

TÍTULO / AUTOR

ISSUE 2

<i>Predicción del Estado de Estabilidad de Corto Plazo en Sistemas de Potencia con Integración de Generación Renovable Utilizando Aprendizaje Profundo / Short-Term Stability State Prediction in Power Systems with Renewable Generation Integration Using Deep Learning</i>	1
G.F. Guañuna, D.G. Colomé, E.A. Tapia
<i>Desconexión Adaptable de Generadores para Mejorar la Estabilidad Transitoria en Sistemas con Integración de Generación Renovable/ Adaptive Generator Tripping to Improve Transient Stability in Systems with Renewable Generation Integration</i>	13
J.C. Cardenas, D.G. Colomé, E.A. Tapia
<i>Evaluación del Desempeño de Modelos LSTM y XGBoost en la Predicción de la Demanda Eléctrica del Sistema Ecuatoriano / Performance Evaluation of LSTM and XGBoost Models for Electric Demand Forecasting in the Ecuadorian Power System</i>	24
W.F. Brito, W.D. Sánchez
<i>Modelo de Unidad de Medición Fasorial PMU Implementado en el Software de Simulación en Tiempo Real de Transitorios Electromagnéticos HYPERSIM / Implementation of a Phasor Measurement Unit PMU Model in the Real Time Simulation Software for Electromagnetic Transients HYPERSIM</i>	32
D.S. Paguay, R.F. Lozada, W.A. Almeida, C.X. Lozada
<i>Evaluación de Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos en la Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP con Datos Tipo Ambiente de PMU / Filtering and Smoothing Techniques Assessment at the ZIP Load Model Parametric Estimation with Ambient PMU Data</i>	44
H.P. Laica, K.I. Tituaña, J.N. Castillo, J.R. Constante
<i>Contribución del Almacenamiento en Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano para Optimizar su Despacho Económico / Contribution of Battery Energy Storage in the Ecuadorian Power System to Optimize Its Economic Dispatch</i>	54
A. Bravo, A. Villamarín, A. Chancusig
<i>Estimación Paramétrica del Modelo de Carga de Recuperación Exponencial Utilizando Mediciones Sincrofásoriales / Estimation of Exponential Recovery Load Model Parameters Using Synchrophasor Measurements</i>	65
R.S. Quinga, K.M. Tigasi, M.E. Mullo, J.R. Constante
<i>Identificación Paramétrica del Modelo de Carga OCL Utilizando Mediciones Sincrofásoriales y Técnicas de Optimización / Parametric Identification of the Oscillatory Component Load Model Using Synchrophasor Measurements and Optimization Techniques</i>	75
L.F. Ochoa, B.A. Caiza, W.P. Rueda, J.R. Constante, O.S. Chuquitarco
<i>Impacto de la Conexión de Generación Distribuida Instalada de Manera Concentrada o Dispersa en Redes de Distribución Desbalanceadas de Medio y Bajo Voltaje / Impact of the Connection of Concentrated or Dispersed Distributed Generation on Unbalanced Medium- and Low-Voltage Distribution Networks</i>	85
H.P. Laica, K.I. Tituaña, J.N. Castillo, J.R. Constante
<i>Evaluación Energética y Ambiental de una Bomba de Calor Asistida por Energía Solar para el Calentamiento de Agua / Energy and Environmental Assessment of a Solar-Assisted Heat Pump for Water Heating</i>	95
I. Simbaña, C. Guilcaso, F. Tipantoc
<i>Evaluación Experimental del Desempeño Fotométrico de Luminarias LED para Alumbrado Público Bajo Envejecimiento Acelerado / Experimental Evaluation of the Photometric Performance of LED Luminaires for Public Lighting under Accelerated Aging</i>	104
A. R. Meneses, C. H. Ventura, M. Z. Fortes, A. Pombo, E. Lourenço, R. Ayres
<i>Modelo Eléctrico de un Sistema Piezoelectrónico para Generación de Energía a Través de la Fuerza Aplicada en un Paso / Electrical Model of a Piezoelectric System for Generating Energy Through the Force Applied in a Step</i>	114
D.P. Chacon, M.A. Romero, J.M. Salinas, L.I. Culcay
<i>Subsidios Energéticos y Comportamiento de Consumo Urbano en Ecuador: Distorsiones y Alternativas para una Transición / Energy Subsidies and Urban Consumption in Ecuador: Distortions and Pathways for Transition</i>	122
G.F. Araujo, J.A. Robalino
<i>Optimización de Costos de Producción con el Uso Programación Lineal Entera en la Planeación de la Producción para el Control de Inventario de Materias Primas / Optimization of Production Costs Using Integer Linear Programming in Production Planning for Raw Material Inventory Control</i>	136
V.R. Quinteros, C.A. Leiva, S.J. Cárdenas
<i>Ánálisis de la Influencia Temporal y Geográfica del Muestreo sobre las Propiedades Fisicoquímicas de FORSU en Manabí, Ecuador / Analysis of the Temporal and Geographical Influence of Sampling on the Physicochemical Properties of FORSU in Manabí, Ecuador</i>	146
N. Robles, D. Rivadeneira, M. Herrera, W. Ponce

Revista Técnica “energía”, Edición No. 22 Issue II
Operador Nacional de Electricidad, CENACE - Quito, Ecuador
ISSN Impreso: 1390-5074 - ISSN On-Line: 2602-8492

La Revista Técnica **“energía”** del Operador Nacional de Electricidad CENACE, promociona 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.

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. Investigador Independiente. Quito, Ecuador

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

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

Dr. Rommel Aguilar. Corporación Eléctrica del Ecuador. Quito, Ecuador

Dr. Miguel Torres Rodríguez. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador

MSc. Diego Arias. Investigador Independiente. Quito, Ecuador

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

COMITÉ CIENTÍFICO

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

Dr. Maximiliano Martínez. *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*

Ing. 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.*

AUTORIDADES DEL OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CENACE

Mgs. Andrés Fernando Narváez Portillo. *Director Ejecutivo, Encargado*

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

Mgtr. David Mauricio Panchi Vergara. *Subgerente Nacional de Investigación y Desarrollo*



EDITORIAL

“En un escenario energético en constante evolución, el conocimiento científico y la innovación tecnológica se consolidan como pilares fundamentales para garantizar sistemas eléctricos seguros, eficientes y preparados para el futuro”

Los sistemas energéticos atraviesan un proceso de transformación estructural, impulsado por la creciente integración de fuentes renovables, el uso intensivo de tecnologías digitales y la necesidad de transitar hacia modelos más sostenibles y eficientes. En este contexto, la Revista Técnica “*energía*” presenta en esta edición un conjunto de trabajos técnicos que articulan investigación científica, aplicación tecnológica e impacto territorial, reafirmando su compromiso con los criterios de calidad académica exigidos por las publicaciones indexadas.

Diversos artículos de este número se concentran en el análisis dinámico y la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, un tema crítico en redes modernas caracterizadas por una alta penetración de generación renovable. Estas contribuciones evidencian avances significativos hacia sistemas eléctricos más resilientes, capaces de responder de manera inteligente y oportuna ante perturbaciones severas y condiciones operativas cada vez más exigentes.

La modelación basada en datos y el uso de técnicas de inteligencia artificial también se manifiestan en estudios orientados a la predicción de la demanda eléctrica del sistema ecuatoriano, fortaleciendo la toma de decisiones en los procesos de planificación y operación de los sistemas eléctricos desde una perspectiva moderna, cuantitativa y basada en evidencia.

Un aporte distintivo de esta edición es la incorporación de metodologías de simulación digital en tiempo real, las cuales reflejan la convergencia entre mediciones en campo, simulación avanzada y análisis dinámico. Este enfoque constituye un elemento clave en la evolución de los centros de operación y análisis de los sistemas eléctricos, particularmente en entornos de creciente complejidad y digitalización.

La optimización del uso de los recursos energéticos se aborda mediante estudios relacionados con el almacenamiento en baterías y su impacto en el despacho económico, así como a través de aplicaciones de programación matemática en problemas industriales. Estas contribuciones refuerzan la necesidad de soluciones integrales que consideren de manera simultánea criterios de eficiencia, costos y confiabilidad en la toma de decisiones técnicas y operativas.

Adicionalmente, esta edición incorpora investigaciones en los ámbitos de los sistemas de distribución, la eficiencia energética y las tecnologías emergentes, incluyendo el análisis de la generación distribuida en redes desbalanceadas, la evaluación del desempeño fotométrico de luminarias LED, sistemas solares térmicos, generación de energía mediante dispositivos piezoelectrinos y evaluaciones energéticas y ambientales. Se complementan estos aportes con análisis de carácter socioeconómico relacionados con los subsidios energéticos y los patrones de consumo urbano, así como con estudios interdisciplinarios sobre residuos sólidos, ampliando el alcance temático de la revista.

La Revista Técnica “*energía*” reafirma así el rol de la comunidad científica —integrada por la academia y la industria— como generadora de conocimiento pertinente, riguroso y con impacto en el desarrollo energético del país. Las contribuciones publicadas fortalecen el vínculo entre investigación, formación académica y necesidades del sector productivo, consolidando a la revista como un referente técnico-científico en el ámbito energético nacional y regional.

Comité Editorial Revista Técnica “*energía*”



Short-Term Stability State Prediction in Power Systems with Renewable Generation Integration Using Deep Learning

Predicción del Estado de Estabilidad de Corto Plazo en Sistemas de Potencia con Integración de Generación Renovable Utilizando Aprendizaje Profundo

G.F. Guañuna¹

ID 0009-0001-7034-6192

D.G. Colomé¹

ID 0000-0002-2926-5366

E.A. Tapia²

ID 0000-0002-3340-8278

¹Universidad Nacional de San Juan – CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, San Juan, ArgentinaE-mail: gguanuna@iee.unsj.edu.ar; gcolome@iee.unsjconicet.org²Universidad Técnica de Delft, Países BajosE-mail: e.a.tapiasuarez@tudelft.nl

Abstract

This paper presents a deep learning-based methodology for short-term stability prediction in electrical systems with high renewable generation penetration. Based on dynamic simulations performed on the 39-bus IEEE system, including scenarios with wind and photovoltaic integration, a database was constructed to train a hybrid recurrent convolutional neural network (RCNN-EE) model. The model uses strategically selected electrical variables to capture both transient dynamics and voltage collapse phenomena, achieving accurate classification of the system state. The results obtained demonstrate superior performance compared to traditional architectures, achieving outstanding metrics even under unbalanced conditions. In addition, its applicability in real time is validated, with inference times of less than 50 milliseconds, which demonstrates its potential for implementation in electrical system protection and control schemes.

Resumen

Este trabajo presenta una metodología basada en aprendizaje profundo para la predicción del estado de estabilidad de corto plazo en sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable. A partir de simulaciones dinámicas realizadas sobre el sistema IEEE de 39 barras, que incluyen escenarios con integración eólica y fotovoltaica, se construyó una base de datos que permitió entrenar un modelo híbrido de red neuronal convolucional recurrente (RCNN-EE). El modelo utiliza variables eléctricas seleccionadas estratégicamente para capturar tanto la dinámica transitoria como los fenómenos de colapso de tensión, logrando una clasificación precisa del estado del sistema. Los resultados obtenidos demuestran un rendimiento superior frente a arquitecturas tradicionales, alcanzando métricas destacadas sobre el 95%, incluso en condiciones de clases desbalanceadas. Además, se valida su aplicabilidad en tiempo real, con tiempos de inferencia inferiores a 50 milisegundos, lo cual evidencia su potencial para su implementación en esquemas de protección y control del sistema eléctrico.

Index terms— Short-term stability, deep learning, dynamic simulation, real-time prediction, renewable generation.

Palabras clave— Estabilidad de corto plazo, aprendizaje profundo, simulación dinámica, predicción en tiempo real, generación renovable.

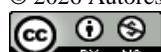
Recibido: 31/10/2025, Aprobado tras revisión: 14/01/2026

Forma sugerida de citación: Guañuna, G.; Colomé, G.; Tapia, E. (2026). "Predicción del Estado de Estabilidad de Corto Plazo en Sistemas de Potencia con Integración de Generación Renovable Utilizando Aprendizaje Profundo". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 1-12.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.723>

© 2026 Autores



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



ACRÓNIMOS

ACC: Exactitud (Accuracy).

CNN: Red Neuronal Convolucional (Convolutional Neural Network).

CU: Proporción de casos inestables correctamente identificados (Correct Unstable).

DL: Aprendizaje Profundo (Deep Learning).

EECP: Estado de Estabilidad de Corto Plazo.

ET: Estabilidad Transitoria.

ETCP: Estabilidad de Tensión de Corto Plazo.

FC: Capa Totalmente Conectada (Fully Connected).

FER: Fuentes de Energía Renovable.

FV: Fotovoltaica.

G-mean: Media Geométrica.

IBR: Recursos Basados en Inversores (Inverter-Based Resources).

LSTM: Memoria a Largo y Corto Plazo (Long Short-Term Memory).

MI: Motores de Inducción.

PMU: Unidad de Medición Fasorial (Phasor Measurement Unit).

RCNN-EE: Red Neuronal Convolucional Recurrente (modelo propuesto para Evaluación de Estabilidad).

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SS: Sensibilidad para la clase estable (Stable Sensitivity).

1. INTRODUCCIÓN

La creciente penetración de fuentes de generación renovable, especialmente eólica y fotovoltaica, está modificando el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos modernos. Estas tecnologías han reemplazado progresivamente a los generadores convencionales, reduciendo así la inercia del sistema y alterando las reservas de potencia activa y reactiva frente a perturbaciones severas [1]. Como consecuencia, los sistemas eléctricos presentan una mayor vulnerabilidad frente a fenómenos dinámicos que comprometen su estabilidad en escalas de tiempo cortas, los cuales pueden clasificarse en dos tipos principales de inestabilidad: la transitoria (ET) y la de tensión de corto plazo (ETCP) [2]. La ET se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo de sus generadores frente a una perturbación severa, como un cortocircuito o la pérdida repentina de generación. Por otro lado, la ETCP está dominada por cargas dinámicas, principalmente motores de inducción y dispositivos electrónicos, los cuales durante fallas pueden exigir grandes cantidades de potencia reactiva, causando colapsos de tensión [3].

Los enfoques clásicos para evaluar estos tipos de inestabilidades utilizan simulaciones dinámicas no lineales o índices como el Short-Term Voltage Stability Index (SVSI), pero presentan limitaciones para su aplicación en tiempo real, debido a su elevado costo computacional y dependencia de modelos precisos [4]. Frente a este desafío, los métodos basados en datos han ganado protagonismo, impulsados por la creciente disponibilidad de mediciones en tiempo real proporcionadas por Unidades de Medición Fasorial (PMU) [5]. Estas unidades permiten capturar con alta resolución temporal variables eléctricas clave (magnitud de tensión, ángulo de tensión, frecuencia), abriendo la puerta al uso de técnicas de aprendizaje automático para evaluar en tiempo real el estado dinámico del sistema.

Entre las primeras aplicaciones de inteligencia artificial, se destacan métodos de clasificación con árboles de decisión, máquinas de soporte vectorial (SVM) y bosques aleatorios [6]. Sin embargo, estos enfoques de aprendizaje automático requieren un análisis detallado de sus características y no capturan adecuadamente las relaciones espaciales ni temporales presentes en los datos. Mientras que los métodos de aprendizaje profundo (DL) permiten extraer automáticamente representaciones espaciotemporales directamente de los datos, logrando una capacidad predictiva superior. Aunque tradicionalmente los fenómenos de estabilidad transitoria y de tensión de corto plazo se han estudiado por separado, existe un creciente consenso en que su análisis conjunto es esencial, debido a que ambos tipos de inestabilidad se desarrollan en la misma ventana de tiempo afectando negativamente al sistema de potencia particularmente en condiciones de alta penetración de energías renovables [7].

Por su parte, en [8] se propone una metodología de evaluación de la vulnerabilidad dinámica del sistema eléctrico, tomando en consideración cinco diferentes síntomas de alerta del sistema tales como: inestabilidad transitoria, inestabilidad oscilatoria, inestabilidad de voltaje de corto plazo, inestabilidad de frecuencia de corto plazo y sobrecargas. Recientes avances proponen superar la separación tradicional entre ET y ETCP mediante la evaluación simultánea de ambos fenómenos. En particular, el estudio disponible en [9], plantea una metodología basada en Redes Neuronales Convolucionales Recurrentes (RCNN) que clasifica el estado de estabilidad de corto plazo (EECP) como estable, inestable por pérdida de sincronismo o inestable por colapso de tensión. Esta propuesta destaca por integrar variables de magnitud de tensión y ángulo de tensión medidas en barras clave del sistema, logrando una alta precisión predictiva aún bajo escenarios severos. Sin embargo, dicha metodología no contempla la integración de generación renovable en los escenarios analizados.



Por lo tanto, el presente trabajo tiene como objetivo extender la metodología de evaluación predictiva de [9], incorporando modelos dinámicos de generación renovable. A través de una base de datos construida con series temporales, se entrena un nuevo modelo RCNN para estimar el estado de estabilidad de corto plazo en sistemas con alta penetración de renovables.

El presente trabajo se estructura en cinco capítulos que describen el procedimiento para la evaluación del estado de estabilidad del sistema. En el Capítulo 2 se desarrolla el sustento técnico y matemático necesario para comprender el fenómeno de la estabilidad de corto plazo y su evaluación con técnicas de aprendizaje profundo. El Capítulo 3 expone la metodología implementada, mientras que el Capítulo 4 presenta el análisis de los resultados obtenidos. Finalmente, el Capítulo 5 resume las principales conclusiones del estudio.

2. MARCO TEÓRICO

El siguiente capítulo tiene como objetivo brindar una visión general de los conceptos fundamentales relacionados a la estabilidad de corto plazo en sistemas eléctricos de potencia (SEP).

2.1 Estabilidad de Corto Plazo

La estabilidad en sistemas de potencia se define como la capacidad de un SEP para recuperar un estado de equilibrio tras una perturbación, manteniendo sus variables eléctricas dentro de límites operativos aceptables. Tradicionalmente, esta se ha clasificado en estabilidad angular, de tensión y de frecuencia. No obstante, la integración masiva de generación renovable basada en inversores (Inverter-Based Resources, IBR) introduce dinámicas electromagnéticas rápidas que no están presentes en las máquinas síncronas convencionales.

De acuerdo con la extensión de la clasificación clásica de estabilidad propuesta en [10], la presencia de convertidores electrónicos da lugar a una nueva categoría: la estabilidad impulsada por convertidores. Esta categoría se divide en fenómenos de interacción lenta y fenómenos de interacción rápida, relacionados con los lazos de control de los convertidores y su interacción con la red. En el presente trabajo, si bien se reconoce la relevancia de estas nuevas categorías, el alcance se centra específicamente en la estabilidad angular transitoria y la estabilidad de tensión de corto plazo. Por su parte, el análisis detallado de las interacciones de control de alta frecuencia se propone como una línea de trabajo futuro [11].

2.1.1 Estabilidad de tensión de corto plazo

La estabilidad de tensión de corto plazo está fuertemente influenciada por el comportamiento dinámico de las cargas, particularmente los motores de inducción (MI), que pueden estancarse y provocar una alta demanda de potencia reactiva. Por lo tanto, si la

regulación y el soporte de tensión no alcanzan a cubrir esa demanda, la tensión no se recupera y el sistema deriva a la inestabilidad de tensión en segundos [11].

2.1.2 Estabilidad transitoria

La ET se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo de los generadores sincrónicos después de perturbaciones grandes. Si el equilibrio entre par eléctrico y mecánico no se restablece, el ángulo rotórico crece de manera sostenida y se pierde la sincronía [12].

Además, con la creciente penetración de generación renovable, es necesario evaluar de manera conjunta la ET y la ETCP, ya que ambas comparten una misma ventana temporal, pero responden a mecanismos distintos. Por ello, resulta primordial aplicar metodologías que discriminan si la inestabilidad es provocada por pérdida de sincronismo o por colapso de tensión [13].

2.1.3 Modelamiento de la dinámica del SEP

Para examinar el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico, es indispensable representar matemáticamente cada uno de sus componentes físicos mediante ecuaciones algebraico-diferenciales (DAE), las cuales describen la evolución temporal del sistema a partir de sus condiciones iniciales. En [9], describe el uso de modelos de sexto orden para generadores sincrónicos, modelos de quinto orden para MI y modelos ZIP para cargas estáticas. Esta representación asegura que fenómenos como estancamiento o caídas de velocidad durante fallas sean correctamente simulados.

2.2 Modelación de Generación Renovable

El modelado de fuentes renovables basadas en convertidores de potencia completa (full converter), como la fotovoltaica (FV) y la eólica tipo 4, es fundamental para el análisis dinámico de sistemas de potencia, ver Fig. 1. Estas unidades se conectan mediante electrónica de potencia que desacopla mecánicamente la generación de la red, permitiendo un control preciso de la potencia activa y reactiva inyectada [14], [15].

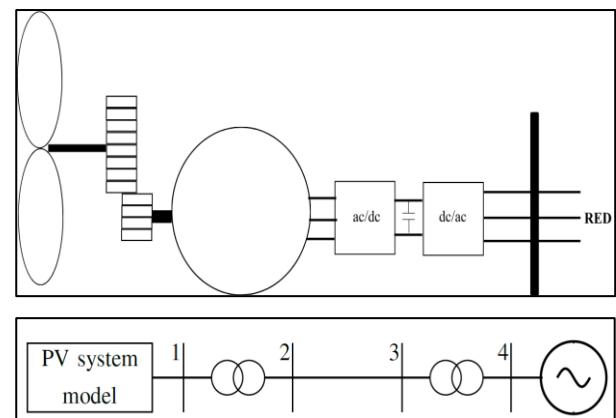


Figura 1: Representación Esquemática de un Generador Eólico y una Planta Fotovoltaica Conectados a la Red [14], [16]

En este contexto, la base de los modelos IBR es un lazo de control interno y rápido de corriente [17]. Es importante aclarar que, si bien la literatura técnica diferencia explícitamente las arquitecturas de seguimiento de red (Grid-Following, GFL) y de formación de red (Grid-Forming, GFM), la clasificación de un modelo genérico no depende solo de su denominación, sino de su esquema de control.

Esta investigación analiza específicamente el rendimiento de inversores configurados para el seguimiento de red, con el fin de inyectar potencia y proporcionar servicios auxiliares de frecuencia y tensión. Cabe señalar, sin embargo, que la arquitectura de los modelos genéricos utilizados posibilita, a través de la modificación específica de sus parámetros y lazos de control, emular comportamientos propios de la formación de red. Dicha versatilidad es fundamental para asegurar la estabilidad del sistema frente a perturbaciones significativas.

Estos generadores se modelan mediante bloques validados por el WECC: REGC_A para el generador, REEC_A como controlador eléctrico, WTGT_A para el tren mecánico (en eólica), y REPC_A como controlador a nivel planta, ver Fig. 2 [18].

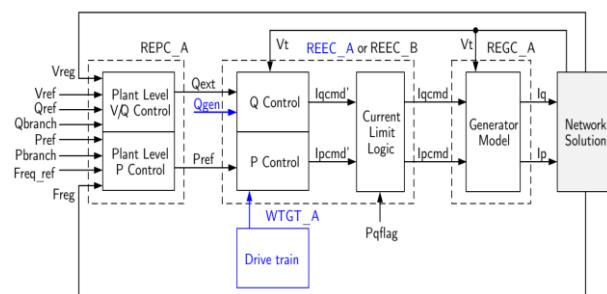


Figura 2: Diagrama de Bloques Funcionales del Modelo Dinámico Tipo 4 [18]

2.3 Aprendizaje Profundo

El aprendizaje automático es un campo de la inteligencia artificial que permite a los sistemas aprender automáticamente a partir de datos. Los algoritmos se clasifican en aprendizaje supervisado, no supervisado y por refuerzo. Dentro del aprendizaje supervisado, existe el aprendizaje profundo, que se caracteriza por utilizar una cascada de múltiples capas de unidades de procesamiento no lineal para la extracción y transformación de características de forma automática. Cuando la información de entrada consiste en series temporales de diferentes variables, como en el caso del análisis dinámico de estabilidad de sistemas eléctricos, es necesario emplear modelos que puedan capturar tanto las características espaciales como las temporales de los datos. Para ello, se puede utilizar una arquitectura híbrida basada en aprendizaje profundo denominada Red Neuronal Convolucional Recurrente. Esta red combina una primera etapa convolucional (CNN), encargada de extraer patrones espaciales relevantes de la señal (por

ejemplo, relaciones entre diferentes barras), con una segunda etapa formada por capas LSTM, que permiten extraer las dependencias temporales en la evolución de las variables eléctricas durante la simulación. Las capas densas posteriores se encargan de relacionar e integrar las características o patrones extraídos por las capas LSTM o CNN, permitiendo así una representación conjunta de la dinámica del sistema. Finalmente, una capa de salida con la función de activación correspondiente (por ejemplo, softmax o sigmoide) clasifica el estado de estabilidad del sistema [19].

3. METODOLOGÍA

Este capítulo presenta el procedimiento general desarrollado para la evaluación predictiva del EECP mediante un modelo de aprendizaje profundo (RCNN-EE) [9]. En esta versión, se ha incorporado generación renovable (fotovoltaica y eólica) como parte de los escenarios de operación, lo que permite además analizar el impacto de su penetración sobre la estabilidad dinámica del sistema bajo estudio.

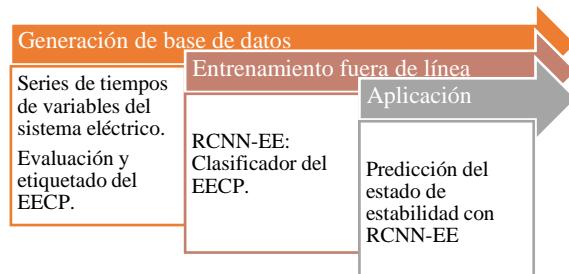


Figura 3: Marco General de la Metodología Implementada

La Fig. 3 ilustra el esquema general de la metodología, cuya primera etapa corresponde a la generación de la base de datos. Esta se compone de: a) series de tiempo (ST) de variables eléctricas del sistema obtenidas mediante simulaciones dinámicas ante diversas contingencias, bajo un amplio espectro de escenarios operativos que consideran la integración de generación solar y eólica; y b) la clasificación y etiquetado del estado de estabilidad de corto plazo, utilizando el monitoreo de una variable que refleje de manera efectiva la ocurrencia de un fenómeno de inestabilidad de tensión de corto plazo.

La segunda etapa contempla el entrenamiento fuera de línea del modelo de red neuronal convolucional recurrente. Este modelo recibe como entrada las variables eléctricas generadas en la primera etapa y produce como salida la clasificación del estado de estabilidad de corto plazo del sistema, permitiendo además analizar su desempeño mediante métricas específicas y comparar su eficacia con otras arquitecturas de aprendizaje profundo. Finalmente, el modelo entrenado es aplicado en línea para realizar la evaluación del EECP bajo la ocurrencia de alguna contingencia en tiempo real.

3.1 Base de Datos

La base de datos utilizada para el entrenamiento y validación del modelo se construyó a partir de simulaciones dinámicas realizadas en el software PowerFactory DlG SILENT sobre el sistema IEEE New England de 39 barras. Se incorporaron nuevas unidades de generación renovable (fotovoltaica y eólica) conectadas en distintas barras. La ubicación de estas fuentes en los nodos del sistema se realizó en función del potencial del recurso primario disponible, complementando así la generación convencional, conforme al análisis desarrollado en [13].

