema de almacenamiento	Banco de baterías
Autonomía del banco de baterías	48 horas
Inversor	10,3 kW
Generador de respaldo	Grupo electrógeno diésel

Nota. La cantidad final de paneles se presenta como 18 módulos, considerando el ajuste requerido por la configuración de los controladores de carga.

La Figura 4 muestra la arquitectura general del sistema híbrido solar–diésel propuesto para la electrificación de la comunidad estudiada. El esquema integra un campo fotovoltaico de 18 paneles de 600 W, conectado a dos controladores de carga 250/100, un banco de baterías con autonomía de 48 horas y un inversor de 10,3 kW encargado de suministrar energía a las cargas de la comunidad. De manera complementaria, se incorpora un generador diésel de respaldo, destinado a operar en condiciones de insuficiencia del recurso solar o cuando el nivel de carga del sistema de almacenamiento no sea suficiente para garantizar la continuidad del

suministro. Esta configuración evidencia la integración funcional de los principales componentes del sistema y su lógica de operación bajo un esquema de generación renovable con respaldo convencional.

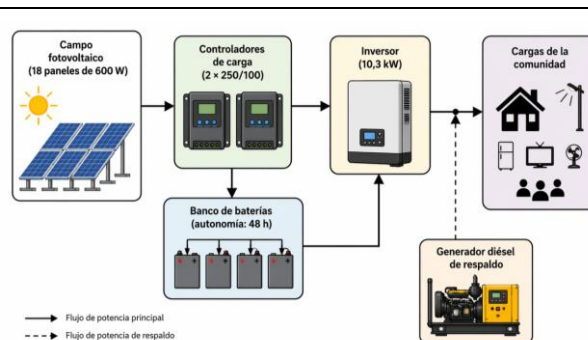


Figura 4: Arquitectura del sistema híbrido solar–diésel para electrificación rural

3.4 Simulación del sistema híbrido mediante HOMER Pro

La simulación en HOMER Pro permitió comparar el desempeño anual de dos configuraciones: el sistema híbrido FV–diésel–batería y un sistema basado exclusivamente en generación diésel. En ambos escenarios se consideró una carga eléctrica anual de 11 570 kWh/año, valor coherente con la demanda energética estimada para la comunidad. La Tabla 4 presenta los principales indicadores energéticos, ambientales y operativos obtenidos para cada escenario.

Los resultados muestran que el sistema híbrido cubre la carga anual simulada mediante una combinación de generación fotovoltaica y generación diésel. La producción fotovoltaica fue de 6 977 kWh/año, equivalente al 60,3 % de la generación total, mientras que el generador diésel aportó 4 596 kWh/año, correspondiente al 39,7 %. En ambos escenarios se obtuvo 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad. En comparación con el sistema exclusivamente diésel, el sistema híbrido redujo el consumo de combustible de 7 531 L/año a 3 754 L/año, lo que representa una disminución de 3 777 L/año, equivalente al 50,2 %. De forma similar, las emisiones de CO₂ disminuyeron de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año, con una reducción de 9 868 kg/año. Asimismo, las horas de operación del generador se redujeron de 8 760 h/año en el sistema diésel a 5 082 h/año en el sistema híbrido. La electricidad excedente del sistema híbrido fue de 2 581 kWh/año, equivalente al 22,3 % de la producción anual.

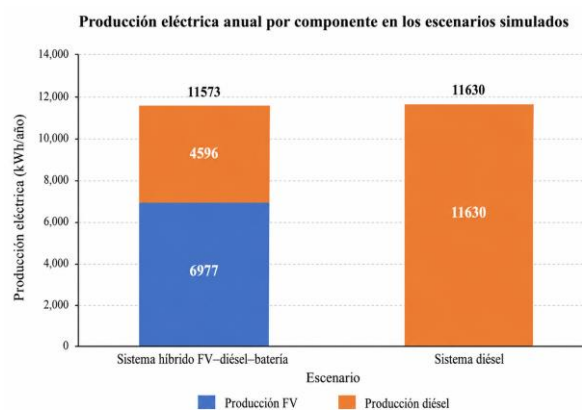
Tabla 4: Comparación de indicadores energéticos entre sistema híbrido y sistema diésel

Indicador	Sistema híbrido (FV–diésel–batería)	Sistema diésel
Carga eléctrica anual simulada (kWh/año)	11 570	11 570
Producción fotovoltaica (kWh/año)	6 977	0
Producción diésel (kWh/año)	4 596	11 630
Producción total de energía (kWh/año)	11 573	11 630
Generación renovable (%)	60,3	0
Generación diésel (%)	39,7	100
Electricidad excedente (kWh/año)	2 581	59,9
Electricidad excedente (%)	22,3	0,515
Carga no atendida (%)	0	0
Déficit de capacidad (%)	0	0
Horas de operación del generador (h/año)	5 082	8 760
Consumo de combustible (L/año)	3 754	7 531
Consumo promedio de combustible (L/día)	10,28	20,6
Emisiones de CO ₂ (kg/año)	9 807	19 675
Emisiones de CO (kg/año)	74,2	149
Emisiones de hidrocarburos no quemados (kg/año)	2,70	5,42
Emisiones de material particulado (kg/año)	4,50	9,02
Emisiones de SO ₂ (kg/año)	24,1	48,3
Emisiones de NO _x (kg/año)	84,3	169
Fracción renovable	0,60	0,00

Nota. Los valores corresponden a los resultados anuales obtenidos mediante HOMER Pro. La

electricidad excedente corresponde a la energía no aprovechada por la carga primaria según el balance horario del modelo. Las pequeñas diferencias entre la suma de componentes y la producción total responden al redondeo de los valores exportados por el software.

La Figura 5 presenta la distribución de la producción eléctrica anual por componente para los escenarios simulados. En el sistema híbrido se diferencia la energía aportada por el campo fotovoltaico y por el generador diésel, mientras que en el sistema diésel la producción corresponde exclusivamente al grupo electrógeno.



Nota. Los valores corresponden a la producción anual reportada por HOMER Pro para cada componente de generación.

Figura 5. Producción eléctrica anual por componente en los escenarios simulados

4. DISCUSIÓN

Los resultados deben interpretarse a partir de las condiciones particulares del sector Quisapincha, donde la demanda corresponde a un conjunto reducido de usuarios residenciales rurales y el sistema debe operar bajo una lógica aislada del sistema nacional interconectado. En este tipo de contextos, la literatura señala que la electrificación mediante sistemas híbridos resulta pertinente cuando la extensión de red presenta limitaciones territoriales, técnicas o de continuidad del servicio [25], [32], [33]. Desde esta perspectiva, el dimensionamiento obtenido no solo responde a una estimación de carga, sino a la necesidad de integrar una fuente renovable, almacenamiento y respaldo convencional para sostener el suministro en una comunidad rural dispersa.

La comparación entre el sistema híbrido FV–diésel–batería y el sistema exclusivamente diésel evidencia que la integración fotovoltaica modifica de manera importante la estructura de generación. En el escenario híbrido, la fracción renovable alcanzó el 60,3 %, lo que indica que la fuente solar asume el rol principal del abastecimiento, mientras que el generador diésel conserva una función complementaria de respaldo. Este comportamiento coincide con estudios previos que muestran que las configuraciones PV–diésel–batería

reducen la dependencia del combustible fósil sin eliminar la seguridad operativa que aporta el generador en sistemas aislados [9], [15], [34], [35]. En este sentido, el resultado no debe interpretarse como sustitución total del diésel, sino como redistribución del suministro hacia una matriz con mayor participación renovable.