3.1.1 Escenarios de operación

Se utilizaron múltiples escenarios de operación considerados en [9]. Los cuales se agruparon en bandas horarias (pico, valle y resto), mediante el algoritmo K-Means, con el objetivo de establecer un esquema de despacho que integre fuentes de generación renovable [13]. En este contexto, la generación fotovoltaica (FV) se incorpora exclusivamente durante la franja horaria correspondiente a la condición de carga “resto”, mientras que la generación eólica se considera constante a lo largo de las tres bandas horarias. De esta manera, se configuran escenarios de operación que integran el despacho económico de energías renovables, en función de la capacidad disponible del sistema de prueba. En este análisis, se consideraron los costos de generación fotovoltaica y eólica como nulos dentro del Optimal Power Flow (OPF), permitiendo evaluar el despacho económico del sistema bajo diferentes condiciones de carga. La ubicación de las plantas se definió con base en el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. A partir de las coordenadas geográficas aproximadas del sistema IEEE de 39 barras (localizado en el noreste de EE. UU.) y mediante el uso de datos del Global Solar Atlas y del Global Wind Atlas, se identificaron las zonas con mayor potencial renovable. Como resultado, se extendió el sistema original a 45 barras, situando la generación renovable en las barras 32, 33 y 34 donde ya se tiene generación convencional. En este sentido, de acuerdo con las configuraciones típicas de parques renovables, se integró una capacidad total de 1200 MW, se incorporaron 600 MW solares mediante tres plantas fotovoltaicas de 200 MW cada una, y 600 MW eólicos a través de tres parques de igual capacidad unitaria.

Para el análisis de estabilidad de corto plazo, las fuentes renovables se modelaron como constantes debido a que la ventana temporal de estudio es de apenas 5 segundos. Para considerar la incertidumbre y garantizar la validez de los resultados, se realizó un análisis de robustez variando la generación renovable en un 10%. Al reducir la inyección en este porcentaje, se verificó mediante los modelos predictivos que la clasificación del estado de estabilidad (estable, ET o ETCP) mantuvo su precisión para los casos evaluados. Este resultado confirma que la metodología es robusta ante

incertidumbres de despacho renovable, aunque un análisis más profundo de la incertidumbre se plantea como trabajo futuro. Por último, la operación del sistema se configuró conforme a la Ley argentina 27.191, la cual exige una penetración mínima de energías renovables equivalente al 20% del consumo total. Los escenarios de simulación se diseñaron para evaluar condiciones de operación críticas, alcanzando para ello un nivel de penetración promedio del 20%.

3.1.2 Simulación de contingencias N-1

Sobre cada escenario de operación definido, se llevaron a cabo simulaciones de contingencias de tipo N-1, incluyendo la salida de unidades de generación convencional y cortocircuitos trifásicos en líneas de transmisión, con su posterior despeje a los 80 ms. Se decidió no modelar la salida de centrales fotovoltaicas y eólicas para preservar la condición de máxima penetración renovable, permitiendo así evaluar el mayor impacto de estos recursos sobre la estabilidad del sistema y poder evaluar el impacto de las FER en los mismos escenarios de operación y contingencias analizados sin FER. El análisis detallado de la pérdida simultánea de generación renovable y sus efectos en la operación del sistema se plantea como una línea de investigación para trabajos futuros. Estos dos tipos de contingencias fueron seleccionados por representar perturbaciones severas que pueden comprometer la estabilidad del sistema eléctrico, llegando incluso a provocar cortes parciales o totales del suministro. Asimismo, se implementaron modelos dinámicos para las plantas de generación solar y eólica, en todos los casos considerando estrategias de control de tensión. Las simulaciones se realizaron en un horizonte temporal de 5 segundos, permitiendo capturar con suficiente resolución la evolución dinámica de las variables del sistema ante los fenómenos de inestabilidad de corto plazo.

3.1.3 Selección de las variables de entrada

La correcta selección de variables eléctricas de entrada es un aspecto crucial en el desempeño de las máquinas de aprendizaje. Esta selección debe fundamentarse en la relación existente entre dichas variables y los fenómenos dinámicos que se pretenden detectar, a fin de maximizar la capacidad predictiva del modelo. Por ejemplo, el estudio presentado en [20] que identifica generadores críticos ante inestabilidad transitoria, las variables seleccionadas incluyen la magnitud de tensión, ángulo de tensión y ángulo del rotor (δ) de los generadores sincrónicos. Esta última variable es representativa en la dinámica transitoria, ya que refleja las oscilaciones del rotor frente a grandes perturbaciones, constituyéndose en el principal indicador de pérdida de sincronismo. Por otro lado, [2] se centra en la evaluación predictiva de la estabilidad de tensión de corto plazo. En este contexto, se incorpora la magnitud y ángulo de la tensión de las barras, al igual que la velocidad de los motores de inducción, siendo esta última variable un indicador sensible para capturar el fenómeno de la ETCP.



En este sentido, en el presente trabajo se seleccionan las siguientes variables de entrada: magnitud de tensión ($|V|$) ángulo de tensión (θ), velocidad de los motores de inducción (ω) y ángulo del rotor (δ) de los generadores sincrónicos. Por lo tanto, las variables $|V|$ y θ se derivan de las mediciones fasoriales sincronizadas por PMU, mientras que ω se calcula de forma indirecta empleando la ecuación dinámica del rotor, las mediciones de tensión y los parámetros característicos de los motores de inducción [21]. Por último, el ángulo del rotor δ se obtiene a partir de las mediciones de fase de tensión sincronizadas por PMU, análogo al cálculo realizado por ciertas PMU avanzadas [22].

La extracción de estas variables se realiza selectivamente únicamente en las barras donde se encuentran los motores de inducción y en las barras que contienen generadores convencionales o convencionales y renovables. De este modo, se conforma un conjunto de variables que permite abordar de forma simultánea y eficiente la predicción del estado de estabilidad de corto plazo tanto transitoria como de tensión. Cabe señalar que no se extraen variables directamente de las plantas FV y eólicas, ya que su comportamiento operativo está intrínsecamente ligado a la respuesta dinámica observada en las PMU de las barras de generación donde están conectadas.

3.1.4 Etiquetado del estado de estabilidad

Como parte fundamental de la metodología, una vez definidas las variables de entrada del modelo de aprendizaje profundo, es necesario establecer las salidas, las cuales se determinan mediante la metodología de evaluación definida en [9] y analizada en [13]. Dicha metodología se compone de dos etapas diferenciadas que se muestran en la Fig. 4.

En la primera etapa, se realiza un ajuste de las condiciones de simulación, considerando tanto la contingencia N-1 como el escenario de operación correspondiente. A partir de estas condiciones iniciales, se ejecuta la simulación dinámica en el dominio del tiempo. Durante esta simulación, se monitorea el comportamiento del ángulo del rotor de los generadores. Si la máxima separación angular entre cualquier generador y el generador de referencia supera el límite teórico de 180° , es decir, $|\Delta\delta|_{max} > 180^\circ$, se considera que uno o más generadores han perdido el sincronismo. Este fenómeno suele manifestarse también en forma de oscilaciones de tensión entre valores altos y bajos en distintas barras del sistema, por lo que el caso se clasifica como inestable. Por otro lado, si $|\Delta\delta|_{max} < 180^\circ$, se considera que el sistema permanece estable frente a la perturbación evaluada.

La segunda etapa tiene como objetivo identificar el mecanismo principal de inestabilidad presente en aquellos casos previamente clasificados como inestables. Para ello, se realiza una nueva simulación en el dominio del tiempo, esta vez ajustando el sistema para

desconectar la totalidad de la carga motrora. Si dicha acción de control permite que el sistema recupere un estado estable, se concluye que las cargas dinámicas fueron las responsables del comportamiento inestable, clasificando el caso como inestable por pérdida de estabilidad de tensión de corto plazo. En cambio, si la desconexión de las cargas dinámicas no modifica la condición de inestabilidad, se interpreta que los generadores sincrónicos tienen mayor protagonismo en el fenómeno observado, por lo tanto, el caso se clasifica como inestable por pérdida de estabilidad transitoria.

La información correspondiente al EECP, obtenida a partir de esta metodología, se codifica mediante el vector c . Dicho vector está estructurado en tres niveles, cada uno de los cuales representa un posible estado del sistema: estable, inestable por ET o inestable por ETCP. Es decir:

$$c = \begin{cases} [1,0,0] & \text{Si EECP = estable} \\ [0,1,0] & \text{Si EECP = inestable por ET} \\ [0,0,1] & \text{Si EECP = inestable por ETCP} \end{cases} \quad (1)$$

Esta información sobre la evaluación del EECP que contiene el vector c , es utilizada para el entrenamiento del modelo RCNN-EE.

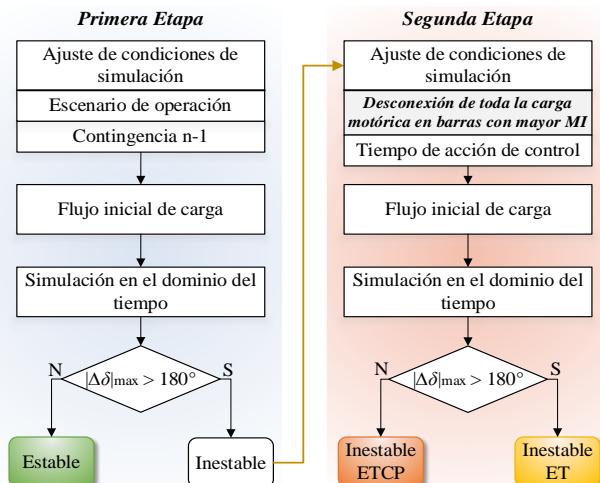


Figura 4: Diagrama de Flujo de la Metodología de la EECP

3.2 Modelado RCNN-EE

La arquitectura empleada en este estudio corresponde a una combinación de algoritmos de aprendizaje profundo. Por un lado, se utilizan redes neuronales convolucionales (CNN), cuya función principal es la extracción de características espaciales. Por otro lado, se integran redes neuronales recurrentes con memoria a largo y corto plazo (LSTM), las cuales permiten capturar características temporales. La integración secuencial de ambas estructuras da lugar al modelo RCNN.

3.2.1 Procesamiento de datos

Antes de entrenar el modelo, los datos deben organizarse en un formato estructurado que permita capturar tanto la información espacial (por barra) como

la temporal (evolución en el tiempo) de las variables del sistema. Para ello, se construye un tensor multidimensional, que es una estructura de datos utilizada frecuentemente en aprendizaje profundo para representar conjuntos de datos complejos [23].

El conjunto de datos utilizado corresponde a un tensor de dimensiones (N,15,16,4), que representa series de tiempo de 15 muestras para 16 barras del sistema con carga dinámica y generación, y 4 variables eléctricas. Los datos se dividen en subconjuntos de entrenamiento y prueba (80%-20%). Posteriormente, se aplica una normalización global, calculando la media y desviación estándar sobre todas las muestras y barras del conjunto de entrenamiento.

3.2.2 Entrenamiento

La arquitectura del modelo RCNN-EE se presenta en la Fig. 5. En primer lugar, se encuentran las capas convolucionales, seguidas de una capa densa (FC) que relaciona las características extraídas. Estas son luego procesadas por las capas LSTM, y finalmente, una segunda capa densa realiza la clasificación del estado del sistema como estable, inestable por ET o inestable por ETCP.

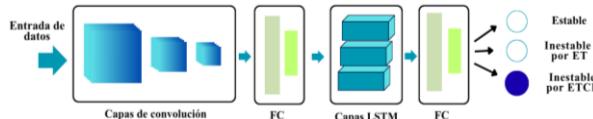


Figura 5: Estructura del Algoritmo de Aprendizaje RCNN-EE

El modelo se entrenó utilizando la función de pérdida categórica (categorical crossentropy), adecuada para problemas de clasificación multiclase con etiquetas codificadas en formato one-hot. Como algoritmo de optimización se empleó Adam, ampliamente utilizado en tareas de aprendizaje profundo por su eficiencia en la convergencia. Durante el entrenamiento se incorporaron mecanismos de regularización para evitar el sobreajuste. En particular, se utilizó la técnica de Dropout en las capas densas, desconectando aleatoriamente un porcentaje de las neuronas en cada iteración. Además, para abordar el desbalance de clases, se aplicaron técnicas de oversampling (sobremuestreo) y asignación de pesos específicos a cada clase en la función de pérdida, lo que permitió mejorar la capacidad del modelo para identificar con mayor precisión los estados inestables.

3.3 Métricas de Desempeño

Una vez finalizado el entrenamiento con el conjunto de datos de entrenamiento, el modelo RCNN se evalúa utilizando el conjunto de prueba, a fin de medir su capacidad de generalización. El desempeño se analiza mediante la matriz de confusión y cuatro métricas específicas.

- Accuracy (ACC): Exactitud global.
- Correct Unstable (CU): Proporción de inestables correctamente identificados.

- Stable Sensitivity (SS): Sensibilidad para la clase estable.
- G-Mean: Media geométrica entre CU y SS.

3.4 Aplicación del Modelo RCNN-EE en Tiempo Real

La finalidad de este estudio es que el modelo de aprendizaje profundo desarrollado pueda ser aplicado en tiempo real, permitiendo así una evaluación oportuna del estado de estabilidad del sistema eléctrico. Esta capacidad de predicción en línea resulta fundamental para sistemas de protección y control, ya que posibilita la toma de decisiones correctivas de manera anticipada ante eventos que comprometan la estabilidad del sistema.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la implementación de la metodología propuesta en [9] considerando sistemas con alta penetración de generación basada en fuentes de energía renovable (FER).

4.1 Caso de Estudio

El caso de estudio corresponde al sistema IEEE New England de 39 barras, el cual fue modificado para incluir 600 MW de generación eólica y 600 MW de generación fotovoltaica. Las nuevas plantas renovables se conectaron en las barras 32, 33 y 34, seleccionadas por su alto recurso primario (irradiancia y velocidad de viento), ver Fig. 6. El modelo de generación renovable utilizado fue del tipo 4 disponible en la librería de PowerFactory y operando bajo un modo de control de tensión local (modo 3). En el estudio se analizaron 9883 escenarios operativos con simulaciones dinámicas de contingencias N-1, que incluyen pérdidas de generación y cortocircuitos trifásicos. La base de datos dinámica se generó mediante scripts DPL en PowerFactory, mientras que los datos estáticos y el OPF se resolvieron en Python empleando PYPOWER. Los escenarios se agruparon en las tres bandas horarias usando clustering con K-Means, considerando que la generación eólica opera en todas las franjas, mientras que la FV sólo en la banda resto. Cada caso fue posteriormente clasificado en una de las tres clases de estabilidad: estable, inestable por pérdida de sincronismo (ET) o inestable por colapso de tensión (ETCP), conformando así una base de datos etiquetada apta para entrenamiento y validación del modelo predictivo.

Finalmente, esta base de datos etiquetada permite evaluar la capacidad del modelo RCNN-EE, entrenado sin FER, para predecir adecuadamente en escenarios que las incluyen. En caso de que los resultados no sean satisfactorios, dicha base sirve también para entrenar una nueva RCNN-EE adaptada a la nueva composición del parque de generación.

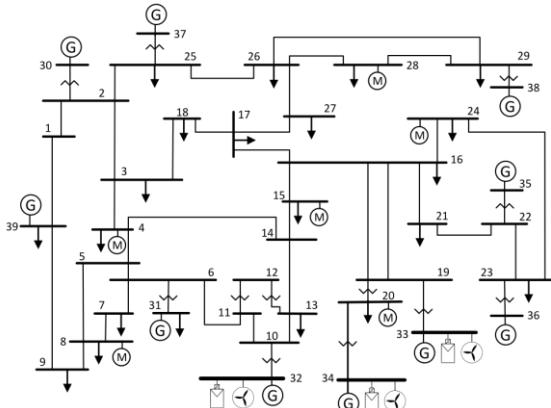


Figura 6: Sistema New England 39 Barras con Penetración de Energías Renovables

4.2 Evaluación del Clasificador RCNN-EE Entrenado sin FER

En esta sección se analiza el modelo RCNN-EE entrenado en [9]. Para ello, se utilizó la nueva base de datos generada a partir de la metodología explicada anteriormente, que incorpora integración de generación renovable (eólica y solar). La Tabla 1 resume los resultados de clasificación obtenidos por el modelo RCNN-EE de [9] frente a la aplicación de la metodología de etiquetado en la base de datos del sistema con FER [13].

Tabla 1: Comparación de Clasificación RCNN-EE vs Etiquetado en Sistema con FER

Tipo EEC	RCNN-EE Entrenado en [9] sin FER	Metodología de etiquetado con FER
Estables	6888	7930
ET	2477	1529
ETCP	518	424
Total	9883	9883

A partir de los resultados de la Tabla 1, se observa una discrepancia considerable, especialmente en la clase "Estables", donde el modelo subestima la cantidad de casos estables y sobreestima los casos inestables. Esto indica que el modelo RCNN-EE, al haber sido entrenado con una topología de red distinta y sin considerar generación renovable, pierde capacidad predictiva ante nuevos escenarios con alta penetración renovable. Este análisis justifica la necesidad de reentrenar el modelo utilizando la nueva base de datos.

4.3 Entrenamiento y Diseño de Modelos

En este apartado se describe brevemente el diseño de las máquinas de aprendizaje profundo utilizados, así como el proceso de entrenamiento aplicado.

4.3.1 Diseño del modelo

El modelo de aprendizaje profundo consta de un módulo CNN con tres capas convolucionales (64, 32 y 4 filtros de tamaño 3×3) con función de activación ReLU, seguidas de max pooling 2×2 , normalización por lotes y dropout 0.1 para evitar sobreajuste. El resultado se aplana (flatten) y pasa a 32 neuronas FC (ReLU). Luego, la salida alimenta un módulo LSTM de 64 neuronas, con función de activación tanh y normalización por capas, encargado de procesar las dependencias temporales. Finalmente, las características extraídas atraviesan una FC de 64 neuronas (ReLU) y un clasificador softmax de 3 salidas, que entrega la probabilidad de pertenencia a cada clase de estabilidad. Para una mejor apreciación se presenta la Fig. 7.

Durante el entrenamiento se ajustaron los hiperparámetros más relevantes, como la tasa de aprendizaje (1×10^{-3}), el tamaño de lote (256), el número de épocas (600). Se empleó la función de pérdida categorical cross-entropy y el optimizador Adam.

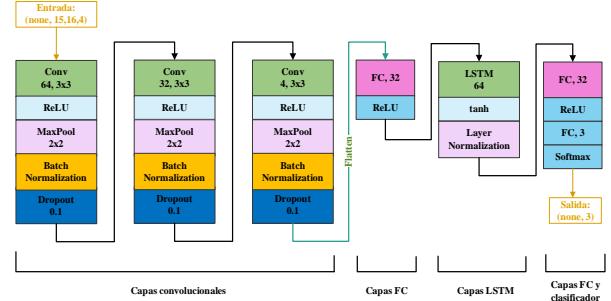


Figura 7: Arquitectura del Modelo RCNN-EE

Además, se aplicaron pesos de clase para compensar el desbalance del conjunto de datos original, el cual presentaba una marcada minoría de escenarios de inestabilidad de tensión de corto plazo (424 casos de ETCP sobre un total de 9883). Para mejorar el entrenamiento del modelo, se realizó un proceso de oversampling mediante la duplicación de dichos casos de ETCP, resultando en un conjunto de datos final de 10307 casos. Sobre este conjunto, se determinaron los pesos de penalización según la Ec. (2).

$$\alpha_j = \frac{n}{kn_j} \quad (2)$$

Donde α_j es el paso de la clase j , n es el número total de casos de estudio (10307), n_j es el número de casos de estudio de la clase j (estable: 7930, inestable por ET: 1529, inestable por ETCP: 848), y k es el número de clases que en este caso es 3. Por lo tanto, se obtuvo el vector de balance $\alpha = [0.43, 2.25, 4]$.

Con el objetivo de evaluar el impacto del desbalance de clases en el rendimiento del modelo, se realizaron múltiples análisis variando los pesos de clase (α), tal como se muestra en la Fig. 8. Se observa que asignar pesos proporcionales a la cantidad real de muestras por

clase mejora el desempeño en métricas sensibles al desbalance, especialmente el CU y el G-mean, lo que indica una mejor capacidad del modelo para detectar los casos inestables sin sacrificar el rendimiento general.

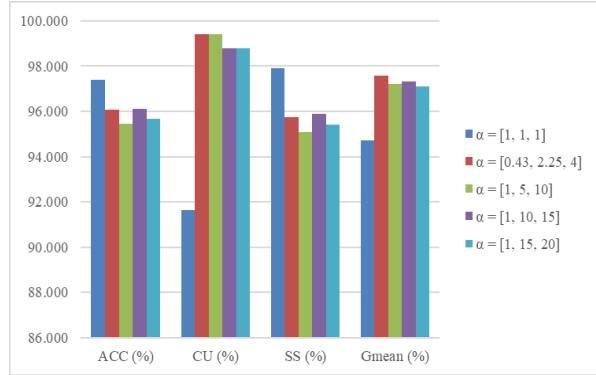


Figura 8: Métricas de Desempeño Considerando Diferentes Vectores de Pesos de Balance

4.3.2 Resultados del entrenamiento

Durante el proceso de entrenamiento, se registraron las curvas de pérdida y precisión tanto en el conjunto de entrenamiento como en el de validación (reservando un 20 % de los datos de entrenamiento para este último). La Fig. 9 muestra la evolución de la función de pérdida, donde se observa una disminución progresiva y estable hasta alcanzar valores bajos, lo que indica una buena convergencia del modelo sin evidencia de sobreajuste. Por su parte, la Fig. 10 presenta la evolución de la precisión, evidenciando un incremento sostenido hasta estabilizarse cerca del 97% para ambos conjuntos.

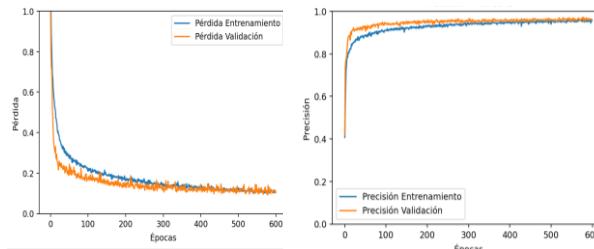


Figura 9: Evolución de la Pérdida Durante el Entrenamiento

Figura 10: Evolución de la Precisión Durante el Entrenamiento

4.4 Resultados del Desempeño

El desempeño del modelo RCNN-EE se evaluó mediante matrices de confusión para los conjuntos de entrenamiento y prueba, como se muestra en la Tabla 2. Los valores en la diagonal principal indican clasificaciones correctas (verdaderos positivos) para cada clase. Los valores fuera de la diagonal corresponden a errores de clasificación (falsos positivos o falsos negativos), que permiten calcular las métricas de desempeño de la Tabla 3.

Tabla 2: Matrices de Confusión tanto para los Datos de Entrenamiento como para los de Prueba

		Datos entrenamiento		
Real \ Predicción	Estable	Inestable ET	Inestable ETCP	
Estable	6099	1	232	
Inestable ET	2	1212	16	
Inestable ETCP	0	0	683	
Datos de prueba				
Real \ Predicción	Estable	ET	ETCP	
Estable	1530	1	67	
Inestable ET	1	286	12	
Inestable ETCP	0	0	165	

En cuanto a las métricas de desempeño, se resumen en la Tabla 3. Estas métricas reflejan un rendimiento adecuado del modelo de aprendizaje, manteniendo altos niveles de precisión y confiabilidad tanto en el conjunto de entrenamiento como en el de prueba. En particular, la métrica G-mean demuestra un buen desempeño global, especialmente en contextos con clases desbalanceadas.

Tabla 3: Métricas de Desempeño

Métrica	Datos de entrenamiento	Datos de prueba
Precisión (ACC) [%]	96.96	96.07
Sensibilidad (SS) [%]	96.71	95.78
Confiabilidad (CU) [%]	99.71	99.40
G-mean [%]	98.20	97.57

4.5 Comparación con Otros Modelos Deep Learning

Con el objetivo de confirmar un mejor desempeño de la RCNN-EE entrenada, en la Fig. 11 se presenta una comparación del comportamiento de la pérdida para los modelos LSTM, CNN y RCNN-EE. Se evidencia que el modelo propuesto (RCNN-EE) presenta una menor pérdida durante todo el entrenamiento, lo que se ve reflejado también en las métricas globales de rendimiento dispuestas en la Tabla 4.

Estos resultados permiten concluir que la arquitectura híbrida RCNN-EE supera a los modelos tradicionales CNN y LSTM, tanto en precisión como en métricas complementarias evaluadas sobre el conjunto de datos de prueba. Esto valida su capacidad de generalización para la tarea de clasificación del estado de estabilidad del sistema eléctrico ante escenarios no vistos durante el entrenamiento.

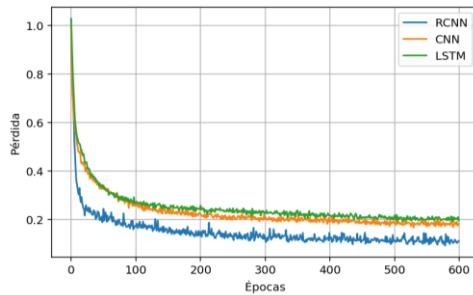


Figura 11: Comparación con Otras Máquinas de Aprendizaje

Tabla 4: Comparación con Otros Modelos Deep Learning

Método	ACC (%)	SS (%)	CU (%)	G-mean (%)
LSTM	91.80	91.29	97.60	94.40
CNN	91.95	91.35	98.80	95.00
RCNN-EE	96.07	95.75	99.40	97.57

4.6 Aplicación de la RCNN en Tiempo Real

La aplicación en tiempo real del modelo RCNN-EE requiere que la información proveniente de las PMU sea procesada de modo que el modelo entrenado pueda interpretar correctamente las señales y clasificar el estado del sistema. En este contexto, el modelo RCNN-EE debe predecir el estado de inestabilidad con la anticipación suficiente para decidir y ejercer una acción de control correctivo o de emergencia que evite la pérdida de estabilidad. En este sentido, se evaluaron y calcularon los tiempos asociados a la metodología para la predicción del estado de estabilidad. La ventana de datos analizada, de 140 ms, abarca la falla y la condición post falla. Los retardos de adquisición y transmisión de datos son de 100 ms. El tiempo requerido para el preprocesamiento de datos fue de 1,3 ms, mientras que el proceso de clasificación tomó aproximadamente 48,2 ms. Es importante destacar que estos tiempos de cálculo dependen en gran medida de las capacidades del equipo en el cual se ejecutó el modelo; por lo tanto, utilizando una máquina más moderna y con mayor capacidad de procesamiento, es posible reducirlos significativamente, tal como se ha demostrado en la referencia [9]. El tiempo total acumulado para la predicción, considerando los tiempos expuestos en la Fig. 12, se establece en 289,5 ms desde el inicio de la falla hasta la finalización de la predicción. Este valor es significativamente inferior al intervalo en que típicamente se desarrollan las inestabilidades de corto plazo, lo que permite que, una vez identificada la condición de inestabilidad, se tome oportunamente una decisión de control de emergencia. Entre estas acciones se destacan, por ejemplo, la desconexión selectiva de generadores ante fenómenos de inestabilidad transitoria o la desconexión de cargas dinámicas críticas frente a escenarios de colapso de tensión, mitigando así la pérdida de estabilidad del sistema.