La reducción del consumo de combustible y de las emisiones confirma el aporte ambiental del sistema híbrido frente al sistema diésel aislado. La disminución del consumo anual de combustible de 7 531 L/año a 3 754 L/año y la reducción de CO₂ de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año muestran que el respaldo diésel opera con menor intensidad cuando se combina con generación fotovoltaica y almacenamiento. Este resultado es consistente con investigaciones que destacan el papel de las baterías en la reducción de la operación continua del generador y en la mejora del desempeño ambiental de los sistemas híbridos rurales [15], [16]. Además, se alinea con estudios aplicados en comunidades aisladas de África, Asia y América Latina, donde la integración de fuentes renovables ha mostrado beneficios técnicos y ambientales frente a esquemas basados exclusivamente en diésel [17], [18].

La electricidad excedente del sistema híbrido, estimada en 2 581 kWh/año, equivalente al 22,3 % de la producción anual, constituye un aspecto relevante del diseño. Este excedente no necesariamente implica inviabilidad del sistema, sino una diferencia temporal entre la disponibilidad de generación fotovoltaica, la demanda horaria y la capacidad de almacenamiento. En sistemas híbridos aislados, estos desajustes son frecuentes cuando la generación renovable se dimensiona para garantizar cobertura bajo condiciones variables de recurso y demanda [19], [20], [21]. No obstante, el valor obtenido sugiere que futuras optimizaciones podrían evaluar ajustes en la capacidad fotovoltaica, en el banco de baterías o en la estrategia de despacho. También podría analizarse el aprovechamiento del excedente en usos productivos locales, siempre que dichos consumos sean incorporados explícitamente en el perfil de carga.

Desde el punto de vista de confiabilidad, el sistema híbrido mantuvo 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad, lo que indica que la demanda simulada fue cubierta bajo las condiciones modeladas. La reducción de las horas de operación del generador, de 8 760 h/año en el sistema diésel a 5 082 h/año en el sistema híbrido, muestra que el generador sí participa en la operación, pero con menor dependencia que en el escenario convencional. Este resultado es coherente con el principio de diseño de los sistemas híbridos, en los que el almacenamiento y el respaldo diésel permiten compensar la variabilidad de la generación solar y mantener la continuidad del suministro [9], [35], [36]. Por tanto, el sistema propuesto puede interpretarse como una solución híbrida efectiva, y no como un sistema exclusivamente fotovoltaico con almacenamiento.

Pese a estos aportes, el estudio presenta limitaciones.

En primer lugar, el recurso solar fue modelado a partir de un año de datos, por lo que no se incorporó variabilidad interanual ni escenarios climáticos alternativos. En segundo lugar, no se realizó un análisis de sensibilidad frente al crecimiento de la demanda, degradación de paneles y baterías, variaciones del recurso solar o cambios en las condiciones de operación del generador. Asimismo, el estudio se delimitó a una evaluación técnico-energética y ambiental, por lo que no incluye análisis económico de inversión, operación, mantenimiento, costo presente neto o costo nivelado de energía. Finalmente, los resultados provienen de simulación, por lo que el desempeño real del sistema deberá validarse mediante monitoreo operativo. Futuros estudios podrían complementar este análisis mediante optimización técnico-económica, evaluación de sensibilidad y validación en campo, tal como recomiendan los trabajos sobre herramientas de modelado y optimización de sistemas híbridos [21], [27].

5. CONCLUSIONES

El estudio permitió diseñar y evaluar técnicamente un sistema híbrido solar-diésel con almacenamiento para una comunidad rural aislada del sector Quisapincha, Ambato. Los resultados muestran que la configuración FV-diésel-batería es técnicamente viable para cubrir la demanda energética estimada de los 20 usuarios considerados, equivalente a 11 576,58 kWh/año.

La simulación en HOMER Pro evidenció que el sistema híbrido alcanza una fracción renovable del 60,3 %, con una producción fotovoltaica de 6 977 kWh/año y una generación diésel de 4 596 kWh/año. Además, el sistema presentó 0 % de carga no atendida y 0 % de déficit de capacidad, lo que indica que la demanda simulada fue cubierta bajo las condiciones modeladas.

En comparación con el sistema basado exclusivamente en generación diésel, la configuración híbrida redujo el consumo de combustible de 7 531 L/año a 3 754 L/año y las emisiones de CO₂ de 19 675 kg/año a 9 807 kg/año. Estos resultados muestran que la incorporación de generación fotovoltaica y almacenamiento permite disminuir la dependencia del diésel y mejorar el desempeño ambiental del suministro eléctrico.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Reuter, M. K. Patel, W. Eichhammer, B. Lapillonne, and K. Pollier, "A comprehensive indicator set for measuring multiple benefits of energy efficiency," *Energy Policy*, vol. 139, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111284.
- [2] O. S. Santillán and K. G. Cedano, "Energy Literacy: A Systematic Review of the Scientific Literature," 2023. doi: 10.3390/en16217235.