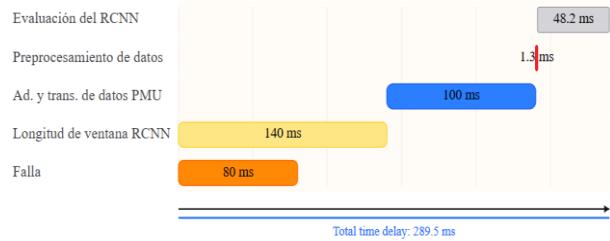


Figura 12: Línea de Tiempo para la Aplicación en Tiempo Real del Modelo de Aprendizaje

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La integración de generación renovable impacta significativamente la dinámica del sistema eléctrico, aumentando la complejidad en la evaluación de la estabilidad de corto plazo y exigiendo metodologías predictivas que consideren en estos escenarios tanto la estabilidad transitoria como la de tensión de manera conjunta.

El modelo híbrido RCNN-EE entrenado demuestra un alto desempeño predictivo (ACC: 96.07 %, G-mean: 97.57 %), superando a arquitecturas convencionales de aprendizaje profundo como CNN y LSTM, y mostrando una capacidad robusta para discriminar entre estados estables e inestables ante perturbaciones severas.

El modelo híbrido implementado permite una evaluación en tiempo real con tiempos menores a 400 ms, lo que, valida su aplicabilidad en sistemas de protección y control del sistema eléctrico, permitiendo la toma de decisiones de emergencia durante la operación en tiempo real de los sistemas de potencia.

Se evidenció que los clasificadores entrenados exclusivamente con topologías de generación convencional pierden capacidad predictiva ante la inclusión de fuentes renovables. Dado que la dinámica del sistema se ve alterada por el desplazamiento de la generación sincrónica, el uso de modelos sin actualizar bajo estas nuevas condiciones operativas compromete la confiabilidad de la evaluación en tiempo real.

TRABAJOS FUTUROS

Como trabajo futuro, se propone profundizar en el impacto de la incertidumbre asociada a la variabilidad estocástica de los recursos renovables. Asimismo, se plantea ampliar el alcance del estudio hacia la estabilidad impulsada por convertidores, analizando específicamente las interacciones de control de alta frecuencia y los fenómenos de interacción rápida. También se contempla la evaluación de escenarios de contingencia más complejos, como la pérdida simultánea de grandes bloques de generación renovable y sus efectos en la dinámica del sistema. Finalmente, se buscará optimizar la implementación del modelo RCNN-EE en hardware de mayor capacidad para reducir los tiempos de procesamiento, fortaleciendo así su integración en esquemas de control de emergencia en tiempo real.

AGRADECIMIENTOS

Trabajo financiado por el Servicio Alemán de Intercambio Académico (Deutscher Akademischer Austauschdienst—DAAD) y el programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan de Argentina.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W. Hao, M. Chen, and D. Gan, “Short-Term Voltage Stability Analysis and Enhancement Strategies for Power Systems With Photovoltaic Penetration,” *IEEE Access*, vol. 12, pp. 88728–88738, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3408903.
- [2] A. Borici, J. L. Rueda Torres, and M. Popov, “Comprehensive review of short-term voltage stability evaluation methods in modern power systems,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 14, Jul. 2021, doi: 10.3390/en14144076.
- [3] A. Sukhnandan, A. K. Saha, and B. Rigby, “A case study of voltage stability challenges (on a unique utility-scale system in a developing African country),” in *Proceedings of the 2021 1st International Conference on Advances in Electrical, Computing, Communications and Sustainable Technologies, ICAECT 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/ICAECT49130.2021.9392579.
- [4] D. Nitsch and H. Vennegeerts, “Evaluation of Simulations for Short-Term Voltage Stability Assessment with Respect to Model Uncertainties,” *Eng.*, vol. 6, no. 3, Mar. 2025, doi: 10.3390/eng6030041.
- [5] G. Cai, Z. Cao, C. Liu, H. Yang, Y. Cheng, and V. Terzija, “Online assessment of short-term voltage stability based on hybrid model and data-driven approach,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 158, Jul. 2024, doi: 10.1016/j.ijepes.2024.109930.
- [6] J. D. Pinzón, E. A. Tapia, and D. Graciela, “Evaluación de la Estabilidad de Tensión de Corto Plazo en Tiempo Real Usando Mediciones PMU e Inteligencia Artificial: hacia una Red Inteligente Auto Curable,” XVIII ERIAC Décimo Oitavo Encontro Regional Ibero-americano do Cigre, May 2019.
- [7] A. Adhikari, S. Naetiladdanon, and A. Sangswang, “Real-Time Short-Term Voltage Stability Assessment Using Combined Temporal Convolutional Neural Network and Long Short-Term Memory Neural Network,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 12, no. 13, Jul. 2022, doi: 10.3390/app12136333.
- [8] J. Cepeda and D. Colomé, “Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en Tiempo Real usando Tecnología de Medición Sincrofasorial,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 10, pp. 91–101, Dec. 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.103.
- [9] E. A. Tapia, D. G. Colomé, and J. L. Rueda Torres, “Recurrent Convolutional Neural Network-Based Assessment of Power System Transient Stability and Short-Term Voltage Stability,” *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 23, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15239240.
- [10] N. Hatziargyriou et al., “Definition and Classification of Power System Stability - Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [11] J. Pinzón and D. Colomé, “Voltage stability assessment using synchrophasor measurements: Trends and development,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America)*, p. 1, Sep. 2017, doi: 10.1109/ISGT-LA.2017.8126724.
- [12] D. Echeverría and J. Cepeda, “Evaluación de Estabilidad Transitoria de Sistemas de Potencia utilizando el concepto de Centro de Inercia,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 14, pp. 54–63, Nov. 2017, doi: 10.37116/revistaenergia.v14.n1.2018.157.
- [13] G. Guañuna, J. Cárdenas, D. G. Colomé, E. Tapia, J. León, and S. Chamba, “Impacto de la Generación Renovable en la Estabilidad Transitoria y la Estabilidad de Tensión de Corto Plazo,” in *Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica - SICEL 2025*, San Juan, Oct. 2025.
- [14] EPRI, “Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models,” Oct. 2023. [Online]. Available: www.epri.com
- [15] DIgSILENT, “DIgSILENT PowerFactory 2018 WECC Wind Turbine Generator Models WTG Models,” 2018. [Online]. Available: <http://www.digsilent.de>
- [16] G. Lammert, L. Pabón, P. Pourbeik, D. Fetzer, and M. Braun, “Implementation and validation of WECC generic photovoltaic system models in DIgSILENT PowerFactory,” 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Jul. 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741608.
- [17] G. M. Tina, G. Maione, and D. Stefanelli, “The Impact of Grid-Forming vs. Grid-Following Converters on Frequency Regulation: Comparing Centralised or Distributed Photovoltaic Generation,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 23, Dec. 2024, doi: 10.3390/en17235827.
- [18] Maria Nuschke, Sören Lohr, Adrien Guironnet, and Marianne Saugier, “Implementation and Validation



- of the Generic WECC Photovoltaics and Wind Turbine Generator Models in Modelica,” in Proceedings of 14th Modelica Conference 2021, Linköping, Sweden, September 20-24, 2021, Linköping University Electronic Press, Sep. 2021, pp. 633–642. doi: 10.3384/ecp21181633.
- [19] Z. Shi et al., “Convolutional neural network-based power system transient stability assessment and instability mode prediction,” *Appl Energy*, vol. 263, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114586.
- [20] J. León, G. Colomé, and E. Tapia, “Identificación de Generadores Críticos ante Problemas de Estabilidad Transitoria,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 21, no. 2, pp. 11–19, Jan. 2025, doi: 10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.684.
- [21] H. Bai and V. Ajjarapu, “A novel online load shedding strategy for mitigating fault-induced delayed voltage recovery,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 294–304, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2047279.
- [22] M. Jha and S. Chakrabarti, “Estimation of the Rotor Angle of a Synchronous Generator by using PMU Measurements,” *2015 IEEE Eindhoven PowerTech,* pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232347.
- [23] L. Zhu, W. Wen, J. Li, and Y. Hu, “Integrated Data-Driven Power System Transient Stability Monitoring and Enhancement,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 39, no. 1, pp. 1797–1809, Jan. 2024, doi: 10.1109/TPWRS.2023.3266387.

de investigación y transferencia tecnológica. Sus principales áreas de investigación son el modelado, la simulación, la supervisión, la estabilidad y el control de sistemas eléctricos de potencia.



Estefanía Alexandra Tapia Suárez. - obtuvo su título de Ingeniera Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, en 2015. Recibió el título de Doctora en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, en 2022.

Posteriormente, se incorporó como Investigadora en Inteligencia Artificial en AIMEN Centro Tecnológico, Vigo, España, liderando proyectos relacionados con el consumo energético y la optimización de procesos industriales mediante análisis de datos y aprendizaje automático. Actualmente, se desempeña como Investigadora Posdoctoral en TU Delft, Países Bajos. Sus líneas de investigación incluyen la dinámica de sistemas eléctricos de potencia, estabilidad de voltaje, aplicaciones de sincrofases, aprendizaje automático e inteligencia artificial aplicados a sistemas eléctricos.



Gabriel Francisco Guañuna Tenorio. - obtuvo su título de Ingeniero Eléctrico por la Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2022. Estudiante de la Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Su

investigación se enfoca en la estabilidad de corto plazo en sistemas eléctricos con generación renovable, aplicando técnicas de aprendizaje profundo y modelos dinámicos en Python y PowerFactory.



Delia Graciela Colomé. - Doctora en Ingeniería Eléctrica, graduada en 2009 por la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Profesora y consultora del Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ – CONICET. Coordinadora de la carrera de Ingeniería Eléctrica (2011-2018) y

directora del Departamento de Posgrado de la Facultad de Ingeniería (2016-2021). Actualmente dirige proyectos

Adaptive Generator Tripping to Improve Transient Stability in Systems with Renewable Generation Integration

Desconexión Adaptable de Generadores para Mejorar la Estabilidad Transitoria en Sistemas con Integración de Generación Renovable

J.C. Cardenas¹

ID 0009-0007-2057-2830

D.G. Colomé¹

ID 0000-0002-2926-5366

E.A. Tapia² ID 0000-0002-3340-8278¹Universidad Nacional de San Juan – CONICET, Instituto de Energía Eléctrica, San Juan, ArgentinaE-mail: jcardenas@iee.unsj.edu.arE-mail: gcolome@iee-unsjconicet.org²Delft University of Technology: Delft, South Holland, NLE-mail: E.A.TapiaSuarez@tudelft.nl

Abstract

The massive integration of renewable energy sources, such as wind and photovoltaic power, has altered the dynamics of Power Systems (PS), reduced rotational inertia and affected transient stability. To address this challenge, this work applies to an Adaptive Generation Tripping Scheme (AGTS) based on deep learning and PMU measurements to adaptively identify and disconnect in real time the critical generators responsible for instability in a system with high renewable energy penetration.

The proposed methodology employs a dynamic database encompassing various operational scenarios and n-1 contingencies to train a hybrid Recurrent Convolutional Neural Network (RCNN) that identifies the generators whose disconnection allows the system to recover stability. The results demonstrate that the model enables the recovery of transient stability with minimal disconnection of conventional generation and response times below 0.5 s, achieving accuracy and effectiveness above 97%, thus confirming its potential for real-time application in systems with high renewable penetration.

Resumen

La integración masiva de fuentes de energías renovables, como la eólica y la fotovoltaica, ha modificado la dinámica de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), reduciendo la inercia rotacional y afectando la estabilidad transitoria. Ante este desafío, en este trabajo se aplica el Esquema Adaptativo de Desconexión de Generación (EADG) basado en aprendizaje profundo y mediciones PMU para identificar de forma adaptable y desconectar en tiempo real los generadores críticos responsables de la inestabilidad en un sistema con alta penetración de generación basada en fuentes de energía renovable.

La metodología aplicada utiliza una base de datos dinámica con distintos escenarios operativos y contingencias n-1, para entrenar una red neuronal híbrida RCNN que identifica los generadores cuya desconexión permite recuperar la estabilidad del sistema. Los resultados demuestran que el modelo permite la recuperación de estabilidad transitoria con una desconexión mínima de generación convencional y tiempos de respuesta inferiores a 0.5 s, demostrando su precisión y efectividad, mayores al 97%, y aplicabilidad en tiempo real en sistemas con alta penetración renovable.

Index terms— Renewable energy, Transient stability, Deep learning, Adaptive tripping scheme, PMU.

Palabras clave— Energías renovables, Estabilidad transitoria, Aprendizaje profundo, Esquema Adaptable de desconexión de generación, PMU.

Recibido: 05/11/2025, Aprobado tras revisión: 14/01/2026

Forma sugerida de citación: Cárdenas, J.; Colomé, G; Tapia, E. (2026). “Desconexión Adaptable de Generadores para Mejorar la Estabilidad Transitoria en Sistemas con Integración de Generación Renovable”. Revista Técnica “energía”. No. 22, Issue II, Pp. 13- 23

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.724>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

El objetivo global de descarbonizar la matriz energética ha impulsado la incorporación masiva de fuentes de energía renovable (FER) en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Los avances tecnológicos y las políticas de sostenibilidad han favorecido su expansión, aunque esta transición introduce nuevos desafíos operativos al reducir la inercia y comprometer la estabilidad del sistema [1].

La disminución de inercia afecta directamente la estabilidad transitoria (ET), limitando la capacidad del sistema para reaccionar ante perturbaciones severas dentro de tiempos adecuados para una acción de control efectiva [2]. En este contexto, se requiere el desarrollo de metodologías más rápidas de evaluación y respuesta.

Los métodos tradicionales de análisis paso a paso son ineficientes para su aplicación en tiempo real por su alta demanda computacional [3], [4]. Los métodos directos, aunque más rápidos, presentan limitaciones al no considerar modelos dinámicos detallados [3]. Actualmente, las Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU) permiten evaluar la estabilidad en tiempo real mediante minería de datos y aprendizaje profundo [3], [4].

Sin embargo, la mayoría de estas metodologías fueron desarrolladas bajo paradigmas de generación convencional, reduciendo su eficacia en sistemas con alta penetración renovable. En [5], se analizó el impacto de las FER en la estabilidad de tensión de corto plazo (ETCP) y la ET, concluyendo que la mayor presencia renovable incrementa los casos de inestabilidad transitoria debido a la pérdida de inercia.

Este trabajo toma como base los escenarios de [5], focalizándose en los casos inestables transitorios. Sobre ellos se aplica la metodología de identificación de generadores críticos propuesta en [4], adaptándola a sistemas con alta penetración renovable para implementar un Esquema Adaptativo de Desconexión de Generación (EADG).

El documento se organiza en cinco capítulos: el Capítulo 2 aborda los fundamentos teóricos y herramientas empleadas; el Capítulo 3, la metodología aplicada; el Capítulo 4, los resultados obtenidos; y el Capítulo 5, las conclusiones del estudio.

2. MARCO TEÓRICO

Para poner en contexto la presente investigación, se presenta una serie de conceptos sobre estabilidad transitoria y herramientas necesarias para aplicar la metodología propuesta en [4] a sistemas con alta penetración de generación basada en FER.

2.1 Estabilidad Transitoria

La ET se define como la capacidad del sistema eléctrico para mantener el sincronismo tras una

perturbación severa. Esta condición depende de la habilidad de los generadores síncronos (SG) para restablecer el equilibrio entre el par mecánico \bar{T}_m suministrado por la turbina y el par electromagnético \bar{T}_e producido por la máquina [6].

El ángulo del rotor constituye la variable principal para analizar este fenómeno, ya que refleja directamente las oscilaciones del generador durante y después de una falla. Dicho comportamiento se describe mediante la ecuación del movimiento rotacional (ecuación 1):

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (1)$$

Donde H es la constante de inercia, ω_0 la velocidad angular nominal y δ el ángulo del rotor respecto al eje síncrono.

Cuando este equilibrio se pierde, el ángulo del rotor aumenta progresivamente, lo que puede conducir a la pérdida de sincronismo del generador con el resto del sistema. Este fenómeno caracteriza la inestabilidad transitoria, manifestada por una divergencia del ángulo rotórico.

Como medida de emergencia, se aplican esquemas de desconexión automática de generación (DAG) o el Esquema Adaptativo de Desconexión de Generación (EADG) propuesto en [4], con el objetivo de preservar la estabilidad global del sistema y mitigar el impacto de la falla [7].

2.2 Modelos Dinámicos de Fuentes de Energía Renovable (FER)

El creciente uso de fuentes de energía renovable, especialmente eólica y fotovoltaica ha introducido nuevos desafíos para la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Con el fin de analizar su comportamiento dinámico frente a contingencias, se emplean los modelos desarrollados por el EPRI y posteriormente validados y estandarizados por el WECC, los cuales están implementados en plataformas de simulación como PowerFactory, ampliamente utilizadas en estudios de estabilidad [8].

Dado que la respuesta dinámica de estas fuentes influye directamente en la estabilidad del sistema, su modelado detallado resulta esencial. En los estudios de flujo de carga, las plantas renovables se representan como generadores conectados mediante transformadores capaces de inyectar potencia activa y reactiva de forma controlada, lo que permite mantener la tensión del sistema cuando operan con factor de potencia constante [9].

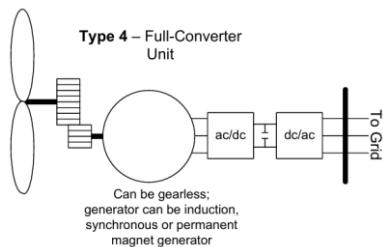


Figura 1: Representación Esquemática de un Generador Eólico Tipo 4 Conectado a Red. Fuente: [10]

En los análisis dinámicos, los generadores renovables tipo 4, mostrados en la Figura 1, se modelan como sistemas totalmente desacoplados de la red mediante convertidores electrónicos de potencia. Según [10], estos modelos de Recursos Basados en Inversores (IBR) se fundamentan primordialmente en un control de corriente de lazo interno rápido (fast inner-loop current control).

Es importante precisar que, si bien la literatura distingue entre tecnologías seguidoras de red (Grid-Following - GFL) y formadoras de red (Grid-Forming - GFM), el nombre de un modelo genérico por sí solo no determina su categoría. El presente estudio se centra en el desempeño de inversores bajo una configuración que, si bien es compatible con servicios auxiliares de frecuencia y tensión, opera primordialmente bajo la premisa de seguimiento de red (Grid-Following - GFL).

No obstante, se reconoce que la arquitectura de estos modelos genéricos permite, mediante ajustes específicos, representar comportamientos de formación de red (Grid-Forming - GFM), asegurando la estabilidad global del sistema ante perturbaciones.

2.3 Esquemas de Protección Especial

Los Esquemas de Protección Especial (SPE) constituyen una estrategia avanzada dentro de los sistemas eléctricos de potencia, diseñada para preservar la estabilidad del sistema ante condiciones anormales. Estos esquemas ejecutan acciones de control predefinidas tras la ocurrencia de una contingencia, basándose en simulaciones fuera de línea que consideran la seguridad estática y dinámica del sistema [3].

A diferencia de las protecciones convencionales, que actúan de forma local e independiente, los SPE operan de manera coordinada a nivel sistémico, integrando múltiples señales y dispositivos con el fin de evitar colapsos de tensión, frecuencia o pérdida de sincronismo. Su implementación permite mantener la integridad operativa frente a perturbaciones severas.

Según el tipo de variable que desencadena su actuación, los SPE pueden clasificarse en dos grupos:

- Basados en eventos, que se activan ante la detección de una contingencia específica o una combinación de fallas predefinidas.
- Basados en respuesta, que actúan al detectar cambios en variables eléctricas medibles, como

la tensión o la frecuencia, una vez que el sistema ha comenzado a desviarse de su condición estable [4].

En [4], la EADG se plantea como un esquema de protección especial adaptativo capaz de identificar generadores críticos responsables de la pérdida de estabilidad transitoria. A diferencia de los SPE tradicionales, basados en escenarios predefinidos, el esquema propuesto utiliza técnicas de aprendizaje profundo (DL) mediante una red neuronal convolucional recurrente (RCNN) entrenada con una amplia base de datos que abarca numerosas y muy diversas condiciones operativas y contingencias. De esta manera, el EADG aprende directamente de la dinámica del sistema a partir de mediciones PMU, permitiendo una decisión basada en respuesta más rápida, precisa y generalizable ante disturbios severos [4].

2.4 Deep Learning

La Inteligencia Artificial (IA) abarca técnicas orientadas a la extracción de conocimiento a partir de datos, donde el Aprendizaje Automático (ML) constituye su base y el DL una extensión que utiliza múltiples capas no lineales para extraer y transformar características automáticamente [11], [12].

El DL ha mostrado alto rendimiento en aplicaciones eléctricas como el pronóstico eólico, la predicción de carga crítica y la mitigación de inestabilidades de tensión [13], [14]. Si bien existen distintos modelos de DL, la implementación de estructuras híbridas mejora el desempeño al combinar las fortalezas de diferentes arquitecturas [14]. En este trabajo se utiliza el modelo híbrido CNN-LSTM propuesto en [4] y [14], que integra la detección de patrones espaciales de las CNN con la capacidad de las LSTM para capturar dependencias temporales.

La integración de ambas arquitecturas conforma la Red Neuronal Convolucional Recurrente (RCNN), capaz de extraer simultáneamente las características espaciales y temporales de las señales del sistema eléctrico, mejorando así la precisión y robustez del proceso de clasificación.

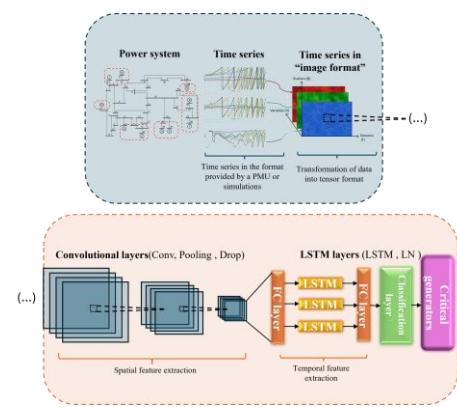


Figura 2: Modelo de Arquitectura de Red Híbrida [4]



En la Figura 2 se presenta la arquitectura del modelo RCNN donde recibe como entrada series de tiempo medidas por unidades PMU, que representan variables del sistema eléctrico durante la falla y en los instantes posteriores a su despeje. Estas series son transformadas en tensores de datos, los cuales se procesan de forma secuencial a través de capas convolucionales, LSTM y capas de conexión completa (FC), para finalmente realizar la clasificación de generadores críticos.

3. METODOLOGÍA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERADORES

La metodología de identificación de generadores críticos adoptada en este trabajo se basa en la propuesta de [4], estructurada en cuatro etapas principales: construcción de la base de datos, selección de variables representativas, etiquetado de generadores críticos y entrenamiento del modelo híbrido RCNN.

En este estudio, se amplía la metodología al incorporar FER en el sistema de prueba, generando una nueva base de datos dinámica que incluye escenarios operativos con generación eólica y fotovoltaica.

3.1 Bases de Datos

La generación de una base de datos adecuada constituye un paso fundamental en metodologías basadas en aprendizaje profundo, ya que el desempeño del modelo depende directamente de la representatividad y diversidad de los datos empleados. En este estudio, la base de datos se desarrolla en dos etapas complementarias: estática y dinámica.

En la primera etapa se realiza el cálculo del flujo óptimo de potencia (OPF) considerando la integración de fuentes de energía renovable (FER) en diferentes escenarios operativos. Este procedimiento permite definir el despacho de generación convencional y renovable, reflejando la reducción de la inercia rotacional asociada a la sustitución de unidades síncronas por generación eólica y fotovoltaica.

En la segunda etapa se generan series de tiempo mediante simulaciones de transitorios electromecánicos, manteniendo constantes los escenarios de carga y la topología del sistema, pero modificando el despacho de generación para incluir FER. Estas simulaciones permiten caracterizar la respuesta dinámica del sistema ante distintas contingencias N-1, como cortocircuitos trifásicos y salidas de generación.

La modelación de las plantas renovables se basa en el modelo dinámico Tipo 4, que representa el comportamiento del convertidor mediante bloques funcionales (Figura 3) y control directo de tensión. El etiquetado de los escenarios de estabilidad (estable, inestable por ET o ETCP) sigue la metodología descrita en [15], basada en la observación de la pérdida de sincronismo y la respuesta del sistema tras las acciones de control.

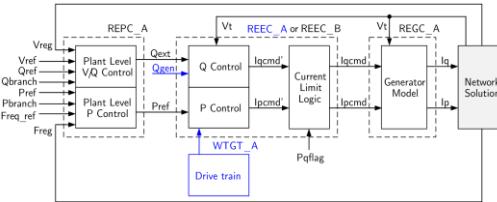


Figura 3: Diagrama de Bloques Funcionales del Modelo Dinámico Tipo 4. Fuente: [16]

3.2 Selección de Variables de Entrada al Modelo RCNN

Los datos de entrada del modelo RCNN para la identificación de generadores críticos se conforman por series de tiempo de variables eléctricas y mecánicas representativas del comportamiento dinámico del sistema. Estas variables deben ser capaces de reflejar con claridad los fenómenos asociados a la pérdida de sincronismo dentro de una ventana temporal reducida y provenir de mediciones o estimaciones obtenidas mediante PMU, lo que permite su implementación en tiempo real.

En este estudio se emplean cuatro variables: magnitud y ángulo de tensión (U, θ), ángulo del rotor (δ) y velocidad angular equivalente (ω). Todas ellas se registran en barras con unidades generadoras y cargas dinámicas, lo que permite obtener información sobre la dinámica de los fenómenos que se desarrollan en el corto plazo.

De acuerdo con [14] y [4], estas variables han demostrado ser adecuadas para caracterizar tanto la estabilidad de tensión de corto plazo como la estabilidad transitoria. Así, el modelo RCNN utiliza como entradas señales directamente medibles por PMU, sin requerir información explícita sobre la topología del sistema o el tipo y localización de la contingencia. Dichos aspectos se encuentran implícitos en la base de datos dinámica generada a partir de simulaciones, la cual debe actualizarse y reentrenarse ante cambios en la red o en el parque de generación.

3.3 Identificación de Generadores Críticos

Con la finalidad de etiquetar a los generadores que son críticos, en todos los casos de la base de datos clasificados como ET utilizando [14] y [15], para usarlo como salida en el entrenamiento del modelo híbrido RCNN, es necesario primero determinar a través de un ranking de desconexión y simulaciones dinámicas las plantas que al ser desconectadas son responsables de la pérdida de estabilidad del sistema. Para ello se aplica la propuesta de [4]:

3.3.1 Ranking de desconexión

El proceso inicial para formar el etiquetado de generadores críticos consiste en elaborar una clasificación de desconexión evaluando en el tiempo a los generadores que alcanzan el límite teórico de estabilidad $\pm 180^\circ$ [17].

El tiempo en el que alcanza dicho valor permite establecer el orden de pérdida de sincronismo, generando así un ranking temporal de las unidades más susceptibles a la inestabilidad.

Para exemplificar el procedimiento de construcción del ranking de desconexión se muestra en la Figura 4 la evolución del ángulo del rotor de los generadores sincrónicos en un escenario con problemas por ET por falla trifásica en una línea de transmisión en el sistema IEEE New England de 39 barras.

En la Figura 4 se observa que el primer generador en perder sincronismo es el G07, en celeste, aproximadamente a los 850 ms, luego cien milisegundos más tarde, lo hace G06, en verde, y así sucesivamente. A partir de estos resultados se construye el ranking de desconexión de la Tabla 3.1.

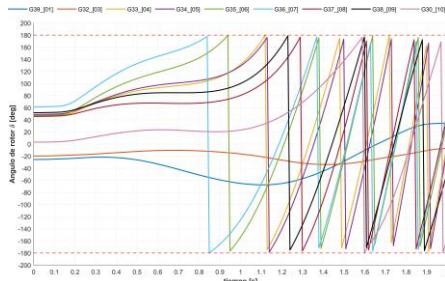


Figura 4: Evolución en el Tiempo del Ángulo de Rotor del Generador Síncronico (caso 770)

Tabla 3.1: Ranking de Desconexión (Caso 770)

Ranking	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°
Gen	G36	G35	G33	G34	G38	G37	G30

3.3.2 Etiquetado de generadores críticos

Una vez establecido el ranking de desconexión (Tabla 3.1), este conjunto de generadores se emplea en una segunda etapa, donde se ejecutan nuevas simulaciones dinámicas aplicando la desconexión acumulativa en el mismo orden en que las máquinas perdieron sincronismo.

Después de cada desconexión, se evalúa si la acción de control restaura la estabilidad del sistema. Caso contrario, se continúa con la desconexión progresiva según el ranking hasta alcanzar un estado estable.

Los generadores cuya desconexión permite recuperar la estabilidad se etiquetan como críticos.

Para ilustrar esto, la Figura 5 muestra la evolución del ángulo del rotor de los generadores tras aplicar la desconexión del generador G07, primero en el ranking. Se observa que, una vez ejecutada la acción de control, el sistema recupera la estabilidad y los ángulos del rotor tienden a estabilizarse. Por tanto, G07 se clasifica como el único generador crítico, ya que, para este estado operativo y contingencia, su desconexión logra restablecer la estabilidad y evitar la propagación de la inestabilidad en el sistema.

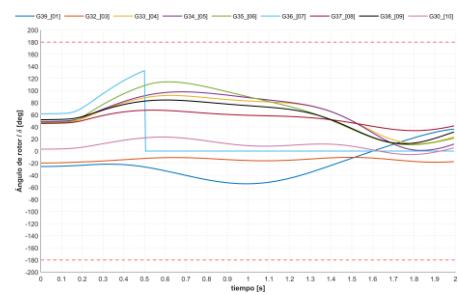


Figura 5: Mitigación de la Inestabilidad Mediante la Desconexión del Generador G36 Según el Ranking

Aquí la metodología propuesta adquiere especial relevancia al incorporar un ranking de desconexión que permite priorizar las unidades generadoras más influyentes en la pérdida de estabilidad. Este enfoque posibilita una acción más selectiva y eficiente, evitando desconexiones innecesarias y preservando la mayor cantidad posible de generación en servicio, lo que optimiza la respuesta del sistema ante contingencias severas.

3.4 Modelo RCNN

3.4.1 Preprocesamiento de datos

Antes del entrenamiento, los datos se transforman a un formato compatible con las capas iniciales del modelo, en especial las convolucionales, representándose como un tensor tridimensional cuyos ejes corresponden al número de barras (B), muestras temporales (T) y variables eléctricas seleccionadas. En las barras donde no existen generadores o motores, los valores correspondientes al ángulo del rotor y a la velocidad angular se completan con un valor de 1 pu, a fin de mantener la dimensionalidad y consistencia de las series temporales utilizadas en el entrenamiento del modelo.

El eje T define las muestras dentro de una ventana temporal de 140 ms, suficiente para captar la dinámica inmediatamente posterior a la contingencia. El eje B representa las barras con generación y cargas dinámicas, mientras que el tercer eje agrupa las cuatro variables: magnitud y ángulo de tensión (U, θ), ángulo del rotor (δ) y velocidad (ω), de modo que el tensor de entrada se define como $(U, \theta, \delta, \omega) \in \mathbb{R}^{(T \times B \times 4)}$.

En los casos estables o inestables ETCP todos los generadores se etiquetan con valor cero, dado que en estos casos no se presentan generadores críticos. Finalmente, se aplica una normalización z-score, ajustando las variables a media cero y varianza unitaria para unificar sus escalas [14].

3.5 Métricas de desempeño

Dado que el modelo de aprendizaje predice conjuntos de generadores críticos, la métrica de evaluación del rendimiento se fundamenta en la similitud entre conjuntos.

Para ello, se emplea el Índice de Jaccard, que cuantifica el grado de similitud entre dos conjuntos de



elementos [4], según la ecuación (2).

$$J(S_i, S_j) = \frac{|S_i \cap S_j|}{|S_i| + |S_j| - |S_i \cap S_j|} \quad (2)$$

Donde $J \in [0,1]$ y $J(S_i, S_j) = 1$.

Para este caso la clasificación es considerada correcta cuando $J(\widetilde{G}_c, G_c) = 1$, siendo \widetilde{G}_c el conjunto predicho por la maquina y G_c el conjunto de valores verdaderos.

En este trabajo se utilizan las tres métricas basadas en el índice Jaccard definidas en [4] y [14]:

El Índice de Precisión Jaccard (JACC) evalúa el rendimiento global del modelo, considerando tanto los casos estables como los inestables. En los casos estables o inestables ETCP, se espera que el modelo no identifique generadores críticos. El Índice Jaccard para casos inestables (JACCU) mide el desempeño tomando en cuenta solo los escenarios inestables transitorios.

Por su parte, el Índice de Efectividad Jaccard (JACCUE) determina la capacidad del modelo para predecir conjuntos de generadores suficientes que eviten la inestabilidad transitoria. A diferencia de otros indicadores, no penaliza las predicciones con generadores adicionales, siempre que el conjunto estimado incluya a todos los clasificados como críticos. Así, JACCUE refleja la efectividad del modelo en mitigar la pérdida de sincronismo, priorizando la restauración de la estabilidad del sistema sobre la coincidencia exacta con las etiquetas. Si el modelo predice menos generadores o un conjunto incompleto, no es suficiente para mitigar la inestabilidad.

4. ANALISIS DE RESULTADOS

El análisis se realiza sobre el sistema IEEE New England de 39 barras, Figura 6, mediante la incorporación de 600 MW de generación eólica y 600 MW de generación fotovoltaica, ubicadas en las barras 34, 32 y 33, seleccionadas por su mayor potencial renovable [5]. Cada parque fotovoltaico se modela con dos centrales de 100 MW, mientras que cada parque eólico está conformado por 100 aerogeneradores de 2 MW, configuraciones que reflejan las características típicas de los parques modernos [5].

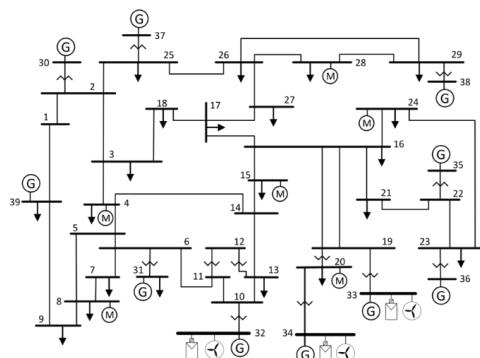


Figura 6: Sistema New England 39 Barras con Penetración de Energías Renovables [5]

4.1 Bases de Datos

La base de datos empleada en este estudio se desarrolla a partir de la metodología aplicada en [5], donde se detalla el procedimiento completo de generación y etiquetado de escenarios.

El conjunto final está conformado por 9883 escenarios convergentes, obtenidos del cálculo del flujo óptimo de potencia (OPF) en PYPOWER, agrupados en tres bandas horarias: valle, resto y pico. Cada banda incluye la integración de 600 MW de generación eólica y 600 MW fotovoltaica, representando condiciones operativas con alta penetración de fuentes renovables. Los resultados del cálculo OPF se resumen en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Resultado de Cálculo de Flujo de Carga Óptimo

Banda horaria	Casos – con FER	
	Convergen	No convergen
Valle	3335	3
Resto	4541	20
Pico	2007	94
Total	9883	117

A partir de los escenarios obtenidos en el flujo óptimo de potencia, se ejecutaron simulaciones dinámicas RMS en DIgSILENT PowerFactory, generando un conjunto etiquetado según el estado de estabilidad del sistema, tal como se muestra en la Tabla 4.2.

Las perturbaciones aplicadas corresponden a cortocircuitos trifásicos despejados a los 80 ms y desconexiones de generación aplicadas a los 200 ms del inicio de la simulación.

Tabla 4.2: Clasificación de Estado de Estabilidad por Banda Horaria

Banda Horaria	Flag	Estado	#Casos
			0
Valle	0	Estable	3236
	1	ET	94
	2	ETCP	5
Pico	0	Estable	1435
	1	ET	451
	2	ETCP	121
Resto	0	Estable	3259
	1	ET	984
	2	ETCP	298
Total, Estables			7930
Total, inestables ET			1529
Total, inestables ETCP			424

4.2 Evaluación de Generadores Críticos

En los 1529 casos identificados como inestables transitorios, el primer paso en la clasificación de generadores críticos consiste en formar el conjunto o ranking de máquinas que pierden sincronismo, ordenadas según el instante temporal en que ocurre dicha pérdida. Posteriormente, se evalúa la estabilidad del sistema aplicando la desconexión progresiva de los generadores en el orden establecido. Este procedimiento permite determinar cuáles unidades, al ser desconectadas, restablecen la estabilidad del sistema, por tanto,

clasificándolas como críticas.

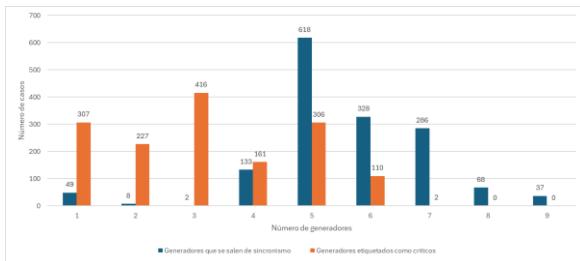


Figura 7: Número de Generadores que Pierden Sincronismo Frente a Generadores Etiquetados como Críticos

La Figura 7 muestra sobre el conjunto de casos inestables transitorios, la comparación entre la cantidad de generadores que pierden sincronismo y aquellos que son realmente críticos y provocan la inestabilidad del sistema. Se observa que, para el caso de cinco generadores, existen 618 casos aproximadamente, el 40 % del total en los que las máquinas pierden sincronismo. Sin embargo, en solo 306 casos, cerca del 20 %, son cinco los generadores efectivamente críticos. Otra situación se presenta en los casos con nueve generadores en el ranking, 2 % de los escenarios, donde en ningún caso fue necesario desconectar los nueve. De esto se concluye que, aunque en condiciones críticas puedan llegar a perder sincronismo hasta el 90 % de las unidades, no es indispensable desconectar todas para recuperar la estabilidad.

La metodología propuesta demuestra que es posible restablecer el sistema mediante la desconexión de un número reducido de generadores, optimizando así la respuesta de control ante eventos severos.

4.3 Diseño del modelo RCNN

El modelo híbrido RCNN tiene como objetivo identificar los generadores críticos responsables de la pérdida de sincronismo ante inestabilidad transitoria. Como entradas, utiliza tensores tridimensionales formados por series de tiempo de las variables eléctricas del sistema como se explica en el punto 3.4.1. La salida del modelo consiste en un vector binario donde los generadores críticos se etiquetan con valor 1 en los casos etiquetados como ET, mientras que en los casos estables o con problemas de ETCP se asigna el valor 0.

Basado en estudios previos sobre estabilidad transitoria con DL [4], y considerando la naturaleza del problema, se adopta la arquitectura híbrida mostrada en la Figura 8.

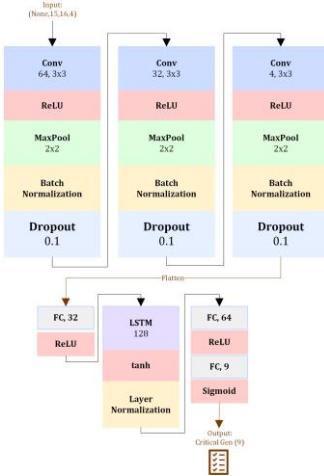


Figura 8: Modelo de Arquitectura de Red Híbrida

El modelo híbrido RCNN combina una red convolucional (CNN) y una LSTM, integrando el análisis espacial y temporal de las señales eléctricas. La CNN está conformada por tres capas convolucionales con 64, 32 y 4 filtros, kernel de 3×3 y función de activación ReLU, seguidas de operaciones de max pooling (2×2), Batch Normalization y un Dropout de 0.1 para reducir el sobreajuste. Las salidas se aplanan (flattening) y se conectan a una capa densa de 32 neuronas.

Posteriormente, la LSTM, con 128 unidades y función de activación tanh, captura las dependencias temporales de las señales aplicando normalización por capas para estabilizar el entrenamiento.

Finalmente, las características extraídas se procesan en una capa densa de 64 neuronas con regularización L2, seguida de una capa de salida con 9 neuronas con función activación sigmoide, que actúa como clasificador y estima la probabilidad de que cada generador sea crítico.

Antes del entrenamiento, se definieron los hiperparámetros que controlan el proceso de aprendizaje del modelo, los cuales fueron ajustados siguiendo el esquema propuesto en [4]. La Tabla 4.3 resume los principales hiperparámetros de entrenamiento utilizados.

Tabla 4.3: Hiperparámetros del Modelo [4]

Hiperparámetros de entrenamiento	Funciones / parámetros elegidos
Función de pérdida	Weighted Cross-Entropy (WCE), $\beta = 0.001$
Algoritmo de optimización	Adam, learning rate = 0.0001
Técnica de inicialización	Glorot Uniform
Batch size	64
Épocas	1000

El objetivo de ajustar hiperparámetros es mejorar la estabilidad del entrenamiento y la capacidad de generalización del modelo, evitando el sobreajuste.

4.4 Entrenamiento del Modelo

Durante el entrenamiento, el modelo ajusta de forma iterativa los pesos y sesgos internos para minimizar la diferencia entre las predicciones y los valores reales.



El modelo se entrena utilizando una ventana temporal de 140 ms para las series de tiempo (U , θ , δ y ω), diseñada para capturar la respuesta dinámica del sistema durante la perturbación o contingencia y después de su despeje en caso de fallas. Los datos presentan una frecuencia de muestreo de 100 Hz, característica de las PMU.

Los datos se dividen aleatoriamente en un 85 % (8400 casos) para el conjunto de entrenamiento —que incluye validación interna durante el proceso de ajuste— y un 15 % (1483 casos) para prueba, preservando la proporción de los distintos estados de estabilidad del sistema.

El desempeño del modelo se evalúa mediante su función de pérdida, que cuantifica la discrepancia entre las predicciones y los valores reales. Este análisis permite diagnosticar problemas de sobreajuste (overfitting) o subajuste (underfitting), además de verificar la representatividad de los conjuntos de entrenamiento y validación durante el proceso de aprendizaje.

Con el fin de evaluar el comportamiento del modelo y verificar que no se presenta sobreajuste se muestra en la Figura 9 el resultado del entrenamiento. En esta figura se observa que, con un entrenamiento de 300 épocas, las curvas de pérdida de entrenamiento y validación convergen de forma estable, lo que indica que el modelo alcanza un equilibrio adecuado entre aprendizaje y generalización.

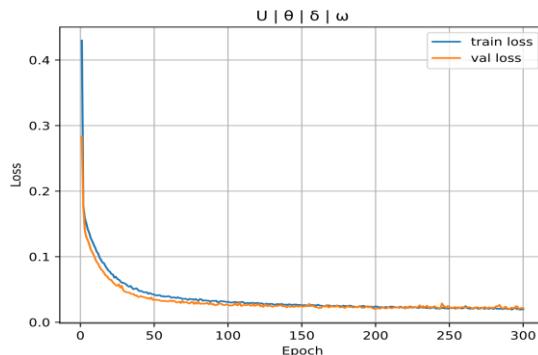


Figura 9: Respuesta de Función de Pérdida con 300 Épocas

Adicionalmente, se realizó el entrenamiento independiente de los módulos que integran la arquitectura híbrida con el fin de evaluar el desempeño individual de cada algoritmo. El primer componente consiste en una red neuronal convolucional (CNN) estructurada con tres capas ocultas de 64, 32 y 4 filtros, respectivamente, empleando un tamaño de núcleo uniforme de 3×3 . El segundo componente corresponde a una red de memoria a largo plazo (LSTM) configurada con una unidad de memoria de 128 neuronas. Como se observa en la Figura 10, la curva de aprendizaje demuestra que el modelo híbrido RCNN alcanza una convergencia superior, obteniendo la menor función de pérdida en comparación con las arquitecturas evaluadas por separado.

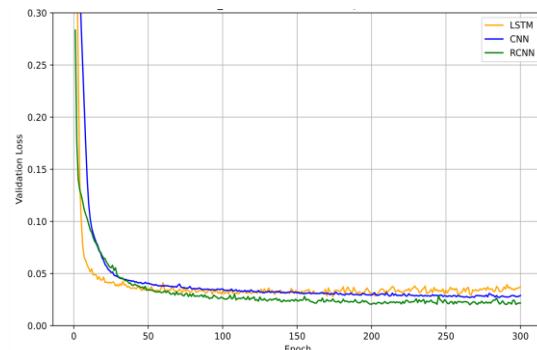


Figura 10: Respuesta de Función de Perdida de Modelos CNN, LSTM y RCNN

4.5 Resultados de Desempeño

Posterior al proceso de entrenamiento, el modelo se evalúa mediante las métricas de desempeño tanto en el conjunto de entrenamiento como en el conjunto de prueba, con el objetivo de verificar su capacidad para obtener buenos resultados ante casos no conocidos, Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Métricas de Desempeño para Modelo Entrenado con 300 Épocas

V θ δ ω	Datos de entrenamiento	Datos de prueba
JACC [%]	99,16%	99,47%
JACCU [%]	95,16%	97,20%
JACCUE [%]	98,10%	98,72%

La Tabla 4.4 muestra que el modelo RCNN alcanza un desempeño consistente entre los conjuntos de entrenamiento y prueba, evidenciando una correcta capacidad de generalización.

Para evaluar la efectividad del modelo híbrido de aprendizaje profundo, en la Tabla 4.5 se compara el resultado de desempeño frente a sus modelos independientes CNN y LSTM. Como se puede observar el modelo que mejores resultados tiene es el modelo Híbrido con un rendimiento por encima del 97%.

Tabla 4.5: Métricas de Desempeño entre Modelos de Aprendizaje CNN, LSTM y RCNN

	CNN	LSTM	RCNN
JACC [%]	99,02%	98,85%	99,47%
JACCU [%]	93,72%	92,70%	97,20%
JACCUE [%]	97,17%	96,30%	98,72%

Las métricas JACC, JACCU y JACCUE reflejan una alta precisión y efectividad en la identificación de generadores críticos, sin indicios de sobreajuste.

Estos resultados demuestran que el modelo logra mantener un equilibrio entre aprendizaje y validación, asegurando una respuesta confiable ante nuevos escenarios operativos y contingencias no vistas durante el entrenamiento.

4.6 Aplicación en Tiempo Real del Modelo RCNN

La implementación del EADG requiere la ejecución en tiempo real del modelo RCNN, el cual identifica los generadores críticos responsables de la pérdida de estabilidad transitoria. A partir de esta salida se define el conjunto de unidades a desconectar, configurando así el EADG de forma adaptativa según la contingencia y las condiciones operativas del sistema.

El tiempo total de evaluación depende de la duración de la ventana temporal utilizada para la clasificación de generadores críticos y de la capacidad de cómputo del sistema donde se ejecuta.

Considerando el tiempo de procesamiento del modelo y los retrasos propios de la operación en línea, la Figura 11 muestra la secuencia temporal completa necesaria para aplicar el esquema.

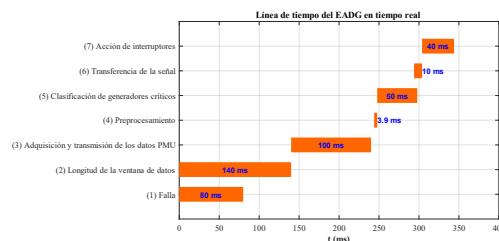


Figura 11: Línea de Tiempo del Esquema EADG en Operación en Tiempo Real

En la Figura 11 se muestran las etapas que conforman la secuencia temporal del esquema EADG en operación. La ventana de datos (2) que registra las variables durante la falla (1) y en posfalla ocupa 140 ms, seguida por la adquisición y transmisión de información mediante PMU (3), que requiere 100 ms [4]. El preprocesamiento de datos (4), necesario para normalizar y estructurar las series temporales, demanda aproximadamente 3,9 ms, mientras que la clasificación de generadores críticos con el modelo RCNN (5) se realiza en 50 ms. Posteriormente, la transferencia de la señal de control (6) presenta una latencia de 10 ms, y la acción final de los interruptores (7) se ejecuta en 40 ms [4], completando un tiempo total aproximado de 424 ms desde la ocurrencia de la falla.

En la Figura 12 se muestra un ejemplo representativo del comportamiento del EADG en condiciones de operación en tiempo real, donde se evalúa la respuesta del sistema ante una falla severa. La figura muestra la evolución del ángulo del rotor de un generador crítico comparando los casos con y sin la acción del esquema. Cuando el EADG se activa a los 0.5 segundos, la máquina mantiene el sincronismo (curva naranja), mientras que, sin su aplicación, se observa una pérdida de estabilidad (curva azul). Este comportamiento confirma la efectividad del esquema, cuya acción oportuna evita que el ángulo del rotor exceda el límite de $\pm 180^\circ$, preservando la estabilidad transitoria del sistema.

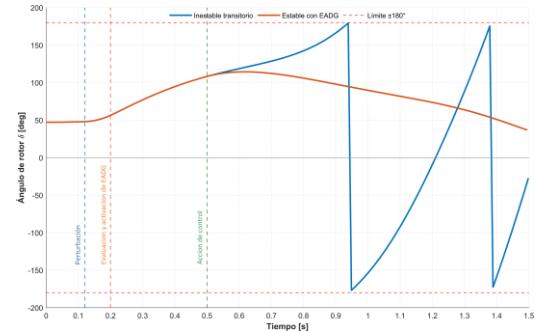


Figura 12: Respuesta Dinámica del Sistema con y sin Acción del EADG

Se observa que, ante la contingencia a los 120 ms del inicio de la simulación, la ventana de medición de 140 ms, la cual resulta suficiente para capturar la respuesta dinámica del sistema para lograr la clasificación temprana del generador crítico.

Esta duración de 140 ms se determinó en función del tiempo necesario para que las variables eléctricas (ángulo de rotor, tensión y velocidad) presenten sus primeras variaciones significativas tras la falla y que a la vez permita la correcta predicción temprana de los generadores críticos con altos valores de precisión y efectividad (superiores al 97 %), logrando un desempeño adecuado del EADG en tiempo real, como se evidencia en la Figura 12.

Tal como se describe en la sección 3.2, cualquier modificación en los parámetros de generación de la base de datos —incluyendo cambios en la topología de la red, el tipo de contingencia o la localización de la falla— requiere un reentrenamiento del modelo de aprendizaje para garantizar la fiabilidad del desempeño. En este contexto, se evaluó la sensibilidad del modelo RCNN ante variaciones en el tiempo de despeje de falla (TDF), incrementándolo de 80 ms a 90 ms en diez casos seleccionados aleatoriamente con etiqueta de inestabilidad transitoria (ET). Los resultados evidenciaron una reducción significativa en la capacidad de generalización del modelo, traduciéndose en una predicción deficiente de los generadores críticos, únicamente prediciendo bien 4 de los 10 casos probados. Estos hallazgos confirman que la ventana temporal de despeje es una variable crítica que debe ser integrada en el proceso de entrenamiento para asegurar la robustez del sistema ante escenarios operativos más exigentes.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología de definición del EADG basada en la predicción de generadores críticos con aprendizaje profundo constituye una alternativa efectiva frente a los esquemas tradicionales de desconexión de generación aún en sistemas con alta penetración de generación de FER. El EADG aplicado considera una amplia gama de escenarios operativos y contingencias que incluyen la inserción de FER, determinando acciones específicas de

desconexión en función de la respuesta dinámica del sistema.

El esquema demuestra que no es necesario desconectar todas las unidades que pierden sincronismo, sino únicamente aquellas identificadas como críticas por la RCNN, lo que permite preservar la estabilidad del sistema con una mínima reducción de generación.

El modelo híbrido RCNN aprovecha la información temporal y espacial contenida en las señales del sistema, logrando una clasificación precisa de los generadores críticos sin requerir información sobre la topología de la red ni el tipo de contingencia aplicada. Sus métricas de desempeño superiores al 97 % confirman su capacidad de generalización y la eficacia del enfoque propuesto.

El análisis temporal demuestra que el esquema es capaz de operar en tiempo real, con tiempos de respuesta inferiores a 0.5 s, incluyendo adquisición, preprocessamiento, clasificación y acción de control. Este margen es suficiente para evitar la pérdida de sincronismo en los casos más críticos.

Como líneas de trabajo futuro, se propone evaluar la robustez del modelo frente a mediciones con ruido y a la incertidumbre de la generación basada en FER, con el fin de identificar la configuración que ofrezca el mejor balance entre precisión, velocidad y capacidad de generalización.

6. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Servicio Alemán de Intercambio Académico (Deutscher Akademischer Austauschdienst—DAAD) y al programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan de Argentina.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Sajadi, R. M. Kolacinski, K. Clark, and K. A. Loparo, "Transient Stability Analysis for Offshore Wind Power Plant Integration Planning Studies - Part I: Short-Term Faults," *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 55, no. 1, pp. 182–192, Jan. 2019, doi: 10.1109/TIA.2018.2868550.
- [2] E. A. Tapia, J. D. Pinzón, and D. G. Colomé, "Load Dynamic Impact on Short-Term Voltage Stability," in 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition (FISE/CIGRE), Medellín, Colombia, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8985015.
- [3] D. Echeverría and D. Colomé, "Predicción y Evaluación de la Estabilidad Transitoria en Tiempo Real Utilizando Mediciones Sincrofásorales," *Revista Técnica "Energía,"* vol. 9, no. 1, Jan. 2013, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V9.N1.2013.133.
- [4] J. Leon, G. Colomé, and E. Tapia, "Adaptive Generator Tripping Scheme based on Deep Learning as Real Time Control Action for Transient Stability," *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1–13, 2025.
- [5] G. Guañuna, J. Cárdenas, D. G. Colomé, E. Tapia, J. León, and S. Chamba, "Impacto de la Generación Renovable en la Estabilidad Transitoria y la Estabilidad de Tensión de Corto Plazo," in *Actas del XII Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica – SICEL 2025*, Comité Técnico del SICEL 2025, Ed., San Juan, Oct. 2025.
- [6] M. Kazmierkowski, "Power system dynamics and control [review of "Power System Dynamics: Stability and Control, second edition (Machowski, J., et al; 2008) [Book News]," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 3, no. 4, pp. 69–69, Dec. 2009, doi: 10.1109/MIE.2009.934783.
- [7] Hadi Saadat, *Power System Analysis*, 1st edition. Burr Ridge, IL, USA: WCB / McGraw-Hill, 1999.
- [8] "Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models." Accessed: Oct. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.epri.com/research/products/000000003002014083>
- [9] DIgSILENT GmbH, "WECC Wind Turbine Generator Models – Template Documentation, PowerFactory 2018, Rev. 1," Dec. 2017, *Gomaringen, Germany*.
- [10] Electric Power Research Institute (EPRI), "Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models," Palo Alto, CA, USA, Oct. 2023.
- [11] S. M. Mirafabzadeh, M. Longo, F. Foiadelli, M. Pasetti, and R. Igual, "Advances in the Application of Machine Learning Techniques for Power System Analytics: A Survey," *Energies 2021, Vol. 14, Page 4776*, vol. 14, no. 16, p. 4776, Aug. 2021, doi: 10.3390/EN14164776.
- [12] V. S. Agneeswaran, P. Tonpay, and J. Tiwary, "Paradigms for realizing machine learning algorithms," *Big Data*, vol. 1, no. 4, pp. 207–214, Dec. 2013, doi: 10.1089/BIG.2013.0006.
- [13] L. Zhu, C. Lu, Y. Liu, W. Wu, and C. Hong, "Wordbook-based light-duty time series learning machine for short-term voltage stability assessment," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 11, no. 18, pp. 4492–4499, Dec. 2017, doi: 10.1049/IET-GTD.2016.2074.
- [14] E. A. Tapia, D. G. Colomé, and J. L. R. Torres, "Recurrent Convolutional Neural Network-Based Assessment of Power System Transient Stability and Short-Term Voltage Stability," *Energies (Basel)*, vol. 15, p. 9240, 2022, doi: 10.3390/en15239240.
- [15] E. Tapia and D. G. Colomé, "Evaluación de la Estabilidad de Corto Plazo y Discriminación de

- Inestabilidades Transitoria y de Tensión," in 2022 *IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, San Juan, Argentina, 2022, pp. 1–7. doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939901.
- [16] M. Nuschke, S. Lohr, A. Guironnet, and M. Saugier, "Implementation and Validation of the Generic WECC Photovoltaics and Wind Turbine Generator Models in Modelica," in *Proc. 14th Int. Modelica Conf.*, Linköping, Sweden, 2021, p. 642. doi: 10.3384/ecp21181633.
- [17] J. Leon, G. Colomé, and E. Tapia, "Identificación de Generadores Críticos ante Problemas de Estabilidad Transitoria," *Revista Técnica "energía,"* vol. 21, no. 2, pp. 11–19, Jan. 2025, doi: 10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.684.



Delia Graciela Colomé. - es Doctora en Ingeniería Eléctrica, egresada de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina, 2009. Profesora y Consultora del Instituto de Energía Eléctrica (IEE), UNSJ - CONICET. Coordinadora de la carrera de Ingeniería Eléctrica (2011-2018) y directora del Departamento de Posgrado de la Facultad de Ingeniería (2016-2021). Actualmente es directora de tesis de posgrado, y de proyectos de investigación y transferencia de tecnología. Sus principales campos de investigación son: modelado, simulación, supervisión, estabilidad y control de sistemas eléctricos de potencia.



Julio César Cárdenas. - recibió el título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador en 2021. Actualmente cursa la Maestría en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina. Sus áreas de investigación corresponden al análisis de estabilidad transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia.



Estefanía Alexandra Tapia Suárez. - recibió el título de Ingeniera Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador en el 2015 y de Doctora en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina en el 2023.

Posteriormente, se incorporó como investigadora en Inteligencia Artificial en AIMEN Centro Tecnológico, Vigo, España, liderando proyectos relacionados con el consumo energético y la optimización de procesos industriales mediante análisis de datos y aprendizaje automático. Actualmente, se desempeña como Investigadora Posdoctoral en TU Delft, Países Bajos. Sus líneas de investigación incluyen la dinámica de sistemas eléctricos de potencia, estabilidad de voltaje, aplicaciones de sincrofasores, aprendizaje automático e inteligencia artificial aplicados a sistemas eléctricos.



Performance Evaluation of LSTM and XGBoost Models for Electric Demand Forecasting in the Ecuadorian Power System

Evaluación del Desempeño de Modelos LSTM y XGBoost en la Predicción de la Demanda Eléctrica del Sistema Ecuatoriano

W.F. Brito¹

ID 0009-0004-3002-2427

W.D. Sánchez² ID 0009-0009-1537-4850

¹Operador Nacional de Electricidad - CENACE, Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo, Quito, Ecuador, E-mail: wbrito@cenace.gob.ec

²CELEC EP, Transelectric, Quito, Pichincha, Ecuador
E-mail: wsanchez@cenace.gob.ec

Abstract

Accurate short-term electricity demand forecasting is essential for the technical and economic operation of the Ecuadorian power system. This paper presents a comparison between Long Short-Term Memory (LSTM) neural networks and the XGBoost algorithm for short-term load forecasting, incorporating exogenous variables such as apparent temperature and national holidays. Hourly demand data were obtained from the CENACE database starting in 2021, and meteorological data were sourced from the Open-Meteo satellite platform. A recursive single-step forecasting strategy was implemented for a 24-hour prediction horizon. Results show that the LSTM model achieved the highest accuracy, significantly outperforming XGBoost. The study concludes that incorporating exogenous variables improves forecasting performance and that LSTM provides a reliable approach for short-term load prediction to support national power system planning.

Resumen

La predicción precisa de la demanda eléctrica es esencial para la operación técnico-económica del sistema eléctrico ecuatoriano. Este trabajo presenta una comparación entre los modelos Long Short-Term Memory (LSTM) y XGBoost para la predicción de la demanda de corto plazo, incorporando variables exógenas como la temperatura aparente y los feriados nacionales. Se utilizaron registros horarios del CENACE desde 2021 y datos meteorológicos satelitales del portal Open-Meteo. La estrategia empleada fue de predicción unipaso recursiva para un horizonte de 24 horas. Los resultados muestran que el modelo LSTM alcanza una mayor precisión, superando significativamente a XGBoost. Se concluye que la inclusión de variables exógenas mejora la exactitud del pronóstico y que la arquitectura LSTM constituye una herramienta robusta para la planificación operativa y energética del sistema ecuatoriano.

Index terms— LSTM, XGBoost, short-term load forecasting, apparent temperature, Ecuador, CENACE.

Palabras clave— LSTM, XGBoost, predicción de demanda, temperatura aparente, CENACE, Ecuador.

Recibido: 08-11-2025, Aprobado tras revisión: 15-01-2026

Forma sugerida de citación: Brito, W.; Sánchez, W (2026). “Comparación de Modelos LSTM y XGBoost para la Predicción de Demanda Eléctrica en el Sistema Ecuatoriano”. Revista Técnica “*energía*”. No. 22, Issue II, Pp. 24-31

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.729>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Una predicción adecuada de la demanda energética es fundamental para la operación técnico-económica de los sistemas eléctricos modernos. Predicciones confiables permiten lograr un despacho óptimo de los recursos de generación, manejo eficiente de la red y una adecuada planificación. Los cambios en los patrones de consumo debidos a el crecimiento urbano, desarrollo industrial y económico y a la creciente adopción de generación no convencional (solar, eólica etc...) han introducido nuevos desafíos al incrementar la variabilidad e incertidumbre en la operación de la red.

La predicción de series temporales puede abordarse desde distintos paradigmas, entre los cuales destacan los modelos secuenciales, como las redes Long Short-Term Memory (LSTM), y los modelos tabulares basados en árboles, como Extreme Gradient Boosting (XGBoost). Ambos enfoques difieren en la forma en que representan y aprenden la información temporal. Mientras las LSTM modelan explícitamente dependencias temporales mediante el procesamiento secuencial de los datos, XGBoost requiere transformar el problema en uno tabular mediante retardos y variables exógenas.

Desde una perspectiva práctica, XGBoost presenta ventajas en términos de eficiencia computacional e interpretabilidad, mientras que las LSTM ofrecen mayor flexibilidad para capturar dinámicas temporales complejas, a costa de una mayor complejidad de entrenamiento. Esta diferencia motiva una comparación sistemática entre ambos enfoques en aplicaciones de pronóstico operativo.

En este trabajo se comparan modelos LSTM y XGBoost en la predicción de demanda eléctrica de corto plazo a nivel de sistema país. La evaluación se realiza mediante un estudio de ablación, considerando como escenario base la demanda histórica con un retardo de 24 horas y analizando de forma incremental la inclusión de temperatura aparente de la ciudad de Guayaquil, codificaciones temporales, días feriados y un mayor número de retardos. El desempeño se evalúa utilizando MAE, RMSE y tiempo de entrenamiento, permitiendo analizar compromisos entre precisión y eficiencia computacional.

Los datos de demanda corresponden a registros del Operador Nacional de Electricidad del Ecuador (CENACE) desde 2021, mientras que los datos meteorológicos provienen del servicio Open-Meteo. La hipótesis central establece que la inclusión de variables exógenas, particularmente la temperatura aparente de la región de Guayaquil (lugar considerado como de alta relevancia de demanda tanto industrial, comercial y residencial), mejora la precisión y robustez de los modelos de predicción de demanda eléctrica de corto plazo.

2. DATOS Y FEATURE ENGINEERING

En esta sección describe el conjunto de datos empleado y el proceso de *feature engineering* aplicado con el objetivo de capturar de manera adecuada la dinámica temporal y los factores exógenos que influyen en la demanda eléctrica. Las distintas fuentes de datos y justificaciones se describen a continuación

2.1 Fuentes de Datos

2.1.1 Demanda Eléctrica

La demanda histórica proveniente de los registros históricos del CENACE, esta es calculada mediante la agregación de la generación total más las importaciones de energía.

2.1.2 Variables meteorológicas

Los datos meteorológicos se han tomado desde Open - Meteo, plataforma que provee tanto de mediciones satelitales históricas como de predicciones. En este caso solamente la temperatura aparente de la ciudad de Guayaquil

2.1.3 Feriados

Los días feriados son usados para tomar en cuenta las variaciones del comportamiento del consumo de energía durante estos días. La fuente de estos datos es el calendario de feriados publicado por el Gobierno Nacional del Ecuador [1]

2.2 Preprocesamiento

La base de datos histórica de demanda del CENACE no requirió un preprocesamiento adicional debido a que internamente se maneja este procedimiento donde se tratan los valores faltantes y atípicos basándose en bitácoras de operación y planificación.

Con respecto a los datos provenientes de Open Meteo tampoco se realiza un preprocesamiento adicional al que realiza la plataforma de manera interna para proveer los datos.

2.2.1 Escalamiento

Todas las variables continuas se normalizan usando el escalador MinMaxScaler, transformándolas en un rango entre 0 a 1, asegurando así que la diferencia entre las magnitudes de los datos como la demanda y temperatura (2000 MW a 4500 MW y 20° a 40 °) no sean tan significativas y que contribuyan de manera proporcional durante el entrenamiento de los modelos. Esta transformación mejora el rendimiento y estabilidad de la convergencia especialmente en arquitecturas de redes neurales como lo es la LSTM [2].

2.3 Feature Engineering

Con la finalidad de mejorar la capacidad predictiva de los modelos, se aplicaron diversas técnicas de feature engineering. El conjunto de datos resultante integra información de demanda histórica, variables



meteorológicas, días feriados y codificaciones temporales, con el objetivo de preservar la naturaleza cíclica de la demanda eléctrica..

2.3.1 Valores previos (Lag Features)

Los valores previos o rezagos (lag features) se construyen referenciando observaciones pasadas de la demanda e incorporándolas como variables adicionales de entrada. Este tipo de variables es fundamental para capturar la autocorrelación y las dependencias temporales presentes en la serie, permitiendo a los modelos aprender patrones de comportamiento, estacionalidades e inercia propias del consumo eléctrico [3], [4].

Desde un punto de vista estadístico, la relevancia de los rezagos se evalúa mediante el análisis de la función de autocorrelación (ACF) y la función de autocorrelación parcial (PACF). La **Figura 1** muestra la ACF de la demanda eléctrica, donde se observa una fuerte dependencia temporal de corto plazo ($ACF > 0.9$ en los primeros rezagos) y una marcada estacionalidad diaria, con picos significativos en múltiplos de 24 horas. En particular, el rezago de 72 horas presenta un valor de autocorrelación de aproximadamente 0.71, evidenciando que la demanda conserva información relevante al menos durante tres ciclos diarios completos. A partir de este horizonte, la reducción del valor de la ACF es marginal.

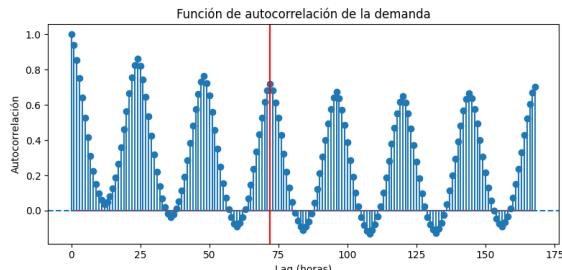


Figura 1: Representación de División de Datos en Entrenamiento, Validación y Prueba

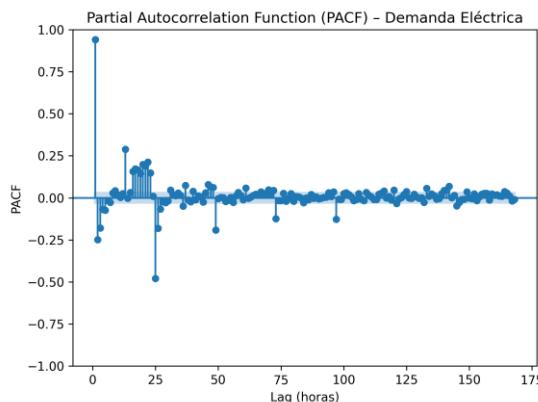


Figura 2: PACF de la Demanda

Por su parte, la PACF, como se muestra en la **Figura 2** indica que la dependencia directa de la demanda se concentra principalmente en el primer rezago, mientras

que los rezagos superiores presentan valores cercanos a cero. Esto sugiere que la persistencia observada a horizontes mayores se transmite de forma indirecta, principalmente a través de patrones periódicos diarios. Dado que las redes LSTM son capaces de modelar dependencias no lineales y de largo plazo, se seleccionó una ventana autorregresiva de 72 horas.

2.3.2 Temperatura aparente

La temperatura aparente es una variable meteorológica que representa la temperatura percibida por el ser humano, combinando el efecto de la temperatura del aire con la humedad relativa [5]. Niveles altos de humedad reducen la capacidad del cuerpo de disipar calor mediante sudoración incrementado así la percepción del calor.

Esta variable provee un indicador más real del confort térmico y demanda de acondicionamiento (aires, HVAC etc ...) la cual está directamente relacionado con variaciones en el consumo energético [6].

En base a experiencia del CENACE, se ha tomado como indicador solamente la temperatura aparente de la ciudad e Guayaquil, ciudad considerada como gran centro de carga industrial comercial y residencial. En este trabajo se demuestra la influencia de usar la temperatura solamente de esta ciudad como variable exógena en la predicción.

2.3.3 Días feriados

Este segundo indicador son los días feriados, que se presenta como un indicador binario. Este indicador permite a los modelos de predicción diferenciar entre un día de trabajo normal y feriados [4].

2.3.4 Codificación cíclica temporal

Para mantener la naturaleza cíclica de la demanda, variables temporales como el mes, día del mes, día de la semana y hora del día son codificados usando transformaciones del seno y coseno [4]. Este método preserva la relación periódica entre las unidades de tiempo permitiendo una transición suave por ejemplo entre diciembre y enero (12 y 1) o las 23:00 y las 00:00.

3. PROTOCOLO EXPERIMENTAL

Esta sección se presenta el protocolo experimental adoptado para el entrenamiento, validación y evaluación de los modelos propuestos.. El diseño del protocolo experimental busca aislar el impacto de cada componente del modelo y de las variables consideradas, permitiendo una evaluación rigurosa y consistente del desempeño predictivo bajo un mismo marco metodológico.

3.1 Definición de la Tarea de Predicción

La tarea de pronóstico abordada en este estudio consiste en la predicción de la demanda eléctrica con un horizonte temporal de 24 horas y una frecuencia de muestreo horaria. Este horizonte de predicción fue



seleccionado debido a que corresponde al marco temporal en el cual se realiza la planificación operativa del sistema eléctrico, incluyendo la programación del despacho de generación y la toma de decisiones asociadas a la operación diaria. La elección de una resolución horaria permite capturar de forma adecuada las variaciones intradiarias de la demanda, preservando los patrones cíclicos característicos del comportamiento del consumo eléctrico, y asegurando que las predicciones generadas sean directamente aplicables a los procesos reales de planificación y operación del sistema.

3.1.1 Predicción de paso único (Unistep)

En esta estrategia de predicción, se obtiene una única predicción para un solo paso en el futuro. Es decir que usando la secuencia de entrada, se predice solamente el siguiente valor como se indica en la **Figura 3** [7].

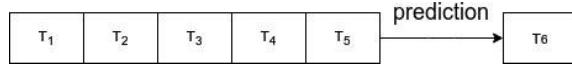


Figura 3: Predicción de Paso Simple. Tomado de [7]

3.1.2 Predicción de múltiples pasos (Multistep)

En este procedimiento, la primera predicción generada por el modelo se incorpora como parte de la secuencia de entrada para estimar el valor del siguiente paso temporal, y así sucesivamente, hasta alcanzar el horizonte deseado. [7].

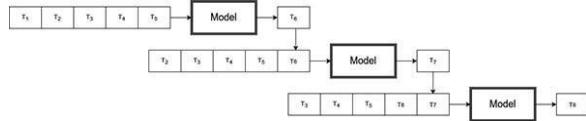


Figura 4: Predicción Modelo de Paso Único Recurrente. Tomado de [7]

3.2 Separación en Entrenamiento, Validación y Prueba

El período de análisis comienza desde el primero de enero de 2021 en adelante, con registros horarios de demanda. Este punto de inicio fue seleccionado debido a que los patrones de consumo fueron afectados por la pandemia del COVID-19, los datos a partir del 2021 para la demanda del Ecuador retomaron la tendencia y patrones de consumo. Adicionalmente usar conjuntos relativamente cortos evita cambios bruscos en los patrones de consumo de energía.

3.2.1 División temporal de los datos

Los datos se dividen de forma cronológica en conjuntos de entrenamiento, validación y prueba como se indica en la **Figura 5**, evitando cualquier fuga de información temporal. El conjunto de entrenamiento se utiliza para el ajuste de los modelos, el conjunto de validación para la selección de hiperparámetros y el conjunto de prueba para la evaluación final del desempeño.

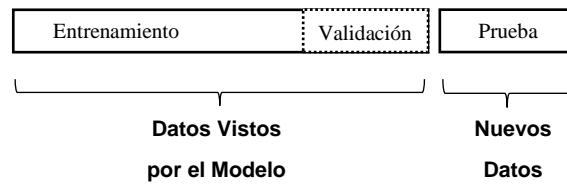


Figura 5: Representación de División de Datos en Entrenamiento, Validación y Prueba

Para el entrenamiento de los modelos, se usa el 80% del conjunto total de datos para ser usados en la etapa de entrenamiento y 20% en la etapa de prueba.

3.3 Configuración de los Modelos

Esta sección describe la configuración de los modelos considerados en el estudio, detallando su arquitectura.

3.3.1 Arquitectura de la red LSTM

La arquitectura LSTM se definió con una configuración base fija, utilizada durante el estudio de ablación de variables exógenas con el fin de aislar su impacto en el desempeño predictivo.

La arquitectura LSTM usada es compuesta por una primera capa LSTM con 64 unidades, seguida por una capa de dropout, una segunda capa LSTM con 32 unidades, otra capa de dropout y una capa densa de salida (Dense(1)). Esta estructura está diseñada para capturar tanto las dependencias temporales de mediano plazo como las relaciones no lineales presentes en la serie de demanda eléctrica. La elección del número de unidades LSTM (64 y 32) corresponde a la búsqueda de un equilibrio entre la capacidad de modelado y la complejidad computacional [8], incrementar el tamaño de las capas puede conducir a un mayor riesgo de overfitting y tiempos de entrenamiento más largos sin beneficios proporcionales en precisión.

Tabla 1: Arquitectura de las LSTM

Configuración	Unidades por capa	Dropout entre capas	Capa de salida
Base	64 – 32	Sí (0.2)	Dense (1)

La inclusión de capas dropout con una tasa moderada (~0.2) actúa como una técnica de regularización, reduciendo la co-adaptación de neuronas y ayudando a prevenir el sobreajuste del modelo durante el entrenamiento [9]. Esta práctica es recomendada en la literatura para modelos recurrentes, ya que introduce ruido estocástico controlado en el proceso de aprendizaje y mejora la capacidad de generalización del modelo.

Finalmente, la capa densa de salida con una neurona permite mapear la representación interna de la secuencia hacia un único valor de predicción continua, que en este caso corresponde a la demanda horaria. En la **Tabla 1** se

presenta un resumen de la arquitectura usada para la red neuronal LSTM.

3.3.2 Arquitectura del modelo Xgboost

El modelo XGBoost fue configurado mediante un conjunto de hiperparámetros que incluyen el número de árboles (n_estimators), la profundidad máxima de los árboles (max_depth), la tasa de aprendizaje (learning_rate), el tamaño mínimo de muestras por hoja y los parámetros de regularización, los cuales permiten controlar la complejidad del modelo y mitigar el sobreajuste. Al igual que en el caso del modelo LSTM, esta configuración se mantuvo fija durante todo el estudio de ablación de variables exógenas, con el objetivo de aislar el impacto real de la información de entrada sobre el desempeño predictivo.

En particular, se emplearon 100 estimadores, una tasa de aprendizaje de 0.02 y una profundidad máxima de 50. La elección de una tasa de aprendizaje reducida responde a la necesidad de garantizar un proceso de optimización estable, ya que valores elevados del learning rate pueden generar convergencia inestable o conducir a soluciones subóptimas [10]. Este valor se compensó mediante un número moderado de estimadores, permitiendo que el modelo aprenda de forma progresiva y controlada.

Asimismo, se partió de una configuración con una capacidad de representación elevada, tanto en términos de profundidad como de número de árboles, bajo la premisa de que, una vez alcanzado un nivel adecuado de generalización, incrementos adicionales en estos hiperparámetros no suelen traducirse en mejoras significativas de precisión, sino únicamente en un aumento del costo computacional y del tiempo de entrenamiento [10].

Con la finalidad de evitar un overfitting en [11], documentación oficial de xgboost, se configura en paro de entrenamiento temprano o “early_stopping” el cual evita que el modelo se sobre ajuste restaurando los mejores hiperámetros después de 15 iteraciones.

De este modo, se asegura que el desempeño del modelo no esté limitado por su capacidad estructural y que las diferencias observadas se atribuyan principalmente a la contribución de las variables consideradas.

3.3.3 Criterios de reproducibilidad

Con el propósito de asegurar la reproducibilidad y la trazabilidad de los experimentos realizados, se definieron explícitamente mecanismos de control de la aleatoriedad y se documentó de manera detallada el entorno computacional empleado.

En particular, se fijó la semilla aleatoria con el valor 42 en todas las librerías relevantes, con el fin de reducir la variabilidad asociada a los procesos estocásticos inherentes al entrenamiento y evaluación de los modelos.

Asimismo, se especifican las versiones exactas del software utilizado:

- Xgboost 3.1.2
- numpy 2.4.0
- pandas 2.3.3
- tensorflow 2.20.0
- scikit-learn 1.8.0
- Python 3.13.5

Los experimentos se ejecutaron en un sistema equipado con un procesador Intel Core i7-12700H y 16 GB de memoria RAM a 3200 MHz, lo que proporciona un marco de referencia claro sobre los recursos computacionales disponibles y permite evaluar la reproducibilidad y viabilidad de los resultados en condiciones de hardware comparables.

Todos los experimentos se realizaron bajo condiciones de operación idénticas.

4. ESTUDIO DE ABLACIÓN

El diseño del estudio de ablación se orienta a evaluar de forma sistemática la contribución individual y conjunta de los distintos componentes del modelo y de las variables exógenas incorporadas al proceso de predicción. A través de la eliminación controlada y progresiva de conjuntos específicos de características, y manteniendo constantes el protocolo experimental y la configuración de los modelos, se analiza el impacto real de cada elemento sobre el desempeño predictivo. Este enfoque permite identificar los factores más relevantes en la modelación de la demanda eléctrica y proporciona una base objetiva para la interpretación de los resultados y la validación de las decisiones metodológicas adoptadas [12], [13].

4.1 Escenarios del Estudio de Ablación

El estudio de ablación se estructuró mediante un conjunto de escenarios diseñados para evaluar de forma progresiva el aporte de cada grupo de variables al desempeño predictivo de los modelos. Cada escenario incorpora un subconjunto específico de características, partiendo de una configuración base que considera únicamente la demanda histórica y añadiendo gradualmente variables exógenas de distinta naturaleza. Esta estrategia permite cuantificar de manera aislada y comparativa la contribución de las variables meteorológicas, de calendario y de codificación temporal, así como su efecto combinado sobre la capacidad predictiva del sistema.

Tabla 2: Descripción de los Escenarios de Ablación

Escenario	Conjunto de características incluidas
A0	Demandas históricas + variables meteorológicas + variables de calendario + codificación temporal + Valores previos de demanda (72)
A1	A0 sin variables meteorológicas



A2	A0 sin variables de feriados
A3	A0 sin codificación temporal

4.2 Métricas de Evaluación

Las métricas de evaluación permiten evaluar el desempeño de los modelos de predicción, métricas comúnmente utilizadas en problemas de regresión y pronóstico de series temporales son el error medio absoluto, raíz del error cuadrático medio y coeficiente de determinación, con el objetivo de cuantificar la precisión y consistencia de las estimaciones respecto a los valores reales observados

4.2.1 Error medio absoluto (MAE)

El Error Medio Absoluto (Mean Absolute Error) calcula el valor absoluto entre el promedio de las diferencias de los valores predichos con los observados [14]. Su cálculo se realiza con la ecuación 1.

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (1)$$

Donde:

y_i es el valor real de la demanda en el instante t ,

\hat{y}_i es el valor pronosticado,

n es el número total de observaciones

En términos prácticos, el MAE indica cuántas unidades (por ejemplo, MW) se equivoca el modelo, en promedio, al realizar la predicción. Un MAE menor implica mayor precisión promedio

4.2.2 Raíz cuadrática del error medio (RMSE)

Esta métrica mide el tamaño promedio de los errores penalizo con mayor fuerza a los errores graves debido al cuadrado. Esta métrica es útil para detectar errores puntuales significativos del modelo [15]. Su cálculo está dada por la siguiente expresión:

$$MSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (2)$$

Donde:

y_i es el valor real de la demanda en el instante t ,

\hat{y}_i es el valor pronosticado,

n es el número total de observaciones

Un RMSE bajo indica que las predicciones, en promedio, están cerca de los valores reales

4.2.3 Coeficiente de determinación (R^2)

Esta métrica expresa el grado en el que el modelo se

ajusta, indicando la proporción de la variabilidad total [15]. Su cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$R^2 = 1 - \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (3)$$

Donde:

y_i es el valor real de la demanda en el instante t ,

\hat{y}_i es el valor pronosticado,

n es el número total de observaciones

Valores cercanos a 1 se interpretan como una alta capacidad predictiva.