- [3] Banco Mundial, *Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2022*. 2022. doi: 10.1596/29812.
- [4] E. Nolasco-Benitez and O. Gomis-Bellmunt, "Acceso a la electricidad y desarrollo rural," *CienciAmérica*, vol. 10, no. 3, 2021, doi: 10.33210/ca.v10i3.371.
- [5] Gobierno Autónomo Descentralizado Parroquial Rural de Quisapincha, "Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial de la Parroquia Rural Quisapincha 2023–2027," Ambato, 2023. Accessed: Jun. 30, 2026. [Online]. Available: <https://gadquisapincha.gob.ec/wp-content/uploads/2025/07/PDYOT2023-2027.pdf>
- [6] Ministerio de Ambiente y Energía del Ecuador, "Más de 2700 ciudadanos que habitan en zonas rurales aisladas se benefician del servicio eléctrico a través de los sistemas fotovoltaicos instalados por laEEQ." Accessed: Jun. 30, 2026. [Online]. Available: <https://www.eeq.com.ec/w/mas-de-2700-ciudadanos-que-habitan-en-zonas-rurales-aisladas-se-benefician-del-servicio-electrico-a-traves-de-los-sistemas-fotovoltaicos-instalados-por-la-eeq-1>
- [7] M. R. Gualoto Iza, "Sistemas Híbridos De Generación De Energía Eléctrica.," *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 2020.
- [8] L. J. Calzada Cano, J. A. López Arcos, F. M. García Reyes, L. A. García Reyes, S. Lerma Ledezma, and G. G. Suárez Velázquez, "Soluciones de Almacenamiento para Integración de Energías Renovables," *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 9, no. 3, 2025, doi: 10.37811/cl_rcm.v9i3.18220.
- [9] J. M. P. Q. Delgado and B. P. Costa, "Optimisation of Photovoltaic Generation and Energy Storage Systems in Portuguese Semi-Detached Households in Social-Housing Neighbourhoods to Mitigate Energy Poverty," *Applied Sciences* 2026, Vol. 16, Page 3657, vol. 2026, p. 3657, Apr. 2026, doi: 10.3390/APP16083657.
- [10] M. A. Omar, "Techno-economic analysis of PV/diesel/battery hybrid system for rural community electrification: A case study in the Northern West Bank," *Energy*, vol. 317, p. 134770, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.134770.
- [11] A. Halim, A. Fudholi, K. Sopian, and S. J. Phillips, "Performance of hybrid solar photovoltaic–diesel generator and battery storage design for rural electrification in Malaysia," *International Journal of Sustainable Development and Planning*, vol. 16, no. 5, 2021, doi: 10.18280/ijstdp.160509.
- [12] D. Kang and T. Y. Jung, "Renewable energy options for a rural village in North Korea," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 12, no. 6, 2020, doi: 10.3390/su12062452.
- [13] S. M. N. Hasan *et al.*, "Techno-Economic Performance and Sensitivity Analysis of an Off-Grid Renewable Energy-Based Hybrid System: A Case Study of Kuakata, Bangladesh," *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 6, 2024, doi: 10.3390/en17061476.
- [14] E. E. E. Ahmed, A. Demirci, and S. M. Tercan, "Optimal sizing and techno-enviro-economic feasibility assessment of solar tracker-based hybrid energy systems for rural electrification in Sudan," *Renew. Energy*, vol. 205, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.02.022.
- [15] A. O. Salau, S. K. Maitra, A. Kumar, A. Mane, and R. W. Dumicho, "Design, modeling, and simulation of a PV/diesel/battery hybrid energy system for an off-grid hospital in Ethiopia," *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 8, 2024, doi: 10.1016/j.prime.2024.100607.
- [16] D. Yamegueu, H. T. Nelson, and A. S. Boly, "Improving the performance of PV/diesel microgrids via integration of a battery energy storage system: the case of Bilgo village in Burkina Faso," *Energy Sustain. Soc.*, vol. 14, no. 1, 2024, doi: 10.1186/s13705-024-00480-1.
- [17] F. Rinaldi, F. Moghaddampoor, B. Najafi, and R. Marchesi, "Economic feasibility analysis and optimization of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Peru," *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 23, no. 3, 2021, doi: 10.1007/s10098-020-01906-y.
- [18] S. Yakubu *et al.*, "Hybrid energy system as driver of sustainable rural development: An optimization and impact analysis of Tulefa Energy Village, Ethiopia," *Energy Nexus*, vol. 18, 2025, doi: 10.1016/j.nexus.2025.100434.
- [19] A. S. Aziz, M. F. N. Tajuddin, T. E. K. Zidane, C. L. Su, A. J. K. Alrubaie, and M. J. Alwazzan, "Techno-economic and environmental evaluation of PV/diesel/battery hybrid energy system using improved dispatch strategy," *Energy Reports*, vol. 8, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.05.021.
- [20] M. Thirunavukkarasu, H. Lala, and Y. Sawle, "Techno-economic-environmental analysis of off-grid hybrid energy systems using honey badger optimizer," *Renew. Energy*, vol. 218, 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.119247.

- [21] S. Sinha and S. S. Chandel, "Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic-wind based hybrid energy systems," 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.05.040.
- [22] S. Rehman, M. Mahbub Alam, J. P. Meyer, and L. M. Al-Hadhrami, "Feasibility study of a wind-pv-diesel hybrid power system for a village," *Renew. Energy*, vol. 38, no. 1, 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.06.028.
- [23] S. C. Bhattacharyya, "Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis," 2012. doi: 10.1016/j.esd.2012.05.002.
- [24] D. Nasa Power, "NASA POWER Data Access Viewer (DAV)," <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- [25] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, and E. Colombo, "Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review," 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [26] J. K. Kaldellis, M. Kapsali, and K. A. Kavadias, "Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks," *Appl. Energy*, vol. 87, no. 8, 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.02.016.
- [27] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," 2010. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [28] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2005. doi: 10.1002/0471668826.
- [29] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and W. M. Worek, "Solar Engineering of Thermal Processes, 2nd ed.," *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 116, no. 1, 1994, doi: 10.1115/1.2930068.
- [30] E. M. Nfah, J. M. Ngundam, and R. Tchinda, "Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon," *Renew. Energy*, vol. 32, no. 5, 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.03.010.
- [31] D. K. Lal, B. B. Dash, and A. K. Akella, "Optimization of PV/Wind/Micro-Hydro/diesel hybrid power system in homer for the study area," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 3, no. 3, 2011, doi: 10.15676/ijeei.2011.3.3.4.
- [32] M. Alanazi, "Optimal sizing of stand-alone hybrid energy system for development of rural and remote areas in Saudi Arabia," *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, vol. 12, 2025, doi: 10.1016/j.cscee.2025.101257.
- [33] A. M. Samatar, S. Mekhilef, H. Mokhlis, M. Kermadi, and O. Alshammari, "Optimal design of a hybrid energy system considering techno-economic factors for off-grid electrification in remote areas," *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 27, no. 5, 2025, doi: 10.1007/s10098-024-02939-3.
- [34] O. D. T. Odou, R. Bhandari, and R. Adamou, "Hybrid off-grid renewable power system for sustainable rural electrification in Benin," *Renew. Energy*, vol. 145, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.06.032.
- [35] A. K. Awopone, "Feasibility analysis of off-grid hybrid energy system for rural electrification in Northern Ghana," *Cogent Eng.*, vol. 8, no. 1, 2021, doi: 10.1080/23311916.2021.1981523.
- [36] Y. T. Mekonnen, E. A. Mekonnen, H. L. Allasi, S. J. Arul, and M. V. Soosaimariyan, "Optimal design of a photovoltaic-diesel-battery hybrid renewable energy system for sustainable off-grid electrification of a village in Ethiopia," *Energy Informatics*, 2026, doi: 10.1186/s42162-026-00625-w.



José Miguel Lascano Arias es Ingeniero Mecánico por la Universidad Técnica de Ambato y actualmente cursa una Maestría en Energías Renovables en la Universidad Indoamérica. Cuenta con experiencia en mantenimiento industrial, supervisión de proyectos y sistemas energéticos, incluyendo participación en proyectos hidroeléctricos e infraestructura. Sus intereses se centran en el diseño y evaluación de sistemas híbridos de generación eléctrica para electrificación rural.



Paúl Andrés Masache Almeida es Ingeniero Eléctrico y Magíster en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia. Se desempeña como docente en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE y ha desarrollado investigación en sistemas eléctricos de potencia, modelado energético y energías renovables. Su experiencia académica y científica incluye publicaciones en análisis de sistemas eléctricos y optimización de redes. Sus intereses se centran en modelado de sistemas eléctricos, energías renovables y operación eficiente de redes de potencia.

A Review of Flare Gas Utilization for Power Generation in Oil Fields: Technologies, Applications, and Challenges

Revisión del Aprovechamiento del Gas de Antorcha para la Generación de Energía en Campos Petrolíferos: Tecnologías, Aplicaciones y Desafíos

E. L. Ayala¹ 0000-0003-2528-4380K. V. Prado² 0009-0008-4138-5206¹ Mechatronics Engineering, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, EcuadorE-mail: eyala@ups.edu.ec, edyayalacruz@gmail.com² Master of Environmental Management and Eco-innovation, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, EcuadorE-mail: kpradof@est.ups.edu.ec, kari_pra@yahoo.com

Abstract

Routine gas flaring remains one of the principal environmental and energy efficiency challenges associated with oil production. Although associated petroleum gas (APG) is commonly treated as a by-product, it represents a valuable energy resource that can be utilized for electricity generation and other productive applications, contributing to greenhouse gas emission reduction and improved operational efficiency. This paper presents a structured narrative literature review of the principal technologies available for APG utilization, including reciprocating gas engines, gas turbines, microturbines, combined heat and power systems, Organic Rankine Cycle technologies, gas reinjection, liquefied natural gas, compressed natural gas, and gas-to-liquids processes. The reviewed technologies are comparatively analyzed considering their technical characteristics, operational advantages, limitations, and suitability for remote oil-field applications. Special attention is given to the recent implementation of Ecuador's Optimization of Electricity Generation (OGE) program, which illustrates the practical application of APG recovery technologies under Amazonian operating conditions. The review highlights that no single technology is universally optimal and that successful implementation depends on gas availability, gas quality, infrastructure availability, and local energy demand. The findings provide an updated technical overview that supports future APG utilization projects in Ecuador and similar oil-producing regions.

Resumen

La quema rutinaria de gas continúa siendo uno de los principales desafíos ambientales y de eficiencia energética asociados a la producción de petróleo. Aunque el gas asociado al petróleo (APG) suele considerarse un subproducto de la extracción, constituye un recurso energético valioso que puede aprovecharse para la generación de electricidad y otras aplicaciones productivas, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al mejoramiento de la eficiencia operacional. Este trabajo presenta una revisión narrativa estructurada de las principales tecnologías disponibles para el aprovechamiento del APG, incluyendo motores alternativos a gas, turbinas de gas, microturbinas, sistemas de cogeneración, tecnologías de Ciclo Rankine Orgánico, reinyección de gas, gas natural licuado, gas natural comprimido y procesos gas-a-líquidos. Las tecnologías revisadas se comparan considerando sus características técnicas, ventajas operativas, limitaciones y su aplicabilidad en campos petroleros remotos. Se presta especial atención a la implementación reciente del programa de Optimización de Generación Eléctrica (OGE) en Ecuador, como ejemplo de aplicación práctica de tecnologías de recuperación de gas asociado en la Amazonía ecuatoriana. La revisión pone de manifiesto que no existe una tecnología universalmente óptima y que la selección depende de factores específicos como la disponibilidad y composición del gas, la infraestructura existente y la demanda energética local. Los resultados proporcionan una visión técnica actualizada que puede servir de referencia para futuros proyectos de aprovechamiento de APG en Ecuador y en otras regiones productoras de petróleo.

Index terms— Associated petroleum gas, gas flaring, powergeneration, oil fields, Ecuador.

Palabras clave— Gas asociado al petróleo, quema de gas, generación eléctrica, campos petroleros, Ecuador.

Recibido: 01-05-2026, Aprobado tras revisión: 16-07-2026

Forma sugerida de citación: Ayala, E.; Prado, K. (2026). "A Review of Flare Gas Utilization for Power Generation in Oil Fields: Technologies, Applications, and Challenges". Revista Técnica "energía". No. 23, Issue I, Pp. 102-110

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v23.n1.2026.766>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCTION

Routine gas flaring remains a widespread practice in oil production, where associated petroleum gas is burned due to economic, technical, or logistical limitations. This process represents a significant environmental concern, as it contributes to greenhouse gas emissions including carbon dioxide and methane, while also generating local air pollutants that affect surrounding ecosystems and communities [1, 2].

From an energy perspective, gas flaring constitutes a considerable loss of potentially useful energy. The associated gas that is routinely burned could be utilized for electricity generation and other value-added applications, thereby improving the overall efficiency of oil production systems. Consequently, the reduction of routine flaring has become an important objective for both industry and policymakers.

The utilization of associated petroleum gas is directly aligned with the United Nations 2030 Agenda in support of the Sustainable Development Goals (SDGs), particularly SDG 7 (Affordable and Clean Energy), SDG 13 (Climate Action), and SDG 9 (Industry, Innovation and Infrastructure) [3]. In oil fields, recovery technologies can transform energy waste into a useful power source for local operations while reducing greenhouse gas emissions and promoting more resilient infrastructure in remote regions such as the Ecuadorian Amazon.

In recent years, increasing research attention has been directed toward the development and implementation of technologies for associated petroleum gas utilization. Among these, power generation systems have emerged as a practical alternative, particularly in remote oil fields where energy demand is present and gas transportation infrastructure is limited.

This paper presents a structured narrative literature review of the principal technological approaches for associated petroleum gas (APG) utilization, with particular emphasis on power generation technologies, their applications, operational characteristics, and implementation challenges [1, 4]. The remainder of this paper is organized as follows. Section II describes the review methodology, Section III presents the literature review of APG utilization technologies, Section IV discusses their applicability to remote oil-field operations, and Section V summarizes the principal conclusions.

2. REVIEW METHODOLOGY

This study was conducted as a structured narrative literature review focused on associated petroleum gas (APG) utilization pathways for power generation in oil fields, with special attention to applications in remote and infrastructure-constrained environments such as the Ecuadorian Amazon. The review combined peer-reviewed scientific literature with technical and

institutional documents in order to capture both the technological state of the art and the practical implementation context of APG recovery projects.

2.1 Search Strategy and Sources

The bibliographic search was conducted using Scopus, ScienceDirect, SpringerLink, IEEE Xplore, and Google Scholar as the main academic sources. To complement the scientific literature with policy and implementation evidence, technical reports and public documents were also reviewed from institutions such as the World Bank Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), the International Energy Agency (IEA), EP Petroecuador, the Ministry of Energy and Mines of Ecuador, and Ecuadorian regulatory and environmental authorities when publicly available.

The search process was guided by combinations of the following keywords: “associated petroleum gas utilization”, “flare gas utilization”, “gas flaring”, “APG recovery”, “gas-to-power”, “flare gas power generation”, “microturbines for APG”, “gas engines in oil fields”, “associated gas Ecuador”, “OGE Petroecuador”, and “gas flaring mitigation”.

2.2 Time Window and Selection Criteria

The review prioritized literature published between 2015 and 2026, with particular emphasis on recent contributions from 2020 onward in order to capture current technological trends, environmental concerns, and ongoing gas-flaring reduction strategies. Earlier sources were retained only when they were considered necessary to describe foundational technologies, internationally recognized benchmark projects, or the historical evolution of Ecuador’s OGE program.

The reviewed documents were included when they met at least one of the following criteria: (i) they addressed gas flaring or APG utilization in oil and gas operations; (ii) they evaluated or described power generation technologies such as gas engines, gas turbines, microturbines, or hybrid heat-recovery schemes; (iii) they reported technical, environmental, or economic indicators relevant to APG recovery; or (iv) they provided country, project, or field-level evidence relevant to the Ecuadorian case or to remote oil-field applications. Documents were excluded when they focused exclusively on unrelated natural gas topics, lacked a clear connection to gas flaring reduction or APG recovery, or duplicated information already captured by more complete sources.

2.3 Analytical Approach

The selected sources were analyzed and grouped into four main themes: (i) global trends in gas flaring and APG recovery, (ii) APG utilization technologies, (iii) worldwide implementations and operational benchmarks, and (iv) the Ecuadorian OGE case and its implications for remote oil fields.

To strengthen the comparative value of the review, the main technological routes were assessed using a common set of criteria extracted from the literature, including typical scale, electrical efficiency, gas pre-treatment requirements, tolerance to gas composition variability, relative capital and operational intensity, technology maturity, and suitability for remote oil-field deployment. This comparative framework is summarized in Table 1 and serves as the basis for the discussion of technology suitability under Ecuadorian operating conditions, rather than providing a quantitative ranking of the reviewed technologies.