4.2.4 Error porcentual absoluto medio (MAPE)

El Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE) permite expresar el error como un porcentaje respecto al valor real de la demanda [16]. Su cálculo está dado por la siguiente expresión:

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{y_t - \hat{y}_t}{\hat{y}_t} \right| \quad (1)$$

Donde:

y_t es el valor real de la demanda en el instante t ,

\hat{y}_t es el valor pronosticado,

N es el número total de observaciones,

5. RESULTADOS

Las predicciones se evaluaron bajo un mismo rango de tiempo, del 8 de agosto de 2024 al 8 de septiembre de 2024. Los resultados del estudio de ablación para el modelo XGboost se presentan en la Tabla 3 mientras que para el LSTM se presentan en la

Tabla 4.

Tabla 3: Resultados de Estudio de Ablación para el Modelo XGboost

Modelo	MAE	RMSE	MAPE	R2
A0	268.47	323.41	7.25	0.43
A1	265.68	319.85	7.18	0.44
A2	269.57	325.35	7.27	0.42
A3	291.29	359.04	7.89	0.30

Tabla 4: Resultados de Estudio de Ablación para el modelo LSTM

Modelo	MAE	RMSE	MAPE	R2
A0	217.80	268.60	5.59	0.57
A1	254.96	321.41	6.50	0.39
A2	262.46	327.50	6.69	0.37
A3	363.45	472.80	9.22	-0.32

Las métricas indican que el mejor resultado la obtuvo el modelo LSTM con todas las variables exógenas, seguido del modelo XGboost que no incluye variables meteorológicas.

Contrario a lo que se esperaba, el desempeño del modelo XGboost no incrementa significativamente con la inclusión de la temperatura aparente ni con la variable de días feriados, sin embargo la codificación temporal si ayuda significativamente al proceso de predicción, en contraste el modelo de red LSTM presenta una notable mejoría con la inclusión de la variable de la temperatura aparente de la ciudad de Guayaquil coincidiendo con la experiencia de los departamentos de operación y planificación del CENACE.

Visualmente la diferencia entre los dos modelos se puede apreciar en la **Figura 6**, donde se muestra gráficamente la diferencia entre los dos modelos.

Los tiempos de entrenamiento en promedio por modelo se presentan en la **Figura 7**.

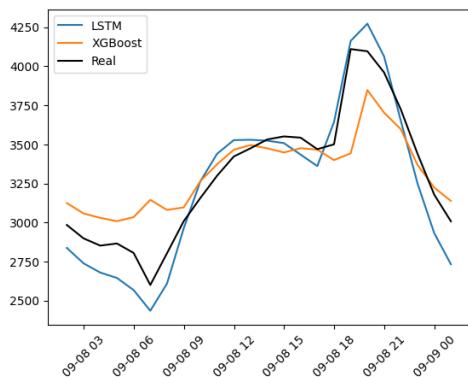


Figura 6: Comparativa Modelos LSTM vs. XGboost vs. Demanda real el 9 de septiembre de 2024

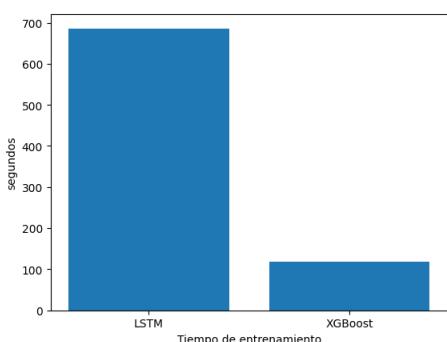


Figura 7: Comparación de tiempos de entrenamiento

6. CONCLUSIONES

Los resultados del estudio confirman que la red neuronal LSTM, al incorporar el conjunto completo de variables exógenas, presenta el mejor desempeño global en la tarea de pronóstico de la demanda eléctrica. Su arquitectura recurrente le permite capturar de manera efectiva dependencias temporales no lineales y patrones

complejos, lo que se traduce en mejoras consistentes respecto al modelo XGBoost bajo todos los escenarios de evaluación considerados.

El análisis del estudio de ablación evidencia que la temperatura aparente de la ciudad de Guayaquil constituye una de las variables exógenas más relevantes para el modelo LSTM. Su inclusión mejora de forma significativa la precisión de las predicciones, lo cual es coherente con la experiencia operativa del personal de planificación y operación del CENACE, y confirma que el comportamiento de la demanda eléctrica nacional está fuertemente influenciado por el consumo de esta ciudad.

En contraste, el modelo XGBoost muestra una sensibilidad limitada frente a variables meteorológicas y de calendario, como la temperatura y los días feriados. Sin embargo, la incorporación de la codificación temporal permite una mejora apreciable en su desempeño, al facilitar la captura de la estacionalidad y los patrones periódicos de la demanda, lo que refuerza la importancia de este tipo de representaciones en modelos basados en árboles.

Desde el punto de vista computacional, se observa una diferencia clara entre ambos enfoques. El modelo LSTM, si bien ofrece mayor precisión, requiere tiempos de entrenamiento más elevados, mientras que XGBoost destaca por su rapidez y eficiencia computacional, aunque con un desempeño predictivo inferior. En este contexto, los resultados sugieren que el modelo LSTM es más adecuado para la planificación operativa del sistema eléctrico con un horizonte de 24 horas de antelación, mientras que XGBoost puede emplearse como una herramienta complementaria para la estimación rápida de tendencias intra-horarias, aportando información útil en escenarios donde el tiempo de cómputo es un factor crítico.

7. RECOMENDACIONES

Como líneas de trabajo futuro, se recomienda profundizar el análisis experimental mediante estudios adicionales que permitan optimizar el desempeño y la eficiencia computacional de los modelos evaluados. En primer lugar, resulta pertinente realizar un estudio de ablación específico orientado a determinar el número óptimo de lags para cada modelo, con el fin de identificar la longitud de la ventana temporal que maximiza la capacidad predictiva sin introducir redundancia innecesaria en las entradas.

En segundo lugar, se sugiere desarrollar un análisis sistemático del número de estimadores del modelo XGBoost, buscando una configuración que permita reducir aún más los tiempos de entrenamiento y predicción sin comprometer significativamente la precisión. Este estudio podría aportar criterios prácticos para el uso del modelo en escenarios operativos donde la eficiencia computacional es prioritaria.

Adicionalmente, se recomienda explorar

arquitecturas LSTM de mayor profundidad, incorporando un mayor número de capas ocultas, con el objetivo de evaluar si un aprendizaje más profundo es capaz de capturar patrones adicionales y mejorar el pronóstico de la demanda eléctrica. Este análisis permitiría establecer un balance más claro entre complejidad del modelo, precisión y costo computacional.

Finalmente, se propone ampliar el conjunto de variables meteorológicas consideradas, incorporando temperaturas de otras ciudades relevantes del país para analizar su posible influencia sobre la demanda eléctrica nacional. En particular, resulta de interés evaluar ciudades como Quito y Cuenca, ubicadas en la cordillera de los Andes, donde las condiciones climáticas difieren sustancialmente de las zonas costeras y podrían presentar una relación distinta, e incluso inversa, entre temperatura y demanda, asociada a un mayor uso de sistemas de calefacción.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Turismo de Ecuador, «Calendario Oficial de Feriados Nacionales 2023-2025». diciembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.turismo.gob.ec/wp-content/uploads/2023/12/CALENDARIO-FERIADOS-2023-2025-06-12-2022-.pdf>
- [2] X. Vasques, Machine Learning Theory and Applications: Hands-on Use Cases with Python on Classical and Quantum Machines. John Wiley & Sons, 2024.
- [3] S. Ozdemir, Feature Engineering Bookcamp. Simon and Schuster, 2022.
- [4] E. Lewinson, Python for Finance Cookbook: Over 80 powerful recipes for effective financial data analysis. Packt Publishing Ltd, 2022.
- [5] R. G. Steadman, «A Universal Scale of Apparent Temperature», *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 23, n.o 12, pp. 1674-1687, dic. 1984, doi: 10.1175/1520-0450(1984)023%3C1674:AUSOAT%3E2.0.CO;2.
- [6] J. Kang y D. M. Reiner, «What is the effect of weather on household electricity consumption? Empirical evidence from Ireland», *Energy Econ.*, vol. 111, p. 106023, jul. 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.106023.
- [7] I. Gridin, Time Series Forecasting using Deep Learning: Combining PyTorch, RNN, TCN, and Deep Neural Network Models to Provide Production-Ready Prediction Solutions (English Edition). BPB Publications, 2021.
- [8] J. F. Torres, F. Martínez-Álvarez, y A. Troncoso, «A deep LSTM network for the Spanish electricity consumption forecasting», *Neural Comput. Appl.*, vol. 34, n.o 13, pp. 10533-10545, jul. 2022, doi: 10.1007/s00521-021-06773-2.
- [9] V. Alexiadis, M. Drakaki, P. Tzionas, V. Alexiadis, M. Drakaki, y P. Tzionas, «LSTM-Based Electricity Demand Forecasting in Smart and Sustainable Hospitality Buildings», *Electronics*, vol. 14, n.o 22, nov. 2025, doi: 10.3390/electronics14224456.
- [10] V. Verma, «Exploring Key XGBoost Hyperparameters: A Study on Optimal Search Spaces and Practical Recommendations for Regression and Classification», *Int. J. Res. Educ. Sci. Methods*, vol. 12, pp. 3259-3266, oct. 2024, doi: 10.56025/IJARESM.2024.1210243259.
- [11] «Python Package Introduction — xgboost 3.1.1 documentation». Accedido: 5 de enero de 2026. [En línea]. Disponible en: https://xgboost.readthedocs.io/en/stable/python/Python_intro.html
- [12] R. Meyes, M. Lu, C. W. de Puiseau, y T. Meisen, «Ablation Studies in Artificial Neural Networks», 18 de febrero de 2019, arXiv: arXiv:1901.08644. doi: 10.48550/arXiv.1901.08644.
- [13] P. R. Cohen y A. E. Howe, «How Evaluation Guides AI Research: The Message Still Counts More than the Medium», *AI Mag.*, vol. 9, n.o 4, pp. 35-35, dic. 1988, doi: 10.1609/aimag.v9i4.952.
- [14] R. A. Yaffee y M. McGee, An Introduction to Time Series Analysis and Forecasting: With Applications of SAS® and SPSS®. Academic Press, 2000.
- [15] P. Cichosz, Data Mining Algorithms: Explained Using R. John Wiley & Sons, 2015.
- [16] J. Contreras, Forecasting Models of Electricity Prices. MDPI, 2018.



Wilson Brito.- Nació en Quito, Ecuador en 1995. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2022. Obtuvo su título de Mgtr. en Ingeniería Eléctrica con mención en Energías Renovables de la Pontificia Universidad Católica del Ecuador.



Wilson Danilo Sánchez Bravo. -- Nació en Latacunga, Ecuador 1994. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2019. Actualmente trabaja en la Subgerencia de Proyectos de Expansión de CELEC EP TRANSELECTRIC. Sus áreas de investigación son: Planificación en el SEP, Estadística, Transitorios Electromagnéticos.

Implementation of a Phasor Measurement Unit PMU Model in the Real Time Simulation Software for Electromagnetic Transients HYPERSIM

Modelo de Unidad de Medición Fasorial PMU Implementado en el Software de Simulación en Tiempo Real de Transitorios Electromagnéticos HYPERSIM

D.S. Paguay¹
W.A. Almeida²

 0009-0006-1269-3571
 0009-0008-2380-2336

R.F. Lozada²
C.X. Lozada²

 0009-0003-6192-6384
 0000-0002-6036-3124

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: diego.paguay@epn.edu.ec

²Operador Nacional de Electricidad – CENACE, Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo, Quito, Ecuador

E-mail: rlozada@cenace.gob.ec, aalmeida@cenace.gob.ec, clozada@cenace.gob.ec

Abstract

The purpose of this work is to develop a model for a phasor measurement unit (PMU) in OPAL-RT's real time digital simulation environment of the electromagnetic transient simulation software HYPERSIM. The proposed methodology is based on the IEEE standards C37.118.1-2011 and C37.118.2-2011. For synchrophasor estimation the RMS value calculation over a rolling window and a PLL-based (Phase-Locked Loop) scheme is used, as well as the interfaces for GPS synchronization and C37.118.2 communications that the real time simulator has available. The model was designed considering efficiency in computational resources. Finally, the implemented PMU model is compared to a commercial PMU on a WAMS using a real time simulation environment.

Resumen

El objetivo de este trabajo es desarrollar un modelo de unidad de medición fasorial (PMU) en el entorno de simulación digital en tiempo real del software de simulación de transitorios electromagnéticos HYPERSIM de OPAL-RT. La metodología propuesta para la modelación está basada en los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1-2011 y C37.118.2-2011 para la estimación de los sincrofasores de voltaje y corriente, la frecuencia y el ROCOF. En el modelo implementado la estimación sincrofasorial se lleva a cabo con el cálculo del valor eficaz (RMS) para una ventana móvil variable, el uso de controles PLL (Phase-Locked Loop), y las interfaces de sincronización GPS y del estándar C37.118.2 del simulador en tiempo real. Se ha considerado que el modelo sea eficiente en cuanto a recursos computacionales. Finalmente, se realiza la comparación de los datos sincrofasoriales del modelo de PMU con los datos de una PMU comercial en un sistema WAMS, en un entorno de simulación en tiempo real.

Index terms— PMU, real-time simulation, synchrophasors, PLL, WAMS.

Palabras clave— PMU, simulación en tiempo real, sincrofasores, PLL, WAMS.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 15-01-2026

Forma sugerida de citación: Paguay, D.; Lozada, R.; Almeida, A.; Lozada, C. (2026). “Modelo de Unidad de Medición Fasorial PMU Implementado en el Software de Simulación en Tiempo Real de Transitorios Electromagnéticos HYPERSIM”. Revista Técnica “*energía*”. No. 22, Issue II, Pp. 32-43

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.730>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

La evolución de los sistemas eléctricos de potencia ha dado lugar a la integración de sistemas de generación basados en recursos energéticos renovables, la digitalización, y la transición hacia redes inteligentes, lo cual ha creado nuevas oportunidades de investigación, desarrollo e innovación al considerar los nuevos retos introducidos por estas tecnologías. [1]

En la transformación hacia redes inteligentes, la integración de sistemas de monitoreo, control y operación en tiempo real de los sistemas eléctricos facilita su análisis, caracterización y evaluación. Los sistemas de monitoreo de área extendida (WAMS - Wide Area Monitoring System) han probado ser una valiosa herramienta para el monitoreo y operación de los sistemas eléctricos en el mundo. [2] [3]

En Ecuador, desde el 2010 un sistema de monitoreo de área extendido (WAMS) fue implementado en respuesta a los riesgos y vulnerabilidades que existían en su sistema eléctrico debido a fenómenos dinámicos. Esta implementación comprende la instalación de unidades de medición fasorial (PMU - Phasor Measurement Unit) en puntos estratégicos, y la aplicación de estudios especializados para mejorar la estabilidad del sistema. [4]

Las PMU son equipos que realizan la estimación de los fasores de las magnitudes eléctricas, el cálculo de la frecuencia y la razón de cambio de la frecuencia (ROCOF); y asocian los datos fasoriales estimados a una señal de tiempo de alta precisión, como puede ser una señal GPS. La tasa de datos manejada por una PMU comúnmente es de 60 o 50 datos por segundo, dependiendo de la frecuencia nominal del sistema. [5]

El estándar IEEE C37.118.1-2011 define los conceptos básicos relacionados a los datos sincrofasoriales, junto con los requerimientos mínimos en cuanto a la validación de la estimación fasorial [6], y este tiene una enmienda que revisa los requerimientos de desempeño de una PMU en el estándar IEEE C37.118.1a-2014. [7] El estándar IEEE C37.118.2-2011 define los lineamientos para la transmisión de datos sincrofasoriales a través de una red de comunicaciones. [8]

La información de una PMU resulta versátil para realizar estudios especializados como el modelado y validación de componentes de un sistema eléctrico, o la identificación paramétrica y sintonización de sistemas de control; [4] y para aplicaciones de control y protección como la integración de datos sincrofasoriales en esquemas de protección y la implementación de esquemas de acción remedial. [9] [10]

El software de simulación hace posible realizar estudios especializados de un sistema eléctrico. Para ello se modela el sistema de interés, y se simula su comportamiento dinámico bajo las condiciones operativas o de prueba que se hayan definido para el estudio. [11] La simulación puede ser de tipo EMT

(Electromagnetic Transient), en donde se obtiene las formas de onda de las magnitudes eléctricas, con pasos de tiempo en el orden de microsegundos, o de tipo RMS, en donde los resultados son la representación fasorial de las magnitudes eléctricas, con pasos de tiempo en el orden de milisegundos. [12]

La simulación de sistemas eléctricos se puede realizar con soluciones tradicionales, o fuera de línea, como son los softwares DIgSILENT PowerFactory, EMTP-RV o PSCAD, o con soluciones de simulación digital en tiempo real, como es el caso del software RSCAD de RTDS Technologies, o los softwares RT-LAB y HYPERSIM de OPAL-RT.

En simulación EMT, para contrastar los resultados instantáneos de la simulación con los datos de una PMU, es necesario convertir a su representación fasorial. Esto se logra en el entorno de simulación al modelar el funcionamiento de una PMU. [12]

En [5] y [13] se detalla la fundamentación teórica sobre la estimación fasorial, y en [14] se presenta una revisión de las técnicas utilizadas para la estimación fasorial y modelado de PMUs.

En [12] y [15] se describe metodologías basadas en aplicaciones de la Transformada Discreta de Fourier (DFT) para la modelación de PMUs, junto con el proceso de validación utilizado para determinar el cumplimiento de los lineamientos del estándar C37.118.1. Estos modelos fueron implementados para software de simulación fuera de línea. En [16] se describe un modelo de PMU basado en un control PLL (Phase-Locked Loop) con la finalidad de crear un prototipo de PMU de nivel comercial. Este modelo no está diseñado para ser usado en entornos de simulación de sistemas eléctricos.

En [17] se detalla una metodología para la evaluación del desempeño dinámico de una PMU, con el uso de un conjunto de pruebas para determinar el cumplimiento de los requerimientos propuestos en el estándar C37.118.1.

Modelos de PMU implementados en un entorno de simulación en tiempo real se presentan en [18] y [19]. Estos modelos implementan algoritmos eficientes computacionalmente para la estimación fasorial, y el despliegue de comunicaciones a través del estándar IEEE C37.118.2 para el intercambio de datos sincrofasoriales con PDCs, diseñados para el software RT-LAB.

El software de simulación EMT en tiempo real de OPAL-RT, HYPERSIM, está integrado a los estándares IEEE C37.118.1-2011 y IEEE C37.118.2-2011 para envío y recepción de datos sincrofasoriales [20], mas no dispone de una herramienta o bloque específico para la estimación fasorial en su librería nativa.

De esta forma, es posible desarrollar un modelo en el entorno de HYPERSIM con los elementos disponibles en su librería nativa, considerando eficiencia computacional, que permita realizar la estimación fasorial de los valores instantáneos de las magnitudes

eléctricas en base a los lineamientos del estándar IEEE para sincrofases, hacer uso de la sincronización por GPS del simulador en tiempo real, y usar la implementación del estándar IEEE C37.118.2 en este entorno para el envío de datos sincrofaseales a un PDC, y su monitoreo en tiempo real en WAMS. Adicionalmente, se realiza una comparativa bajo condiciones dinámicas con un IED comercial configurado como PMU.

En este artículo se plantea el diseño e implementación de un modelo de PMU, de clase P del estándar IEEE C37.118.1, en el software HYPERSIM para simulación digital en tiempo real. En la segunda sección se revisa la teoría asociada a la estimación fasorial, los sincrofases, y las unidades de medición fasorial. La tercera sección comprende la metodología utilizada para la construcción del modelo de PMU en HYPERSIM. En la cuarta sección se analizan los resultados del modelo de PMU obtenidos de la simulación digital en tiempo real, los índices de desempeño del modelo, y la comparativa con una PMU comercial para distintos eventos.

2. ESTIMACIÓN FASORIAL

En esta sección se revisa el fundamento teórico asociado a los conceptos y definiciones necesarias para aplicar los lineamientos del estándar IEEE C37.118.1 en cuanto a los requerimientos de la estimación fasorial, y de los datos entregados por una PMU.

2.1 Definición de Fasor

Los sistemas de potencia están basados en corriente alterna (AC) en una configuración trifásica, de esta manera las magnitudes eléctricas correspondientes a voltajes y corrientes pueden ser representadas como formas de onda sinusoidales, en función del tiempo caracterizadas por una amplitud, velocidad angular y ángulo de desfase, como se muestra en (1). [21]

$$x(t) = X * \cos(\omega t + \delta) \quad (1)$$

A partir de (1) es posible utilizar la identidad de Euler (2) para expresar una forma de onda sinusoidal como un fasor, la cual se presenta en (3). [22]

$$e^{j\phi} = \cos(\phi) + j \sin(\phi) \quad (2)$$

$$x(t) = \text{Re}[X * e^{j(\omega t + \delta)}] \quad (2)$$

$$x(t) = \text{Re}[(X e^{j\delta}) e^{j\omega t}] \quad (3)$$

Si se considera la frecuencia como constante, y, por lo tanto, la velocidad angular constante, se puede despreciar el término $e^{j\omega t}$. De la misma forma, se puede considerar el fasor solamente en función del valor eficaz o valor RMS de la onda sinusoidal. En (4) se presenta la representación fasorial de la sinusoidal en su forma exponencial, polar y rectangular.

$$\begin{aligned} X_{\text{RMS}} e^{j\delta} &= X_{\text{RMS}} \angle \delta \\ &= X_{\text{RMS}} (\cos(\delta) + j \sin(\delta)) \end{aligned} \quad (4)$$

Esta definición de fasor es la que se utiliza en el estándar IEEE C37.118.1 [6], y en este se aclara que, para poder realizar comparaciones, todos los fasores deben estar referidos a la misma velocidad angular.

En la Fig. 1 se presenta una comparación gráfica entre la forma de onda instantánea de una sinusoidal (1), y la representación fasorial de la misma (4).

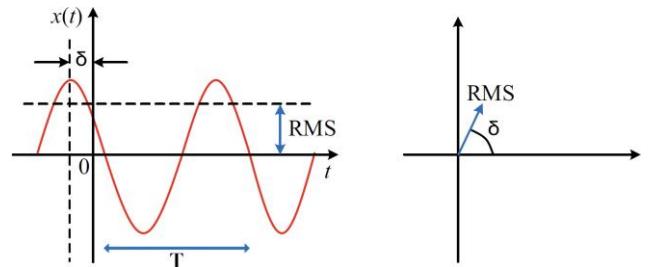


Figura 1: Onda Sinusoidal y su Representación Fasorial. [9]

El valor eficaz de una onda sinusoidal pura se puede obtener al dividir la amplitud de la sinusoidal para $\sqrt{2}$. Sin embargo, las formas de onda asociadas a voltajes y corrientes de un sistema eléctrico no son puramente sinusoidales, es decir, presentan alguna distorsión. De modo que se pueda obtener el valor eficaz de una onda sinusoidal distorsionada se puede utilizar la definición de valor eficaz, que se presenta en (5). [13]

$$X_{\text{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int x(t)^2 dt} \quad (5)$$

Cabe destacar, que para el cálculo del valor RMS de una señal periódica cualquiera, se debe integrar sobre cada periodo o ciclo de la señal de forma individual. [13] De esta forma, cada ciclo de una señal periódica tendrá asociado un valor RMS.

2.2 Definición de Sincrofase

Un sincrofase es una representación de una forma de onda instantánea similar a un fasor, como en (1), con la consideración de que el ángulo de desfase δ está referenciado a una onda sinusoidal a frecuencia fundamental cuyo parámetro de tiempo este sincronizado con el tiempo UTC (Coordinated Universal Time). Este valor de tiempo debe provenir de una fuente de sincronismo de alta precisión, de modo que se asegure una precisión en tiempo de 1 microsegundo. [6]

El ángulo de desfase total corresponde al desplazamiento en tiempo entre la onda sinusoidal de referencia, y la forma de onda instantánea. [14] A partir de (1) se puede establecer el valor de la amplitud en

función del tiempo y el valor de la velocidad angular en términos de una frecuencia en función del tiempo, como se muestra en (6).

$$x(t) = X(t) * \cos(2\pi * f(t) * t + \delta) \quad (6)$$

Si se considera la frecuencia nominal del sistema como f_0 , entonces se puede definir el término $g(t) = f(t) - f_0$, el cual representa la variación de frecuencia en el tiempo. De (6) el término $f(t) * t$ puede ser reemplazado por la integral de la frecuencia en el tiempo. [6] En (7) se presenta la aplicación de estas consideraciones.

$$x(t) = X(t) * \cos(2\pi \int f(t) dt + \delta) \\ x(t) = \\ X(t) * \cos\left(2\pi f_0 t + \left(2\pi \int g(t) dt + \delta\right)\right) \quad (7)$$

Al aplicar la identidad de Euler a (7), se obtiene la representación fasorial de un sincrofasor, como se muestra en (8).

$$x(t) = \operatorname{Re}[X(t)e^{j[2\pi f_0 t + (2\pi \int g(t) dt + \delta)]}] \\ x(t) = \operatorname{Re}[X(t)e^{j\omega_0 t} (e^{j2\pi \int g(t) dt} e^{j\delta})] \quad (8)$$

De forma similar a un fasor, para la representación fasorial de la forma de onda sinusoidal se utiliza su valor eficaz y se considera el valor de $e^{j\omega_0 t}$ como constante. [6] El sincrofasor asociado a la forma de onda original se muestra en (9).

$$X_{RMS} e^{j\delta} e^{j2\pi \int g(t) dt} = \\ X_{RMS} \angle \left(\delta + 2\pi \int g(t) dt \right) \quad (9)$$

Al comparar la ecuación de un fasor (4) con la ecuación de un sincrofasor (9), se observa que el resultado de referenciar la forma de onda $x(t)$ a una onda sinusoidal pura a la frecuencia nominal f_0 , resulta en la introducción de una componente de desfase angular adicional al desfase angular original δ , la cual es resultado directo de la variación de la frecuencia de la forma de onda $x(t)$ en el tiempo.

En la Fig. 2 se muestra el efecto sobre el ángulo del sincrofasor resultado de la referenciaciόn de la forma de onda a una sinusoidal pura a frecuencia fundamental. En este caso se ha considerado que la forma de onda tenga un desfase angular δ igual a cero.

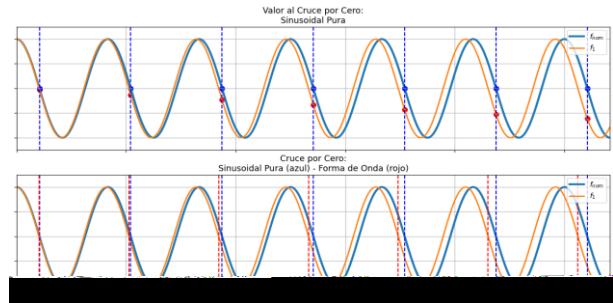


Figura 2: Desfase en Tiempo entre una Forma de Onda a f_1 con $\delta=0$ y la Onda Sinusoidal Pura a f_{nom} de Referencia

El ángulo debido a la diferencia de frecuencia crece con el tiempo, y considerando la naturaleza periódica de ambas formas de onda, esto conlleva a que el ángulo se incremente hasta un valor máximo de 180° , y seguido a ello empieza a crecer desde un ángulo de -180° .

De la Fig.2 se puede verificar que, en una forma de onda a frecuencia distinta a la fundamental, no existe coincidencia entre el cruce por cero de la referencia y el cruce por cero de la forma de onda.