3. LITERATURE REVIEW

Gas flaring and its technological transformation has been extensively studied. It begins with a global assessment of flaring practices, followed by a detailed examination of the diverse recovery methods that have transitioned from theoretical proposals to industrial applications. By synthesizing recent academic research and technical reports, this state-of-the-art analysis establishes the groundwork for understanding how APG can be effectively reintegrated into the energy value chain, addressing the technical, environmental, and economic variables that dictate the success of these implementations.

3.1 Global Overview of Gas Flaring

Gas flaring has been extensively studied as a major environmental issue in the oil industry [1, 2]. It is currently recognized as one of the primary environmental challenges associated with oil production. The practice is particularly prevalent in regions with limited gas infrastructure or where the economic value of associated gas is not fully realized.

International studies have reported that a substantial volume of associated gas is flared annually, contributing significantly to global greenhouse gas emissions. This has led to the development of international initiatives aimed at reducing routine flaring and promoting the utilization of associated gas [1, 4].

Despite these efforts, flaring remains persistent because many oil fields are located far from gas gathering infrastructure, produce relatively small or unstable APG streams, or require gas treatment before the recovered gas can be used safely and reliably. In low-volume or marginal fields, the economic return of conventional gas recovery infrastructure may also be insufficient, which explains why decentralized or modular utilization pathways have gained increasing attention. Fig. 1 highlights power generation as a leading application for APG recovery, reflecting the industry's shift toward on-site energy efficiency.

Global breakdown of flare gas utilization by end-use category

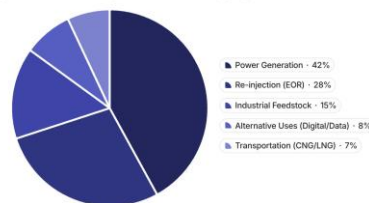


Figure 1: Global breakdown of flare gas utilization by end-use category. Source: Adapted from [1, 2]

3.2 Global Overview of Gas Flaring

A variety of technologies have been proposed and implemented for the utilization of flare gas. These can be broadly classified into energy conversion, gas processing, and reinjection methods. A simplified illustration of hydrocarbon reservoir structure and flare gas origins is shown in Fig. 2.

Power generation systems represent one of the most widely studied and implemented options. Gas engines and gas turbines are commonly used in medium and large-scale applications due to their high efficiency and operational reliability. These technologies are particularly suitable for oil fields with stable gas production and sufficient infrastructure.

Microturbines have gained increasing attention for smaller-scale applications. Their compact design, flexibility, and relatively low maintenance requirements make them suitable for decentralized energy systems and remote locations.

In addition to direct power generation, combined systems incorporating waste heat recovery technologies, such as Organic Rankine Cycles (ORC), have been explored to enhance energy efficiency [5]. These systems allow for additional energy recovery from exhaust gases, improving overall system performance.

Other alternatives, including gas reinjection, liquefied natural gas (LNG), compressed natural gas (CNG), and gas-to-liquids (GTL) technologies, have also been investigated. However, these solutions typically require significant infrastructure and investment, limiting their applicability in certain contexts.

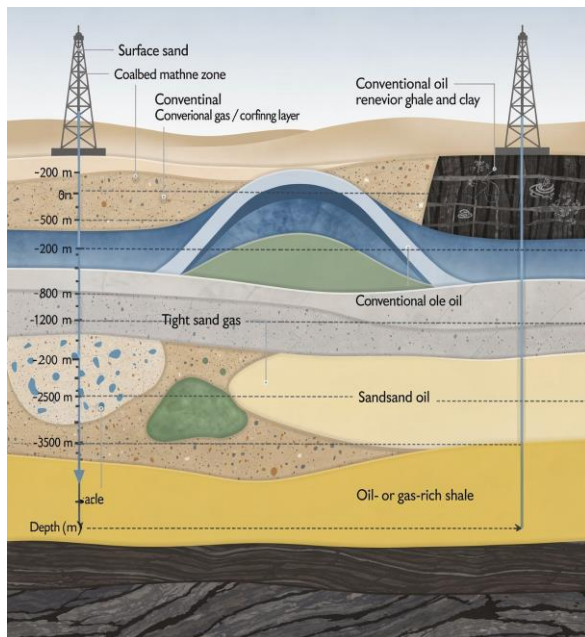


Figure 2: Hydrocarbon reservoir structure and flare gas origins. Source: Adapted from the original manuscript. Please verify image source and permissions before final submission

3.3 Applications Overview in Oil Fields

The implementation of flare gas utilization technologies has been reported in several oil-producing regions worldwide. These applications demonstrate the technical feasibility of converting associated gas into useful energy.

In Ecuador, large-scale initiatives have been developed to utilize associated gas for electricity generation in oil fields. These projects have successfully reduced diesel consumption and greenhouse gas emissions, while improving energy efficiency within oil production operations [6, 7].

However, such implementations have primarily been focused on centralized systems in large oil fields. Smaller or more re-mote fields often face additional challenges, including lower gas volumes, variability in gas composition, and limited access to infrastructure.

3.4 Applications Overview in Oil Fields

Despite the availability of various technologies, the utilization of flare gas presents several technical and operational challenges. One of the main issues is the variability in gas flow rate and composition, which can affect the performance and reliability of power generation systems [8, 9].

Additionally, the presence of contaminants in associated gas, such as hydrogen sulfide or heavy hydrocarbons, may require pre-treatment processes; therefore, system complexity and cost can increase substantially. Economic factors also play a critical role, as the feasibility of flare gas utilization depends on the balance between investment costs, operational expenses, and potential energy savings.

Logistical constraints, particularly in remote areas, further complicate the implementation of flare gas recovery systems, as they may require additional infrastructure and maintenance capabilities. Fig. 3 displays a generic P&ID process diagram of an associated petroleum gas conditioning system integrated with an electric generator. The main functional blocks include gas separation and scrubbing, gas cooling and compression, fuel conditioning, and power conversion through a reciprocating engine or turbine-generator unit.

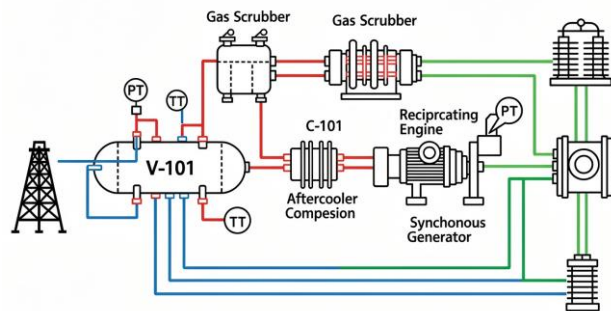


Figure 3: Associated petroleum gas processing P&ID diagram integrated with power generation. Source: Adapted from the original manuscript. Please verify image source and permissions before final submission

3.5 Worldwide Implementations

This section examines several international benchmarks in flare gas utilization, categorized by their primary impact on the industry. The analysis distinguishes between projects where technological innovation and operational efficiency have been the main drivers, and those where success has been primarily dictated by strategic business models and robust governmental policies. By evaluating these diverse global experiences, ranging from large-scale power plants in mature fields to de-centralized digital solutions, this review identifies the critical success factors that can be adapted to other oil-producing regions, such as the Ecuadorian Amazon.

3.5.1 Technological Relevance and Operational Impact

From a technical perspective, the most significant implementations focus on the adaptability of generation systems to the inherent variability of associated gas. Global suppliers and operators have demonstrated the efficacy of high-efficiency reciprocating gas engines in critical environments [9, 3]. Such engines are commonly integrated with gas conditioning systems and differ from conventional diesel-based generation because they can operate on treated APG streams while supporting modular deployment, on-site energy recovery, and diesel displacement in oil-field operations.

These technologies have achieved high utilization rates in large-scale projects such as the Yuzhno-

Priobskoye field in Russia, where gas-fired power plants successfully replaced diesel generation [10]. The operational impact of these cases lies in the integration of modular compression, dehydration and desulfurization units. This allows for on-site gas processing, ensuring a stable, low-maintenance energy source for pumping and drilling operations in remote areas, significantly reducing the operational carbon footprint [11].

3.5.2 Commercial Success and Government Support

On the other hand, the success of flare gas recovery is closely linked to innovative business models and robust regulatory frameworks. A landmark example of government support is the Nigeria Gas Flare Commercialization Programme (NGFCP), which established an open market by auctioning gas utilization rights to third-party investors [12]. This allowed small and medium enterprises to implement micro-generation solutions where primary operators found no profitability.

In the commercial sphere, the “Digital Flare Mitigation” strategy in the U.S. Permian Basin stands out. Companies such as Crusoe Energy utilize stranded gas to power mobile data centers dedicated to high-performance computing [13]. This model overcomes the economic barrier of remote gas locations where traditional electricity demand or pipelines are absent, turning an environmental waste into a high-demand financial asset. Fig. 4 shows a global distribution of selected flare gas utilization implementations.



Figure 4: Global distribution of selected flare gas utilization implementations. Source: Adapted from the original manuscript based on [9, 10, 12, 13]. Please verify image source and permissions before final submission

3.6 OGE Project (Optimization of Electricity Generation) in Ecuador

This section provides a comprehensive analysis of the Optimization of Electricity Generation (OGE) project, the flagship initiative for flare gas valorization in Ecuador. The following sub-sections trace the project's

trajectory from its inception as a strategic diesel-replacement program to its current role as a critical component in meeting judicial mandates for environmental protection. By detailing its historical evolution, current scaling efforts in key oil blocks, and long-term operational projections, this review highlights how the OGE project serves as a practical model for transitioning toward reduced carbon footprint in the Ecuadorian hydrocarbon sector.

3.6.1 Historical Context and Evolution (2009–2022)

The OGE&EE (Optimization of Electricity Generation and Energy Efficiency) project was originally conceived in 2009 with the primary objective of reducing the consumption of imported diesel in Amazonian operations. Between 2009 and 2015, Petroamazonas EP (now merged into EP Petroecuador) generated approximately 1.10 million MWh using associated gas, displacing the use of 193 million gallons of diesel [14]. During this period, milestones such as the interconnection of the Pañacocha Millennium Community in 2014 demonstrated the technical feasibility of using surplus gas for social development. Despite these advancements, the system faced scalability challenges, with persistent flaring intensity due to the lack of modular infrastructure at isolated or remote wellheads.

3.6.2 Current Implementation and Scaling (2024–2026)

Currently, the project is in a critical expansion phase driven by judicial mandates and new regulations issued in September 2024 (Resolution No. ARCH-003/2024), which demand the progressive elimination of gas flaring [15]. As of August 2025, Ecuador has achieved a historic milestone with the de-commissioning of 174 flares (165 from EP Petroecuador and 9 from private operators) [16]. Specific projects in the Pucuna and Auca Sur blocks entered full operation in January 2026, enabling annual savings of USD 7.7 million through on-site power generation [17]. Furthermore, the Cuyabeno Gas Utilization Project (Block 58) began its technical socialization in February 2024 and is projected to reduce 357,000 tons of CO₂ over the next decade.

3.6.3 Operational Status and 2030 Projections

To date, the utilization system is fully operational and integrated within the Amazon District, with an installed capacity projected to increase steadily to reach 64.3 MW by the end of 2026 in the Auca, Sacha, Shushufindi, and Indillana fields [16]. While the power generation infrastructure is active and expanding, total system effectiveness still faces logistical hurdles in frontier areas. However, the implementation of new industrialization technologies at the Shushufindi Industrial Complex to produce LPG and natural gasoline from associated gas reinforces the project's operational viability, aiming to meet the “Zero Routine Flaring” goal by 2030 in compliance with World Bank standards [18].



3.6.4 Comprehensive Analysis of Gas Utilization in Ecuador

Despite the significant progress made by the OGE project, Ecuador has not yet achieved full utilization of its associated petroleum gas. As of early 2026, it is estimated that the country effectively utilizes approximately 35% to 42% of the total associated gas produced in the Amazon region, primarily for internal power generation and LPG production at the Shushufindi Industrial Complex [19]. The remaining volume continues to be flared, representing a daily loss of approximately 100 million cubic feet (MMcfd). This underutilization is attributed to the geographic dispersion of mature fields and the high cost of implementing gathering systems in marginal or low-production wells.

The discrepancy between the decommissioning of flares and total gas utilization is a critical point of analysis. While 174 flares have been removed, many were located in clusters with high infrastructure accessibility. The remaining flares are often in frontier areas where the gas-to-oil ratio (GOR) is lower, making traditional pipeline solutions economically unfeasible. Consequently, while current infrastructure is operating at nearly 90% capacity, the national energy balance shows that Ecuador still imports a significant amount of LPG and diesel that could, theoretically, be replaced if the recovery rate were increased to 75%, a target projected only for the end of the decade [18, 20].

Fig. 5 illustrates the three-stage transition of associated gas management in Ecuador. Stage 1 (Pre-2009) highlights the environmental impact and economic loss of routine flaring. Stage 2 (Current) shows the implementation of modular technology and the decommissioning of 174 flares. Stage 3 (2030 Goal) projects the integration of the Shushufindi Industrial Complex to achieve the Zero Routine Flaring target and national energy security objectives.

3.7 Discussion: Technology Suitability for Flare Gas Utilization in Remote Oil Fields

The literature shows that flare gas utilization cannot be assessed through a single “best technology” criterion, because the suitability of each route depends strongly on gas volume, flow stability, gas composition, contaminants, field remote-ness, and the existence of local energy demand or gas transport infrastructure. In this sense, the main contribution of the present review is not only to summarize available technologies, but also to interpret their relative suitability for remote oil-field conditions, which is particularly relevant for the Ecuadorian Amazon.

From a power-generation perspective, gas engines remain one of the most mature and efficient options for APG valorization when the associated gas stream is sufficiently stable and gas conditioning can be guaranteed. Their high electrical efficiency and modular deployment potential make them attractive for medium-

scale on-site electricity generation, especially where diesel displacement is a strategic priority. However, their performance and reliability depend on controlling contaminants, liquids, and fluctuations in gas quality. For isolated wells with intermittent gas production, this requirement may increase both pre-treatment complexity and operating costs.

Microturbines, by contrast, appear especially attractive for low-to-medium scale flare-to-power applications in remote and dispersed fields. Although their electrical efficiency is generally lower than that of reciprocating gas engines, they offer important operational advantages in contexts where compact-ness, modularity, reduced maintenance burden, and decentralized deployment are more critical than peak conversion efficiency. For the Ecuadorian case, this distinction is important because many of the remaining flare points are not necessarily associated with large centralized facilities, but rather with mature or geographically dispersed assets where pipeline gathering and large gas-processing infrastructure may not be economically viable.