En la Fig.3 se muestra el efecto sobre el ángulo del sincrofasor resultado de la referenciaciόn de la forma de onda a una sinusoidal pura a frecuencia fundamental, considerando un ángulo de desfase δ en la forma de onda.

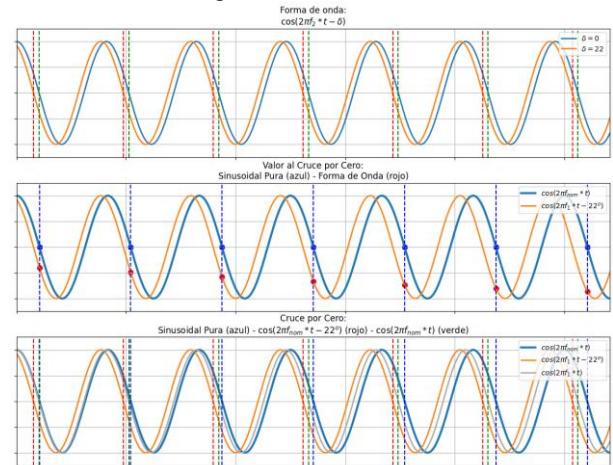


Figura 3: Desfase en Tiempo entre una Forma de Onda a f_1 con $\delta>0$ y la Onda Sinusoidal Pura a f_{nom} de Referencia

Al no considerar un desfase δ , ver Fig. 2, se puede observar que el desfase en tiempo respecto a la señal de referencia va incrementando con el tiempo. Cuando el desfase δ se considera, ver Fig. 3, se observa las dos componentes del ángulo de un sincrofasor, el ángulo de desfase δ es el comprendido entre las líneas cortadas roja y verde, y el ángulo resultante de la diferencia de frecuencias es el comprendido entre las líneas cortadas verde y azul. De este modo, el ángulo del sincrofasor está comprendido entre las líneas cortadas roja y azul.

2.3 Unidad de Medición Fasorial - PMU

Originalmente, una PMU era un equipo específico capaz de realizar la estimación de los sincrofasores, haciendo uso de una fuente de sincronismo en tiempo de alta precisión, a partir de señales correspondientes a las mediciones de magnitudes eléctricas. Luego asocia dicha información a una estampa de tiempo, y es capaz de transmitir los datos sincrofasoriales a un PDC, basándose en los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1 y IEEE C37.118.2. [5] [9] Actualmente, los IEDs comerciales de diversas marcas han sido integrados con ambos estándares, de modo que adicional a las funciones de control y protección que estos dispongan, también pueden operar como PMUs. [10]

Una PMU realiza el proceso de estimación fasorial con el cual obtiene los datos sincrofasoriales de voltajes y corrientes. Adicionalmente, la PMU realiza el cálculo de la frecuencia de la señal de voltaje y de la razón del cambio de dicha frecuencia (ROCOF). El ROCOF corresponde a la derivada en el tiempo de la frecuencia de la forma de onda, como se muestra en (10). [6] En la Fig. 4 se presenta un diagrama de bloques en donde se muestra un modelo simplificado de una PMU.



Figura 4: Diagrama de Bloques de una PMU [23]

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} \quad (10)$$

El estándar C37.118.2 establece que el paquete de datos generado por una PMU puede incluir señales analógicas y digitales, las cuales serán complementarias a los datos sincrofasoriales. [7]

Cada paquete de datos de generado es asociado a una estampa de tiempo de alta precisión, la cual se obtiene de la misma fuente de sincronismo que es utilizada para el cálculo de los sincrofasores. [6] La ventaja de tener cada paquete de datos referenciado en tiempo es que hace posible alinear los datos provenientes de PMUs instaladas en diferentes estaciones de medición. [5]

La fuente de sincronismo en tiempo de alta precisión utilizada en una PMU puede provenir de un reloj GPS, el cual obtiene la señal de sincronismo en tiempo de los satélites que componen el sistema de posicionamiento global (GPS), o pueden integrar el estándar PTP (Precision Time Protocol), el cual maneja sincronismo en tiempo en una infraestructura de red, considerando

mantener la precisión del tiempo en todos sus puntos. [9]

El estándar C37.118.1 define los índices TVE (Total Vector Error), FE (Frequency measurement error), y RFE (ROCOF measurement error) para evaluar la estimación fasorial de una PMU. [6] Estos índices se calculan con las ecuaciones (11), (12) y (13), respectivamente.

$$TVE = \sqrt{\frac{(\widehat{X}_r - X_r)^2 + (\widehat{X}_i - X_i)^2}{X_r^2 + X_i^2}} \quad (11)$$

El índice TVE se calcula a partir de la parte real e imaginaria del fasor estimado, \widehat{X}_r y \widehat{X}_i , y de la parte real e imaginaria del fasor real de referencia, X_r y X_i .

$$FE = |f_{real} - f_{estimada}| \quad (12)$$

$$RFE = |ROCOF_{real} - ROCOF_{estimado}| \quad (13)$$

Los índices de FE y RFE se calculan con los valores real y estimado de la frecuencia y el ROCOF.

3. MODELO DE PMU IMPLEMENTADO EN HYPERSIM

HYPERSIM es un software de simulación especializado en sistemas de potencia, específico para simulación de transitorios electromagnéticos (EMT), implementado en un entorno de simulación en tiempo real y distribuido por OPAL-RT. [20]

Este software tiene disponible en su librería nativa un conjunto de modelos de elementos de sistemas de potencia, elementos de control y protección de sistemas de potencia, y elementos para modelado de sistemas de control, en donde se incluyen funciones de transferencia continuas y discretas. Sin embargo, no existe un elemento que tenga funciones de PMU, o en su defecto que pueda realizar estimación fasorial.

El entorno de simulación en tiempo real de OPAL-RT tiene integrado el estándar C37.118.2, para intercambio de datos con PDCs y PMUs, e integra sincronización en tiempo de alta precisión por GPS.

A continuación, se describe las etapas que se han implementado en HYPERSIM con elementos de su librería nativa para obtener el paquete de datos resultante de una PMU, considerando la estimación fasorial, el cálculo de la frecuencia y ROCOF, el proceso de sincronización en tiempo, y la construcción del paquete de datos conforme al estándar C37.118.2.

3.1 Magnitud del Fasor

El cálculo de la magnitud de los fasores ha considerado la ecuación (5), en su representación discreta, como se muestra en (14). En HYPERSIM se tiene disponible el bloque de valor medio de frecuencia variable, este dispone de dos entradas: la señal de entrada, y la señal de frecuencia; y tiene como salida la señal del valor medio para una ventana móvil en función de la frecuencia.

$$X_{RMS}[n] = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=T}^t x[n]^2} \quad (14)$$

La señal de entrada se obtiene elevando al cuadrado las mediciones de cada fase. La obtención de la señal de frecuencia se explica en la siguiente sección. De la salida del bloque de valor medio de frecuencia variable se calcula la raíz cuadrada. En la Fig. 5 se muestra la implementación en HYPERSIM, se debe considerar que este modelo realiza el cálculo de la magnitud de una fase.

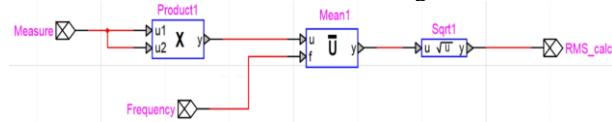


Figura 5: Modelo para Cálculo de Magnitud de un Fasor.

3.2 Frecuencia y ROCOF

Para el cálculo de la frecuencia de se ha considerado el uso del bloque PLL (Phase-Locked Loop) disponible en HYPERSIM. En [13] y [18] se describe a detalle la estructura interna del esquema de control PLL utilizado para la estimación de la frecuencia de una señal sinusoidal. En la Fig. 6 se muestra la estructura interna del PLL disponible en HYPERSIM.

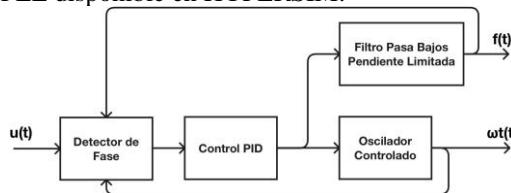


Figura 6: Modelo HYPERSIM de un Control PLL.

El control PLL toma como entrada una señal sinusoidal, y tiene como salidas la frecuencia de la señal de entrada, y la velocidad angular en fase a la señal de entrada. De forma similar a la media, el bloque PLL calcula sus salidas en una ventana móvil. El bloque PLL de HYPERSIM requiere que la señal de entrada tenga un valor pico menor a 1, por lo cual, se ha incluido una etapa de normalización aplicada a las señales de medición.

La normalización se logra con el uso de Comparadores y Selectores de HYPERSIM. En un selector de dos entradas se conecta la primera entrada a la señal original, y la segunda aplica una ganancia de 0.5 a la señal original; la señal de control del selector viene de un comparador, que detecta si el valor instantáneo de la señal original supera el límite de 1, y entonces cambia la señal del selector a la señal escalada. Este proceso iterativo se aplica en 10 pasos, y este continuamente escala la señal de entrada.

El PLL se utiliza exclusivamente para el cálculo de frecuencia y ángulo de desfase del sincrofasor, por lo cual

la normalización se aplica directamente a la entrada del PLL, y es independiente de la estimación de magnitud.

La señal de la frecuencia se obtiene del uso de un bloque PLL trifásico de HYPERSIM, el cual toma como entrada las señales normalizadas de voltaje o corriente de cada fase. Esta señal de frecuencia es la que se utiliza para la entrada de frecuencia del bloque de valor medio de frecuencia variable, Fig. 5, de la sección anterior.

A partir de la salida de frecuencia del PLL trifásico, se calcula el ROCOF haciendo uso de la derivada en tiempo discreto (15), la cual se ha implementado con el bloque de función de transferencia en tiempo discreto de HYPERSIM, en donde se considera la constante Ts correspondiente al paso de integración de la simulación.

$$ROCOF = \frac{Z - 1}{Z * Ts} * f[n] \quad (15)$$

3.3 Ángulo de Desfase

Para el cálculo del ángulo de desfase se utiliza el bloque PLL monofásico de HYPERSIM, el cual toma una señal normalizada para calcular la velocidad angular de cada fase de forma independiente. La salida de velocidad angular del PLL monofásico es una señal diente de sierra, la cual tiene un rango de 0 a 2π , y esta sincronizada a los cruces por cero crecientes de la componente fundamental de la señal de entrada.

En la Fig. 7 se muestra la salida de velocidad angular de un PLL para una entrada de 3 señales sinusoidales.

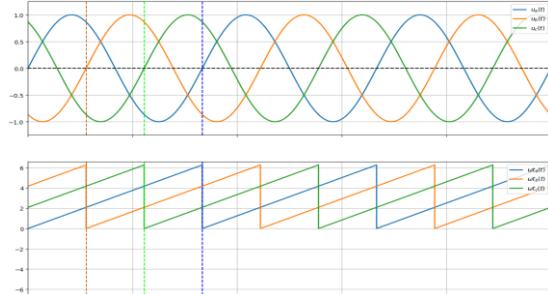


Figura 7: Señal de Salida de Velocidad Angular de un PLL.

La señal de velocidad angular de los PLL de cada fase no es el ángulo de desfase del sincrofasor, ya que solo considera el desfase propio de cada sinusoidal.

Para obtener el ángulo de desfase de los sincrofases, se parte de una señal de tiempo UTC, obtenida de la interfaz de sincronización de alta precisión, y se le aplica la función Modulo de HYPERSIM, limitando el rango del tiempo de 0 a 60 segundos, esta se multiplica por un valor de $2\pi * f_{nom} * 180/\pi$, se ingresa el resultado a la función Coseno de HYPERSIM, y finalmente se obtiene la velocidad angular de esta sinusoidal con un PLL monofásico. Esta velocidad angular esta en fase a la sinusoidal de referencia a frecuencia fundamental sincronizada en tiempo. En la Fig. 8 se presenta el diagrama del modelo implementado en HYPERSIM.

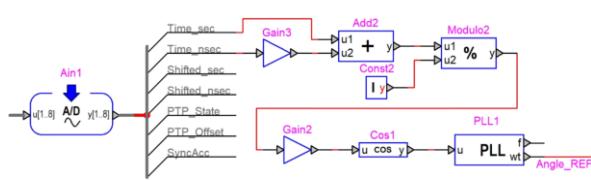


Figura 8: Modelo para Obtención de Referencia Angular UTC.

La señal de velocidad angular de referencia debe ser restada de las señales de velocidad angular de cada fase del voltaje y corriente. A esta señal resultante se le aplican las ecuaciones (16), (17), (18) y (19) de modo que su valor esté entre $-\pi$ y π .

$$\alpha_1(t) = \omega t_{a,b,c}(t) - \text{Angle_REF} \quad (16)$$

$$\alpha_2(t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \alpha_1(t) < \pi \\ 2\pi & \text{si } \alpha_1(t) \geq \pi \end{cases} \quad (17)$$

$$\alpha_3(t) = \begin{cases} 2\pi & \text{si } \alpha_1(t) < -\pi \\ 0 & \text{si } \alpha_1(t) \geq -\pi \end{cases} \quad (18)$$

$$\delta_{a,b,c}(t) = \alpha_1(t) - \alpha_2(t) + \alpha_3(t) \quad (19)$$

La señal de velocidad angular de referenciada al tiempo UTC, solamente se puede obtener al momento de simular el sistema en tiempo real, debido a que la sincronización en tiempo por GPS solo se activa en este tipo de simulación.

En caso de que se desee usar el modelo de PMU en simulación fuera de línea, la señal Angle_REF puede ser obtenida de la velocidad angular de la fase A del voltaje de la barra de referencia (Barra del Generador SLACK), y en base a esta señal se calculan los ángulos del resto de PMUs presentes en el modelo de simulación. En este caso se obtienen son los fasores del sistema simulado.

3.4 Modelo de PMU

En la Fig. 9 se muestra el modelo de PMU implementado en HYPERSIM, con todas las consideraciones revisadas en secciones anteriores.

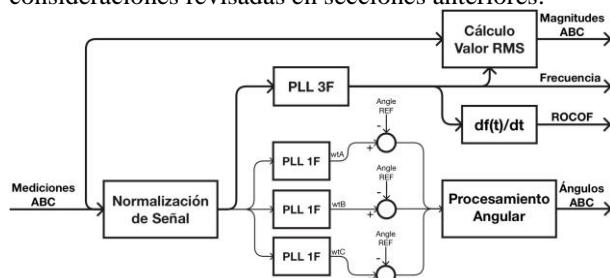


Figura 9: Modelo de PMU Implementado en HYPERSIM.

El modelo presentado puede tener como entrada la medición trifásica de voltaje o de corriente, y calculará el paquete de datos sincrofasonorales completo (magnitudes, ángulos, frecuencia y ROCOF) para la magnitud que tenga como entrada.

De modo que se mejore la eficiencia computacional del modelo de PMU, considerando que en un entorno de simulación en tiempo real los recursos computacionales son clave para asegurar el correcto desempeño de la simulación, el modelo de la Fig. 8 es independiente al modelo de la Fig. 9. Con esto se consigue que la señal de referencia angular se calcule una sola vez, y dicha señal sea utilizada por todas las PMUs que se instalen en un mismo sistema a simular.

Asimismo, otra optimización tiene lugar al considerar que para obtener los sincrofasonores de voltaje y corriente, se necesitan 2 subsistemas de la Fig. 10, uno para cada magnitud, respectivamente. Sin embargo, el estándar C37.118.1 define que el valor de la frecuencia y el ROCOF se obtienen de las mediciones de voltaje, por lo cual, en el subsistema que calcule los sincrofasonores de corriente se podría eliminar el PLL trifásico y el derivador, ya que dichas señales no serían utilizadas.

Cada paquete de datos es calculado para todos los pasos de integración que se lleven a cabo, y el modelo de PMU funciona bajo una ventana móvil que avanza T_s en cada paso de integración.

3.5 Interfaz de Entradas y Salidas

La plataforma de simulación digital en tiempo de OPAL-RT real integrada en el software HYPERSIM hace posible integrar tanto la sincronización con una fuente de tiempo de alta precisión, así como poder realizar el intercambio de datos sincrofasonorales a través del estándar IEEE C37.118.2.

3.5.1 Sincronización GPS

En cuanto a sincronización con una fuente de tiempo de alta precisión, el simulador OP5033XG está equipado con una tarjeta Oregano syn1588, la cual permite la sincronización en tiempo a través de una señal IRIG-B obtenida de un reloj GPS, o a través de PTP. [20] En este caso la sincronización se realiza con el uso de una señal IRIG-B obtenida de un reloj GPS SEL-2488.

HYPERSIM gestiona el proceso de sincronización, y entrega al entorno de simulación 7 señales de la fuente de sincronismo de alta precisión, ver Tabla 1.

Tabla 1: Señales Sincronización en Tiempo [20]

ID	Señal	Descripción
1	Time/ Seconds	EPOCH, tiempo total en segundos desde el 1 de enero de 1970.
2	Time/ Nanoseconds	Total de nanosegundos, en [ns], del segundo actual.
3	Shifted Time/ Seconds	Similar a 1, considerando el desfase en segundos, si se ha definido alguno.
4	Shifted Time/ Nanoseconds	Similar a 2, considerando el desfase en segundos, si se ha definido alguno.
5	Info/ PTP Synch State	Estado de la sincronización. Sincronización exitosa si valor igual a 6.
6	Info/ PTP Slave Offset	Solo se usado si la fuente de sincronismo es PTP.
7	Info/ Sync Accuracy	Precisión de la configuración actual si la sincronización ha sido exitosa.

Las señales utilizadas para generar la señal de tiempo de la sinusoidal de referencia son el tiempo en segundos y nanosegundos. El tiempo en nanosegundos debe ser escalado correctamente, considerando que es entregado a la simulación en un rango de 0 a 10⁹.

3.5.2 Estándar IEEE C37.118.2

La implementación del estándar IEEE C37.118.2 en la plataforma de OPAL-RT integrada en el software HYPERSIM permite el intercambio de datos entre PMUs y PDCs, ya que dispone de interfaces de maestro o servidor, y de esclavo o cliente. [20]

De modo que el modelo de PMU envíe los datos estimados a un PDC, se requiere utilizar la interfaz de esclavo o cliente. Las configuraciones de red necesarias para esta interfaz son la ID de la PMU, el puerto TCP, y la dirección IP. El paquete de datos de la interfaz de cliente IEEE C37.118.2 está compuesto por las señales mostradas en la Tabla 2.

Las señales de la estampa de tiempo y la calidad de tiempo son gestionadas por HYPERSIM al momento de incluir las señales de sincronización en la simulación.

Tabla 2: Paquete de Datos Interfaz Esclavo IEEE C37.118.2 [20]

Datos	Sincrofases de Voltaje	Sincrofases de Corriente	Señales Analógicas
Estampa de Tiempo	Magnitud Fase A	Magnitud Fase A	*Opcional
Calidad de Tiempo	Ángulo Fase A	Ángulo Fase A	Señales Digitales
Desviación de frecuencia	Magnitud Fase B	Magnitud Fase B	*Opcional
ROCOF	Ángulo Fase B	Ángulo Fase B	
	Magnitud Fase C	Magnitud Fase C	
	Ángulo Fase C	Ángulo Fase C	

Las señales de desviación de frecuencia, ROCOF, y sincrofases de voltaje y corriente se obtienen del modelo de PMU. Estas señales deben considerar:

- La señal de desviación de frecuencia debe estar en miliHertz [mHz] y se obtiene de la diferencia entre la frecuencia calculada por el modelo de PMU y la frecuencia nominal del sistema.
- La señal de ROCOF debe estar en Hertz por segundo [Hz/s].
- Las señales de los ángulos de los sincrofases de voltaje y corriente deben estar en radianes.

Adicionalmente se pueden incluir señales analógicas y digitales al paquete de datos, las cuales estarán asociadas a la estampa de tiempo del paquete de datos.

En la interfaz de cliente C37.118.2 en HYPERSIM se puede ajustar la tasa de datos a enviar al PDC, normalmente este valor se configura a 60 muestras por segundo en un sistema de 60 Hz. Considerando el paso de integración Ts, se determina que no todos los paquetes de datos generados por el modelo se enviarán a un PDC.

4. RESULTADOS DEL MODELO DE PMU

4.1 Rendimiento Computacional del Modelo

El rendimiento computacional del modelo de pruebas se ha obtenido con la utilización del sistema de 9 Barras de los ejemplos de HYPERSIM. En este sistema se ha colocado una PMU en cada unidad de generación, en cada carga, y en un extremo de cada línea de transmisión. En total se ha implementado 12 PMUs en el sistema, de las cuales, las 3 de las unidades de generación reportan a un sistema WAMS de pruebas en tiempo real.

Tabla 3: Resultados Rendimiento Computacional HYPERSIM

Núcleo	Promedio Ejecución [us]	Promedio Uso [%]	Tiempo Ejecución Max [us]	Uso Max [%]	Over runs
1	0.99	1.98	1.75	3.5	0
2	1.05	2.1	1.71	3.42	0
3	25.42	50.84	27.54	55.08	0
4	0.55	1.1	1.17	2.34	0
5	1.15	2.3	1.91	3.82	0
6	0.96	1.92	1.74	3.48	0

Se ha configurado el sistema para 6 núcleos del simulador, en el núcleo 3 se ha asignado el sistema de 9 barras y las 12 PMUs, los núcleos restantes manejan otros elementos del modelo, y las comunicaciones. Se ha registrado los datos en el monitor de actividad de HYPERSIM, y se han aplicado eventos a la simulación. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

Se puede observar que mientras el núcleo 3 usa un máximo de 55.08% de su capacidad los demás núcleos tienen un uso inferior al 5%. De acuerdo con la documentación de HYPERSIM [20], se recomienda que cada núcleo no supere el 50% de su capacidad para evitar overruns. De acuerdo con estos resultados, es posible configurar el sistema a simular para que nuevas PMUs se asignen a otros núcleos, de modo que se consiga aumentar el total de PMUs y la complejidad del sistema de potencia que se deseé simular.

4.2 Índices de Desempeño del Modelo

Se utiliza el sistema IEEE de 9 barras en ePhasorsim y se aprovecha la integración de dicho paquete con HYPERSIM para calcular los valores de TVE de voltaje y corriente, FE y RFE en estado estacionario y frente a un paso de carga. De ePhasorsim se obtienen los fasores y frecuencia reales, y el ROCOF real se obtiene derivando la frecuencia real, y se comparan contra las estimaciones del modelo de PMU implementado. Los resultados se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4: Resultados Indicadores Desempeño Estándar C37.118.1

	Valores Máximos	
	Estacionario	Evento Paso
TVE_V [%]	0.0234	0.2025
TVE_I [%]	0.0234	1.0102
FE [Hz]	0.0006	0.004
RFE [Hz/s]	0.0193	0.1109

En la Fig. 10 se muestra evolución en el de los valores de TVE de voltaje y corriente, FE y RFE, para la ventana de tiempo de aplicación del evento paso.

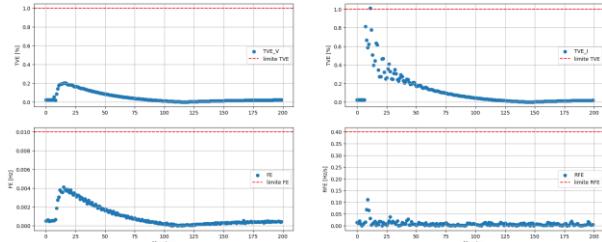


Figura 10: Evolución en el Tiempo de TVE, FE y RFE.

Al considerar los límites de TVE, FE y RFE de [6] y [7], se observa que, al comparar la estimación de la PMU frente a los fasores reales, se cumple en estado estacionario los 4 indicadores. En estado dinámico se puede observar que el TVE del fasor de corriente supera ligeramente el límite de 1% en una sola muestra, la cual luego del evento se recupera a valores aceptables.

4.3 Comparación con PMU Comercial

Se utiliza el mismo sistema de potencia de la sección 4.1, y se instala una PMU para monitoreo del generador 1. Para comparar los resultados del modelo de PMU se ha configurado un entorno de simulación en tiempo real en el que los resultados del modelo de PMU se envían a un WAMS de prueba, y con Sampled Values del estándar 61850 se envía datos a un IED SEL 421 configurado como PMU, el cual se monitorea en el mismo WAMS.

Se ha realizado la validación del modelo de PMU considerando su desempeño dinámico frente a eventos de un sistema de potencia simulado en tiempo real, y contrastando los resultados de la estimación fasorial contra los datos de una PMU comercial.

4.4 Evento 1: Desconexión y Conexión de Carga

El primer evento que se ha aplicado en el sistema simulado consiste en la desconexión y posterior conexión de una carga adicional en la barra 8 del sistema IEEE de 9 barras. Los resultados de la simulación en tiempo real del modelo de PMU, y de los datos sincrofasoriales del IED SEL 421, se presentan en la Fig. 11.

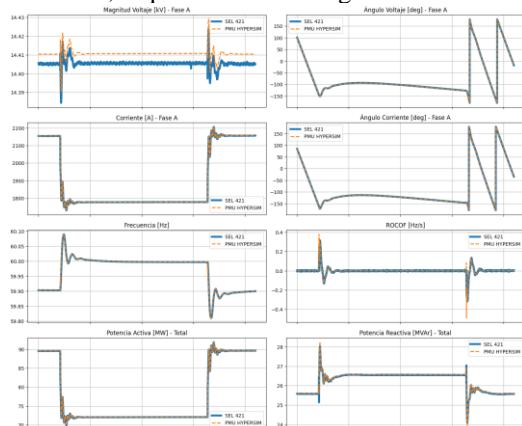


Figura 11: Resultados Modelo de PMU y SEL 421 – Evento de Conexión y Desconexión de Carga.

De los resultados obtenidos para este tipo de evento se puede observar que en la magnitud de voltaje existe una diferencia de aproximadamente 5 [V] entre los resultados del modelo de PMU y del IED SEL 421, variación mínima considerando que el nivel de voltaje del elemento monitoreado es de 13.8 [kV]. La mayor diferencia se presenta en el ROCOF y la potencia reactiva, principalmente durante los períodos tras la aplicación del evento.

4.5 Evento 2: Cortocircuito Trifásico

El segundo evento considerado es un cortocircuito aplicado en la barra 8 del sistema IEEE de 9 barras. Se ha considerado un cortocircuito trifásico con una duración de 20 [ms], periodo tras el cual se despeja la falla. Este evento se ha elegido considerando la naturaleza y de mayor afectación sobre las variables eléctricas del sistema, con el fin de determinar el desempeño del modelo de PMU frente a la estimación sincrofasorial de un equipo de protección como es el IED SEL 421. Los resultados de este evento se presentan en la Fig. 12.

Se observa que la magnitud de corriente, la frecuencia, las potencias activa y reactiva, y principalmente el ROCOF, presentan variaciones entre el modelo de PMU y el IED SEL 421 en el periodo de tiempo que el cortocircuito está presente. Una vez este se despeja, los resultados del modelo de PMU vuelven a estar cercanos a los valores del IED SEL 421.

En la Tabla 5 se presenta el error calculado entre las magnitudes y ángulos de voltajes y corrientes, y la frecuencia del modelo de PMU contra el IED comercial para los eventos de paso de carga y cortocircuito, y para estado estacionario. Como referencia se toma los valores del IED SEL 421.