Gas turbines can be effective in larger centralized projects with stable APG supply and existing industrial infrastructure, but they are generally less attractive for small remote wells due to scale sensitivity and operating requirements. Similarly, ORC systems can improve the total energy efficiency of a flare-to-power system by recovering waste heat, but they should be interpreted as complementary technologies rather than primary APG utilization routes.

The literature also shows that LNG, GTL, and in some cases CNG can play an important role in associated-gas valorization, yet their applicability decreases significantly when the gas source is small, dispersed, unstable, or located in infrastructure poor environments. These routes tend to require greater capital intensity, more complex gas treatment, and stronger logistics integration than decentralized electricity generation. As a result, while they may be viable in selected high-volume projects, they are less likely to become the dominant option for a broad portfolio of remote marginal flare sites in the Ecuadorian Amazon.

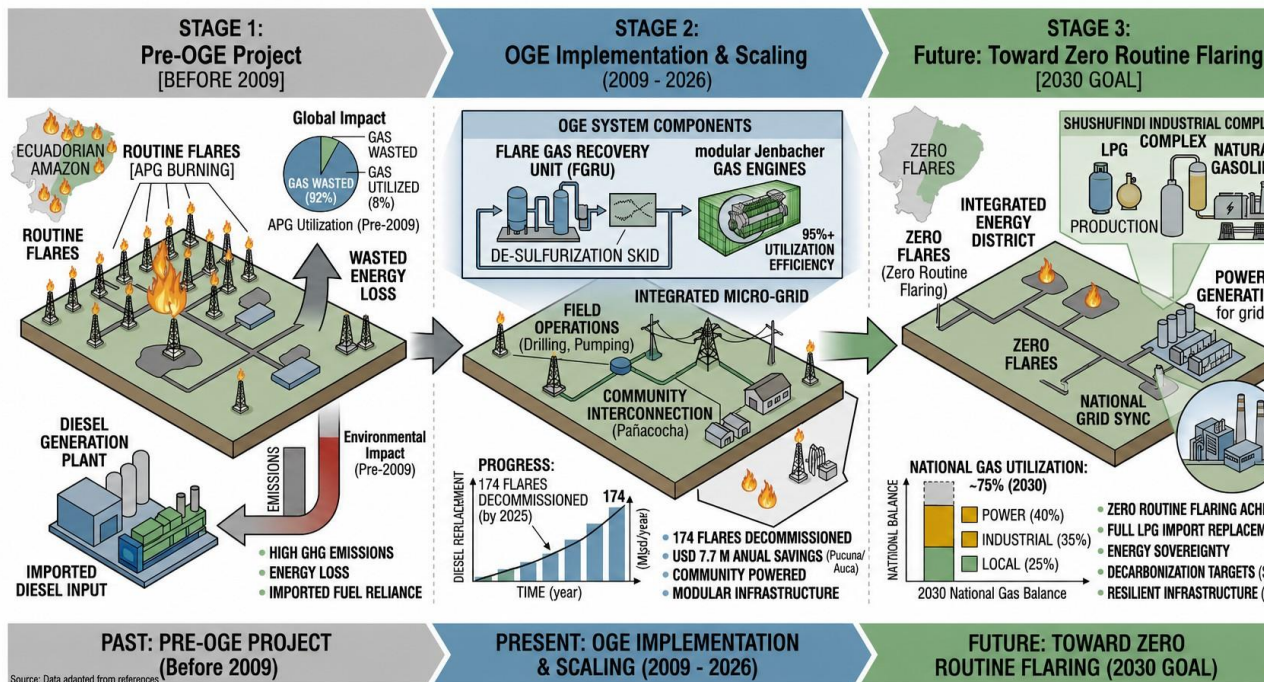


Figure 5: Evolutionary roadmap of the OGE Project in the Ecuadorian Amazon: from routine flaring to integrated energy assets. Source: Prepared by the authors (2026), based on technical data from EP Petroecuador [17], Ministry of Energy and Mines [19], and the World Bank Global Gas Flaring Tracker [18]

For Ecuador, the OGE experience confirms that flare gas utilization has already moved beyond the conceptual stage and has become part of the operational energy strategy of the oil sector. However, the reviewed evidence also suggests that the next challenge is no longer proving that associated gas can be used, but rather determining which technologies are most suitable for the remaining flare points that are smaller, more dispersed, and more difficult to integrate into centralized systems. This is where the research gap becomes clearer: public information on Ecuador has focused primarily on large scale achievements, flare decommissioning milestones, and aggregated energy savings, whereas less attention has been given to technology screening criteria, field-level gas-quality constraints, modular flare-to-power architectures, and the comparative suitability of engines, microturbines, and hybrid recovery systems under remote Amazonian conditions. Therefore, the reviewed literature suggests that the most promising path for future research in Ecuador is a field-oriented comparative framework that combines gas characterization, production profile analysis, infrastructure constraints, and environmental performance criteria in order to identify the best flare gas utilization route for each type of oil-field condition. Such work would complement the present review and provide a more direct bridge toward future simulation, optimization, and mechatronic system design studies

4. CONCLUSIONS

This review examined the current state of flare gas utilization technologies for power generation in oil fields, with emphasis on their applicability in remote operating environments and on the Ecuadorian OGE context. The literature confirms that flare gas valorization is no longer a purely environmental aspiration, but an increasingly practical energy strategy for reducing routine flaring, improving operational efficiency, and decreasing diesel dependence in oil production systems. From a technological standpoint, the review shows that gas engines, gas turbines, and microturbines remain the most relevant routes for flare-to-power applications, although their suitability varies substantially with field conditions. Gas engines offer high electrical efficiency and strong commercial maturity, making them particularly attractive in medium-to-large projects with relatively stable APG supply and adequate gas conditioning. Microturbines, in turn, appear especially promising for small-scale, modular, and decentralized applications, where remote-field deployment, compactness, and operational flexibility are more critical than maximum conversion efficiency. Gas turbines remain more suitable for larger centralized projects, while ORC systems are best interpreted as complementary efficiency-enhancement technologies rather than primary APG utilization routes.

The review also indicates that LNG, CNG, GTL, and reinjection can be valid associated-gas management pathways, but their practical suitability depends strongly

Table 1: Comparative assessment of flare gas utilization technologies for oil-field applications

Technology	Typical scale	Efficiency / performance	Gas treatment and variability	Relative cost	Maturity	Suitability for remote Ecuadorian oil fields
Gas engines	Medium-large; ~0.5 to >20 MW	~35–45% electrical efficiency	Require dehydration, pressure stabilization and contaminant control; moderate tolerance to gas variability	CAPEX/OPEX: High medium		High where APG flow is stable and volume is sufficient; less attractive for intermittent or very small wells.
Gas turbines	Medium-large; generally >3–5 MW	~25–40% electrical efficiency	Require clean and stable gas supply; low-to-moderate tolerance to small fluctuating streams	Medium-high	High	Suitable for centralized facilities with sustained gas availability, but less flexible for dispersed marginal wells.
Microturbines	Small-medium; ~30–500 kW; modular arrays possible	~20–33% electrical efficiency	Require gas cleaning, but modular configurations offer better adaptability to low-to-medium flows	Medium	Medium-high	Very suitable for decentralized flare-to-power concepts in remote, low-to-medium-volume oil-field sites.
ORC / waste heat recovery	Complementary system	Improves total energy recovery from hot exhaust streams	Depends on the primary generation system; not a standalone APG utilization route	Medium	Medium-high	Useful as an efficiency-enhancement add-on in larger installations with available waste heat.
Mini-LNG / LNG	Medium-large; stable high-volume gas streams	Converts APG into transportable fuel	Requires substantial treatment, dehydration, compression and liquefaction; low tolerance to small unstable streams	High	Medium	Limited suitability for dispersed Amazonian sites unless gas volume and logistics justify investment.
CNG	Small-medium depending on transport scheme	Valorization route rather than direct power generation	Requires compression and quality control; moderate tolerance if flow and logistics are feasible	Medium	High	Moderate suitability where local demand or short-distance transport is available.
GTL	Large-scale, long-term high-volume projects	Converts gas into liquids or chemicals	Requires significant treatment and integrated processing; low tolerance to small or unstable streams	Very high	Medium	Low suitability for remote marginal flare sites due to capital intensity and process complexity.
Gas reinjection	Field-dependent	Reservoir-management route, not electricity generation	Requires compression and reservoir compatibility	Medium-high	High	Moderate suitability when reservoir conditions justify reinjection; does not directly displace diesel electricity generation.

on project scale, gas stability, infrastructure availability, and economic context. In dispersed or low-volume oil-field settings, especially in re-mote Amazonian operations, these routes are generally less flexible than direct gas-to-power alternatives and may require substantially higher capital investment and logistics complexity.

In the Ecuadorian case, the OGE program demonstrates that associated gas utilization has already produced relevant operational benefits through the replacement of diesel-based generation and the progressive reduction of routine flaring in selected oil blocks. However, the evidence reviewed in this manuscript also suggests that the main remaining challenge lies in the fields that are smaller, more dispersed, and less accessible, where conventional centralized solutions may not be sufficient. For these conditions, the most relevant decision is not whether flare gas should be utilized, but which technology is best suited to the gas volume, variability, contaminants, and remoteness of each field.

The main research gap identified is the limited availability of field-level comparative assessments tailored to Ecuadorian Amazon conditions, particularly those integrating gas characterization, technology selection criteria, operational constraints, environmental performance, and decentralized power-generation alternatives. Future research should therefore move toward techno-economic and environmental screening frameworks, supported by simulation and field-

informed data, to determine when gas engines, microturbines, hybrid systems, or other valorization routes provide the most robust solution for each flare gas source. The findings presented in this review may also serve as a reference for future APG utilization initiatives in Ecuador and other oil-producing regions facing similar technical and infrastructure constraints.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] World Bank, “Global gas flaring tracker report 2023,” World Bank, Washington, DC, USA, Tech. Rep., 2023.
- [2] C. D. Elvidge, M. Zhizhin, F. C. Hsu, and K. Baugh, “VIIRS nightfire: Satellite pyrometry at night,” *Remote Sensing*, vol. 10, no. 4, 2018.
- [3] United Nations, “Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development,” A/RES/70/1, Oct. 2015, [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/goals>.
- [4] World Bank, “Global gas flaring tracker report 2022,” World Bank, Washington, DC, USA, Tech. Rep., 2022.
- [5] H. Semmari, A. Bentebbiche, and A. Chouaib, “Flare gas waste heat recovery: Assessment of organic rankine cycle,” *Energies*, vol. 13, no. 9, p. 2265, 2020.

- [6] Ministry of Environment, Water and Ecological Transition (MAATE), "Progress in the elimination of gas flaring in Ecuador," Government of Ecuador, Tech. Rep., 2024.
- [7] EP Petroecuador, "Associated gas utilization and energy optimization program (oge&ee)," EP Petroecuador, Ecuador, Tech. Rep., 2015.
- [8] S. Jokar, A. Mokhtarani, and H. Nouri, "Evaluation of flare gas recovery systems in oil and gas refineries," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 345–356, 2021.
- [9] M. Abdulrahman, M. S. Al-Sarkhi, and A. Abu-Khader, "Utilization of flare gas for power generation: A review," *Energy Conversion and Management*, vol. 89, pp. 146–154, 2015.
- [10] Gazprom Neft, "Energy efficiency and associated petroleum gas utilization report," Gazprom Neft, St. Petersburg, Russia, Tech. Rep., 2022.
- [11] M. N. Khan, M. Rasul, and M. Khan, "Energy recovery from flared gas: A review of technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 1215–1225, 2017.
- [12] Nigeria Department of Petroleum Resources (DPR), "Nigeria gas flare commercialization programme (ngfcip) information memorandum," DPR, Lagos, Nigeria, Tech. Rep., 2020.
- [13] International Energy Agency (IEA), "Flaring and venting emissions from oil and gas operations," International Energy Agency, Paris, France, Tech. Rep., 2023, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/flaring-and-venting-emissions>.
- [14] EP Petroecuador, "Avances en el proyecto de eficiencia energética de petroamazonas se exponen en foro en estados unidos," 2015, [Online]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12656>.
- [15] Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH), "Regulation for the utilization of associated gas," ARCH, Resolution No. ARCH-003/2024, Sep. 2024.
- [16] Ministerio de Ambiente y Energía de Ecuador, "Ecuador avanza en la eliminación de mecheros y el aprovechamiento del gas asociado al petróleo," Ministerio de Ambiente y Energía de Ecuador, Boletín Nro. 062, Sep. 2025.
- [17] EP Petroecuador, "Petroecuador ahorra 7.7 millones de dólares anuales con el aprovechamiento de gas asociado en los bloques pucuna y auca sur," EP Petroecuador, Boletín Nro. 32, Jan. 2026.
- [18] World Bank, "Global gas flaring tracker report 2024," World Bank, Washington, DC, USA, Tech. Rep., 2024, [Online]. Available: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>.
- [19] Ministerio de Energía y Minas, "Balance energético nacional 2025 – informe de hidrocarburos," Ministerio de Energía y Minas, Quito, Ecuador, Tech. Rep., 2025.
- [20] Observatorio de Energía y Minas del Ecuador, "Análisis de la quema de gas asociado en la amazonía: Retos y brechas tecnológicas," Universidad Técnica Particular de Loja, Tech. Rep., 2026.



Edy Leonardo Ayala Cruz was born in Cuenca, Ecuador, in 1987. He received the Ph.D. degree in Engineering Sciences from the University of Ferrara, Italy, the Master of Engineering Science degree from Swinburne University of Technology, Australia, and the B.Sc. degree in Electronic Engineering from Universidad Politécnica Salesiana (UPS), Ecuador. He is currently a Research Professor and Director of the Mechatronics Engineering Program at Universidad Politécnica Salesiana. His research interests include associated petroleum gas utilization, renewable energy systems, industrial automation, intelligent control, digital twins, artificial intelligence, and mechatronic systems applied to sustainable energy.



Karina Valeria Prado Farfán was born in Cuenca, Ecuador. She received the B.Sc. degree in Environmental Engineering from Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador, and holds a Master's degree in Territorial Planning. She is currently pursuing a Master's degree in Environmental Management and Eco-Innovation. She has professional experience in environmental consulting, environmental impact assessment, and regulatory compliance for industrial and energy projects. Her research interests include environmental management, sustainability, associated petroleum gas utilization, and climate change mitigation.



GOBIERNO DEL
ECUADOR

*Operador Nacional de
Electricidad - CENACE*

 @operadorcenace

 @operadorcenace

 Operador Nacional de Electricidad - CENACE

 www.cenace.gob.ec

Dirección: Av. Atacazo y Panamericana Sur Km 0, **Sector** Cutuglagua
Código Postal 17211991 / Mejía - Ecuador
Teléfono: 593-2-299-2001