Tabla 5: Resultados Rendimiento Computacional HYPERSIM

	Error Max (%)		
	Estacionario	Paso	Cortocircuito
Vmag	0.0418	0.0997	0.6239
Vang	1.8044	2.3912	4.3211
Imag	0.0493	0.7917	2.1323
Iang	1.8645	2.7704	4.8674
Freq	0.0014	0.0730	0.272

Se debe considerar que la señal de la frecuencia es relativamente similar entre el modelo de PMU y el IED, pero el ROCOF presenta una variación notable. En este caso es importante tener en cuenta que, como se explica en [10], los IED de protección suelen tener funciones específicas enfocadas a los esquemas de control y protección de este tipo de equipos.

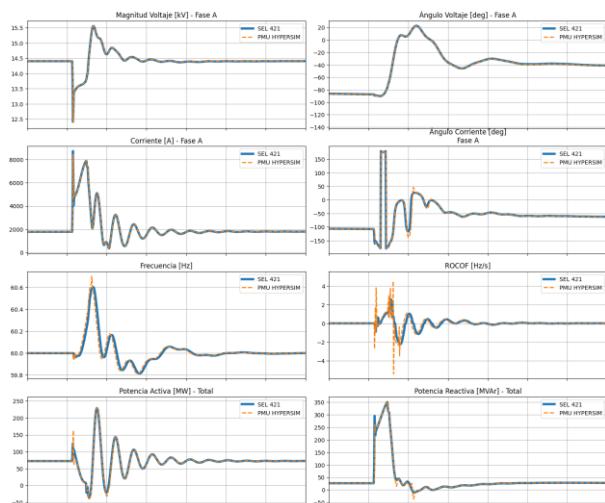


Figura 12: Resultados Modelo de PMU y SEL 421 – Evento de Cortocircuito Trifásico.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se ha implementado un modelo de unidad de medición fasorial (PMU) con los elementos de la librería nativa de HYPERSIM. La estimación de los sincrofasores de voltaje y corriente se ha conseguido con el cálculo del valor eficaz (RMS) en una ventana de tiempo móvil para la obtención de las magnitudes, y con el uso de controles PLL (Phase-Locked Loop) para la obtención de la frecuencia, ROCOF, y desfase angular de los sincrofasores, considerando los lineamientos de los estándares IEEE C37.118.1 y C37.118.2.

Se verifica que el modelo de PMU cumple con los requisitos de los estándares IEEE C37.118.1 y IEEE C37.118.1a, en estado estacionario. Para eventos de paso de carga el TVE de voltaje, FE y RFE cumplen con los límites de los estándares, y el TVE de corriente puede presentar incumplimientos por pocas muestras luego de la aplicación de este tipo de evento.

Se ha considerado que el modelo de PMU implementado pueda ser optimizado en cuanto a recursos computacionales, de modo que este pueda ser utilizado en aplicaciones de simulación digital en tiempo real de sistemas de potencia en donde se requiera un número elevado de PMUs para el monitoreo de elementos de un sistema simulado.

El modelo de PMU descrito puede ser utilizado para el monitoreo de los sincrofasores de un sistema simulado en tiempo real, así como para el monitoreo de los fasores de un sistema simulado fuera de línea.

Finalmente, Se recomienda mejorar el algoritmo correspondiente al cálculo del ROCOF, en casos donde se requiera este valor para la implementación de esquemas de control y protección, principalmente considerando la ventana de tiempo sobre la que esta señal se calcula. Alternativas para mejorar el cálculo del ROCOF y que este se asemeje a la estimación de un IED

de protección y control, pueden considerar la utilización de otros métodos matemáticos, como DFT ampliada o Taylor-Fourir, o calcular el ROCOF para una ventana de tiempo mayor a la ventana de 16.666 [ms] utilizada.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. S. Yu, M. S. Rahman, G. Zhang, S. T. Meraj and H. Trinh, "Comprehensive review of PMU applications in smart grid: Enhancing grid reliability and efficiency," *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 2025, doi: 10.23919/CJEE.2025.000129.
- [2] C. E. Ogbogu, J. Thronburg and S. O. Okozi, "Smart Grid Fault Mitigation and Cybersecurity with Wide-Area Measurement Systems: A Review," *Energies*, vol. 18 (4), no. 994, 2025, doi: 10.3390/en18040994.
- [3] H. H. Alhelou, A. Y. Abdelaziz and P. Siano, *Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security*, Cham: Springer, 2021.
- [4] J. C. Cepeda, D. E. Echeverría, M. S. Chamba, I. Kamwa and J. L. Rueda-Torres, "Wide-Area Monitoring Protection and Control Supported Operation and Planning in the Ecuadorian Power System," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 23, no. 1, pp. 59-68, 2025, doi: 10.1109/MPE.2024.3435811.
- [5] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*, New York: Springer, 2008.
- [6] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Standard C37.118.1-2011.
- [7] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements, IEEE Standard C37.118.1a-2014.
- [8] IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems, IEEE Standard C37.118.2-2011.
- [9] A. G. Phadke and T. Bi, "Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 619-629, 2018, doi: 10.1007/s40565-018-0423-3.
- [10] E. Schweitzer and D. E. Whitehead, "Real-Time Power System Control Using Synchrophasors," in 2008 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers, Texas, 2008, doi: 10.1109/CPRE.2008.4515048.
- [11] D. Paguay and F. Pérez, "Modelación, simulación y prueba del aislador ANSI DS-15 en el software EMTP-RV," in XXXI Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, 2023.
- [12] D. R. Gurusinghe, A. D. Rajapakse and D. Muthumuni, "Modeling of a Synchrophasor

- Measurement Unit in an Electromagnetic Transient Simulation Program," in The International Conference on Power Systems Transients, Vancouver, 2013.
- [13] P. F. Ribeiro, C. A. Duque, P. M. Da Silveira and A. S. Cerqueira, Power Systems Processing for Smart Grids, Chichester: John Wiley and Sons Ltd, 2014.
- [14] P. Nanda, C. K. Panigrahi and A. Dasgupta, "Phasor Estimation and Modelling Techniques of PMU - A Review," in International Conference on Recent Advancement in Air Conditioning and Refrigeration, Bhubaneswar, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.052.
- [15] N. Trivedi, "Modelling & Steady State Compliance Testing of an Improved Time Synchronized Phasor Measurement Unit Based on IEEE Standard C37.118.1," in 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics, Jaipur, 2018, doi: 10.1109/IICPE.2018.8709617.
- [16] J. A. Z. Mellino, F. Messina, P. Marchi and C. Galarza, "PLL based implementation of a PMU," in 2017 XVII Workshop on Information Processing and Control (RPIC), Mar del Plata, 2017, doi: 10.23919/RPIC.2017.8214326.
- [17] K. Narendra, D. R. Gurusinghe y A. D. Rajapakse, "Dynamic Performance Evaluation and Testing of Phasor Measurement Unit (PMU) as per IEEE C37.118.1 Standard," in Doble Client Committee Meetings & International Protection Testing Users Group, Chicago, 2012,
- [18] O. Muhayimana, P. Toman, A. Aljazaeri, J. C. Uwamahoro, A. Lahmer, M. Laamim and A. Rochd, "Modeling and Testing of a Phasor Measurement Unit Under Normal and Abnormal Conditions Using Real-Time Simulator", *Energies*, vol. 18 (14), no. 3624, 2025, doi: 10.3390/en18143624.
- [19] P. Romano, M. Pignati y M. Paolone, "Integration of an IEEE Std. C37.118 Compliant PMU into a Real-Time Simulator" de 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232794.
- [20] OPAL-RT, "Software Platforms - HYPERSIM," [Online]. Available: <https://www.opal-rt.com/software-platforms/hypersim/>. [Accessed 24 10 2025].
- [21] J. J. Grainger y W. D. J. Stevenson, Power System Analysis, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [22] J. D. Glover, T. J. Overbye, M. S. Sarma y A. B. Birchfield, Power System Analysis & Design, Boston: Cengage, 2022.
- [23] I. Ali, A. Aftab and S. M. S. Hussain, "Performance comparison of IEC 61850-90-5 and IEEE C37.118.2 based wide area PMU communication networks," *Journal of Modern Power Systems and Clean* Energy, vol. 4, no. 3, pp. 487-495, 2016, doi: 10.1007/s40565-016-0210-y.
-
-
- Diego Paguay Garcés.** - Nació en Riobamba el 10 de agosto de 1997. Graduado en Ingeniería Eléctrica en 2023 de la Escuela Politécnica Nacional, actualmente cursa la Maestría en Electricidad mención en Redes Eléctricas Inteligentes en la Escuela Politécnica Nacional. De 2021 a 2024 desempeñó el cargo de Analista de Estudios Técnicos del Departamento de Planificación de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. Actualmente se encuentra en el cargo de Analista de Investigación y Desarrollo de la Gerencia de Desarrollo Técnico del Operador Nacional de Electricidad - CENACE. Sus áreas de interés son: modelación de sistemas dinámicos, simulación digital en tiempo real, estabilidad de sistemas de potencia, y calidad de energía.
-
- Ricardo Lozada Orquera.** - Nació en Quito, Ecuador, el 5 de septiembre de 1998. Es ingeniero eléctrico, graduado de la Escuela Politécnica Nacional, y actualmente cursa un MBA en EIDHI International University. En la actualidad se desempeña como Analista Nacional de Investigación y Desarrollo en el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), donde participa en proyectos de investigación aplicada e innovación tecnológica orientados a mejorar la seguridad, la calidad y la eficiencia del sistema de potencia ecuatoriano. Sus áreas de interés incluyen las energías renovables no convencionales, los mercados energéticos y la simulación en tiempo real.
-
- Ariel Almeida Carrera.** - Nació en Quito, Ecuador el 2 de septiembre de 1992. Es Ingeniero Eléctrico graduado de la Escuela Politécnica Nacional (EPN). En la actualidad, se desempeña como Analista Nacional de Investigación y Desarrollo en el Operador Nacional de Electricidad – CENACE, donde lidera y participa en proyectos de investigación aplicada e innovación tecnológica orientados a la mejora de la seguridad, calidad y eficiencia del sistema de potencia ecuatoriano. Sus áreas de expertise incluyen el análisis de flujos de potencia y la integración de energías renovables no convencionales.
- 42



Carlos Lozada Caguano. - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; graduado de la Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes en la Escuela Politécnica Nacional en el año 2024, se encuentra cursando sus estudios de Doctorado en Electricidad mención – Sistemas de Potencia en la Escuela Superior Politécnica del Litoral. Actualmente se desempeña como Especialista Nacional de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Optimización Aplicada y Aplicaciones de Machine Learning en Sistemas de Potencia.

Filtering and Smoothing Techniques Assessment at the ZIP Load Model Parametric Estimation with Ambient PMU Data

Evaluación de Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos en la Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP con Datos Tipo Ambiente de PMU

H.P. Laica¹
J.N. Castillo¹

 0009-0009-8880-3812
 0000-0002-3120-7229

K.I. Tituaña¹
J.R. Constante²

 0009-0009-3452-6450
 0000-0003-1787-5295

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: henry.laica5976@utc.edu.ec, kevin.tituaña9978@utc.edu.ec, jessica.castillo@utc.edu.ec

²Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: joffre.constant@elepcosa.com.ec

Abstract

Nowadays, properly modeling loads and how their parameters change over time is a fundamental topic. One approach, which is currently trending, is to estimate load models using Phasor Measurement Unit (PMU) data. However, noise from the measurements themselves plays a key role, as it has a significant and negative impact on the accuracy achieved. Since the literature does not study filtering techniques in load modeling in depth, this research evaluates different data filtering and smoothing techniques in the parametric estimation of the ZIP load model and determines the best one, as well as the optimal value of its design parameter. The results show that the Savitzky-Golay technique with a third-degree polynomial and a window width of 35 samples performs best, so its use is recommended in the parametric estimation of the ZIP load model with ambient PMU data.

Resumen

Hoy en día modelar adecuadamente las cargas y cómo sus parámetros varían con el tiempo es un tema fundamental. Para esto, una solución, que es una tendencia actual, es estimar los modelos de carga con datos tipo ambiente de Unidades de Medición Fasorial (PMU), sin embargo, el ruido de las propias mediciones juega un papel fundamental ya que tiene un impacto significativo y negativo en la precisión alcanzada. Dado que en la literatura los trabajos no estudian a profundidad las técnicas de filtrado en el modelamiento de carga, en este trabajo se evalúan diferentes técnicas de filtrado y suavizado de datos en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP y, se determina la mejor, junto con el valor óptimo de su parámetro de diseño. Como resultado se obtiene que la técnica Savitzky – Golay con polinomio de grado 3 y un ancho de ventana de 35 muestras es la que mejor desempeño alcanza, por lo que se recomienda su utilización en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP con datos tipo ambiente de PMU.

Index terms—Ambient PMU Data, Load Modeling, Parametric Estimation, Smoothing Techniques, ZIP Load Model.

Palabras clave— Datos Tipo Ambiente de PMU, Modelamiento de Carga, Estimación Paramétrica, Técnicas de Suavizado de Datos, ZIP.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 15-01-2026

Forma sugerida de citación: Laica, H.; Tituaña, K.; Castillo, J.; Constante, J. (2026). “Evaluación de Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos en la Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP con Datos Tipo Ambiente de PMU”. Revista Técnica “energía”. No. 22, Issue II, Pp. 44-53

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.731>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, para el análisis y simulación de los estudios que se realizan a los sistemas eléctricos de potencia es fundamental representar adecuadamente a las cargas mediante el modelo correcto, además de conocer cómo los parámetros de dicho modelo varían con el tiempo [1], [2]. En este punto es importante notar que, a diferencia de los parámetros de los modelos por ejemplo de una línea de transmisión que no varían con el tiempo, los modelos de la carga se encuentran en constante cambio. Es justamente por esta razón que la carga es sumamente desafiante de simular [3].

Como solución a lo anterior, una tendencia actual es utilizar las mediciones sincrofotoriales provenientes de Unidades de Medición Fasorial (PMU) para estimar continuamente los modelos de las cargas [4]. Las PMU forman parte de los sistemas WAMS (*Wide Area Measurement System*) y tienen como una de sus principales ventajas que reportan hasta 50 o 60 fasores por segundo (FPS, *frames per second*) [5], lo cual permite capturar la dinámica de los sistemas y, por ende, de las cargas.

Las mediciones provenientes de PMU se clasifican de manera general en tipo *ambiente* y tipo *RingDown*. Datos tipo *ambiente* se refiere a las mediciones obtenidas cuando el sistema se encuentra en condiciones normales de funcionamiento, es decir, con variaciones de pequeña magnitud que son propias de la operación normal. Por el contrario, datos tipo *RingDown* se refiere a las mediciones realizadas cuando el sistema se encuentra sometido a un evento, contingencia o perturbación mayor, es decir, son mediciones con grandes variaciones, generalmente mayores a 0.03 pu en la tensión [6].

En los sistemas eléctricos de potencia la mayor cantidad de tiempo se cuenta con datos tipo *ambiente*, pues los sistemas se encuentran pocas veces sometidos a contingencias, fallas o perturbaciones mayores [6]. Es por esta razón que es una tendencia actual estimar los parámetros de los modelos de carga con datos tipo *ambiente* [3], [4], sin embargo, se presentan tres principales desafíos. El primero debido a que los datos tipo *ambiente* contienen pequeñas variaciones, lo que resulta en dificultades para estimar con suficiente precisión los parámetros de los modelos, ya que estos parámetros relacionan las variaciones de la carga (potencia) con la tensión y/o con la frecuencia [3]. El segundo desafío se relaciona con el ruido que contienen los datos de las PMU ya que, al utilizar datos tipo *ambiente* (con pequeñas variaciones), el ruido representa una proporción significativa con respecto a la magnitud de la variación de este tipo de mediciones [7], [8]. Y el tercero, debido a que el ruido tiene un impacto significativo y negativo en la precisión alcanzada al estimar los parámetros de los modelos carga [6], [8].

Con base en lo anterior, el filtrado de señales, para reducir la magnitud del ruido de las mediciones utilizadas

en los procesos de identificación paramétrica de los modelos de carga, pasa a tomar un papel fundamental. A pesar de esto, en la literatura se ha abordado superficialmente esta temática, donde un análisis del estado del arte se presenta a continuación.

En [9] y [10] se menciona a las técnicas media – móvil (MA), Savitzky – Golay (SG), Butterworth (BW) y FFT (transformada rápida de Fourier) enfocada a la eliminación de frecuencias altas, como técnicas que pueden ser utilizadas en el modelamiento de carga, sin embargo, no se las analiza a profundidad. Algo similar sucede en [11], [12] y [13] donde se utilizan filtros pasa bajos y FIR (Finite Impulse Response) con frecuencias de corte entre 0.2 y 2 Hz.

En [14], [15] y [16] se comparan varias técnicas de filtrado entre las cuales se encuentran Savitzky – Golay (SG), media – móvil (MA), regresión local robusta (RLR), FIR pasa bajos y Butterworth (BW). Los anchos de ventana utilizados como parámetros de diseño para las técnicas de suavizado de datos son 119, 61, 35, 25 y 8 muestras. La frecuencia de corte, utilizada para los filtros pasa bajos, es 15 Hz. En [15] se recomienda FIR, mientras que en [16] Savitzky – Golay (SG). La comparación se realiza de manera visual al evaluar: la eficiencia en remover ruido, la preservación de la dinámica de la señal original (nitidez) y la calidad en los puntos iniciales y finales de la señal filtrada.

En función de lo precedido, como conclusiones del análisis del estado del arte se tienen las siguientes: ninguno de estos trabajos analiza a profundidad el impacto de las técnicas de filtrado en el modelamiento de carga; no se encuentra algún trabajo que compare y determine la mejor técnica de filtrado en el modelamiento de carga con datos tipo *ambiente* de PMU, y; ningún trabajo determina el mejor parámetro de diseño (ej. ancho de ventana) para ser utilizado con datos tipo *ambiente* en el modelamiento de carga.

Con base en lo anterior, es objeto de este trabajo evaluar diferentes técnicas de filtrado utilizadas en el modelamiento de carga, establecer la más adecuada para esta aplicación, y determinar el mejor valor para el parámetro de diseño correspondiente, todo esto con el fin de utilizar datos tipo *ambiente* en el modelamiento de carga y, específicamente en este trabajo, para la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP.

Para cumplir con los objetivos precedidos, este trabajo se organiza de la siguiente manera: en la segunda sección se describe el marco teórico; en la tercera sección se presenta la metodología utilizada para evaluar diferentes técnicas de filtrado y suavizado de datos en el modelamiento de carga, además de elegir a la mejor y su parámetro óptimo de diseño; en la cuarta sección se obtienen los resultados y; en la quinta sección se presentan las conclusiones de este trabajo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Relación Señal - Ruido (SNR)

La manera de cuantificar el ruido de una señal es a través de la relación señal-ruido (SNR, *signal-to-noise ratio*) y generalmente se la expresa en decibeles. La SNR se define en la ecuación (1), donde A denota el valor RMS (raíz de la media cuadrática) de dicha señal.

$$SNR_{db} = 20 \log_{10} \left(\frac{A_{señal}}{A_{ruido}} \right) \quad (1)$$

2.2 Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos

El filtrado y suavizado de datos tiene como objetivo reducir el ruido, remover irregularidades y eliminar comportamientos no deseados. En la literatura existe una gran cantidad de técnicas de filtrado y suavizado de datos.

Una de las técnicas de filtrado de datos que se utiliza en el modelamiento de carga es el filtro pasa bajos, donde el parámetro de diseño de este filtro es la frecuencia de corte.

Por otro lado, entre las técnicas de suavizado de datos se encuentran: media – móvil (MA), mediana – móvil, regresión lineal local, regresión lineal local robusta, regresión cuadrática local, regresión cuadrática local robusta y Savitzky – Golay (SG). El común denominador de estas técnicas es que su parámetro de diseño es el ancho de una ventana móvil sobre la cual, por ejemplo, para la técnica MA, se calcula la media. Adicional a lo anterior, la técnica SG tiene un segundo parámetro de diseño que es el grado del polinomio para realizar una regresión sobre dicha ventana móvil.

Dado que las técnicas de filtrado y suavizado de datos se encuentran ampliamente documentadas en la literatura e implementadas en programas comerciales y de uso libre, no se las aborda a detalle en este trabajo. Para más información se recomienda consultar [17], [18].

2.3 Modelo de Carga ZIP

El modelo de carga que se ha seleccionado en este trabajo para evaluar las diferentes técnicas de filtrado y suavizado de datos es el modelo ZIP. Este modelo es la combinación de tres tipos de cargas: impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P), tal como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \quad (2)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \quad (3)$$

Donde: V_0 es la tensión nominal de la barra; V es la tensión actual de la barra; P es la potencia activa consumida por la carga; P_0 es la potencia activa consumida por la carga a tensión nominal V_0 ; p_1 , p_2 y p_3 son parámetros que definen la proporción de cada

componente Z, I o P. Estos parámetros tienen un rango entre cero y uno y deben sumar uno. Igual lógica para (3), donde Q hace referencia a la potencia reactiva.

2.4 Identificación Paramétrica del Modelo ZIP

La identificación paramétrica es un proceso que permite determinar el valor de los parámetros de los modelos de carga de tal manera que, al ajustar dichos parámetros, los modelos de carga reproduzcan fielmente el comportamiento real de las cargas.

El proceso de identificación paramétrica para el modelo ZIP, con datos de PMU, se detalla en [6] y se reproduce parcialmente a continuación.

El proceso empieza con la disponibilidad de mediciones de tensión (V_{med}), potencia activa (P_{med}) y reactiva (Q_{med}) provenientes de una PMU. V_{med} es V en (2) y (3).

El objetivo es determinar los parámetros p_1 , p_2 y p_3 de (2) mediante la minimización de la función objetivo (FO) que se observa en (4), sujeta a las restricciones de igualdad (5) y a los límites superior e inferior de (6). La potencia reactiva se trata por separado al minimizar una FO similar a (4) y con restricciones análogas a (5) y (6).

$$\min \left| \sum_{i=1}^n (P_i - P_{med_i})^2 \right| \quad (4)$$

$$p_1 + p_2 + p_3 = 1 \quad (5)$$

$$\begin{aligned} 0 &\leq p_1 \leq 1 \\ 0 &\leq p_2 \leq 1 \\ 0 &\leq p_3 \leq 1 \end{aligned} \quad (6)$$

3. METODOLOGÍA

La metodología para investigar las técnicas de filtrado y suavizado de datos (utilizadas y recomendadas en la literatura para el modelamiento de carga) en la identificación paramétrica del modelo de carga ZIP se sintetiza en el diagrama de flujo de la Figura 1.

Cada una de las etapas mostradas en esta figura se detallan a continuación:

3.1 Sistema de Prueba

El primer paso para evaluar las técnicas de filtrado y suavizado de datos es generar mediciones sincrofásorales sintéticas mediante la simulación de un sistema de prueba.

Los objetivos de estas mediciones son dos. Evaluar las técnicas de filtrado y suavizado de datos desde el punto de vista de su capacidad para retirar ruido y, evaluar estas técnicas directamente en el modelamiento de carga; esto último implica que las mediciones



sintéticas deben obtenerse de barras de carga del sistema de prueba. Para esto se debe seguir el siguiente proceso:

- Al sistema de prueba seleccionado se lo configura de tal manera que las cargas tengan un comportamiento de acuerdo con el modelo de carga ZIP.
- A continuación, se genera una gran cantidad de escenarios de operación donde: varie la demanda de las cargas en función de diferentes curvas de demanda y; varien los parámetros del modelo de carga ZIP de cada carga del sistema de prueba, de acuerdo con los valores recomendados en la literatura. Una vez realizado esto, se ejecuta un flujo óptimo de potencia para obtener el despacho de cada generador.
- Mediante Montecarlo se asignan contingencias, variaciones, fallas, entre otros, en los diferentes componentes que conforman el sistema de prueba.
- Posteriormente, para cada uno de estos escenarios, se realizan simulaciones en el dominio fasorial (RMS) y se almacenan los resultados de tensión, potencia activa y potencia reactiva, de cada una de las barras de carga de dicho sistema. Las características para el almacenamiento de estas mediciones sintéticas deben ser similares a las de una PMU real, es decir, 50 o 60 fasores por segundo (FPS, frames per second).
- Una vez realizado lo anterior, y con el objeto de que las mediciones sintéticas sean idénticas a las reales, es necesario añadirles ruido. Para esto se añade ruido blanco gaussiano con los valores de SNR en decibelios que se detallan en (7) [8], y donde V, P y Q representan la tensión, potencia activa y potencia reactiva, respectivamente.

$$SNR(V \ P \ Q) = (73 \ 65 \ 49)dB \quad (7)$$



Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología para Evaluar Algoritmos de Filtrado y Suavizado de Datos en la Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP.

3.2 Comparación de Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos en la Reducción de Ruido

En esta sección se tiene como objetivo comparar el desempeño de las técnicas de filtrado y suavizado de datos que se utilizan o mencionan en la literatura para el modelamiento de carga. El análisis del estado del arte se realizó en la primera sección de este trabajo, donde se observó que las técnicas a comparar son: filtro pasa bajos, Savitzky – Golay (SG), media – móvil (MA), mediana – móvil, regresión lineal local (LOWESS), regresión lineal local robusta (RLOWESS), regresión cuadrática local (LOESS) y regresión cuadrática local robusta (RLOESS).

En cuanto a los parámetros de diseño, para el filtro pasa bajos, se elige los recomendados en la literatura, es decir, 0.2, 2 y 15 Hz, como frecuencias de corte [11], [12], [13], [15]. Para las técnicas de suavizado de datos se eligen de igual manera los anchos de ventana utilizados en la literatura, 119, 61, 35, 25 y 8 muestras [14], [15]. Para el caso particular de la técnica Savitzky – Golay (SG) se elige, para el orden del polinomio para la regresión, valores de 2 y 3, de acuerdo con [14], [15].

Finalmente, la manera para comparar el desempeño de las técnicas de filtrado y suavizado de datos es mediante la relación señal-ruido (SNR), donde el ruido se refiere al ruido remanente, es decir, se calcula entre la señal filtrada y la señal original sin ruido. De esta forma, valores más elevados de SNR indican un mejor desempeño, lo que resulta en que dicha técnica retira una mayor cantidad de ruido. En este punto es importante mencionar que la comparación que aquí se realiza es a nivel de laboratorio, utilizando mediciones sintéticas obtenidas por simulación del sistema de prueba, donde se cuenta con señales sin ruido, que en la práctica no se dispondría.

El objetivo final de esta comparación es determinar la o las mejores técnicas de filtrado para datos tipo *ambiente* de PMU, además de detectar rangos iniciales óptimos para los parámetros de diseño.

3.3 Determinación del Valor del Parámetro de Diseño Óptimo

En esta sección se tiene como objetivo determinar el valor óptimo del parámetro de diseño de la o las mejores técnicas de filtrado y suavizado de datos que fueron determinadas en la sección anterior para retirar ruido en señales tipo *ambiente* provenientes de PMU.

Para esto, se calcula el SNR para diferentes valores del parámetro de diseño. El rango referencial para estos valores se obtiene de la sección anterior.

3.4 Comparación en el Modelamiento de Carga

En esta sección se tiene como objetivo comparar la mejor técnica de filtrado, junto con su valor óptimo, determinados en las dos secciones anteriores, frente a las técnicas de filtrado recomendadas en la literatura. La

diferencia con respecto a las secciones anteriores es que la comparación se realiza al evaluar la precisión alcanzada al estimar los parámetros del modelo de carga ZIP de las barras de carga del sistema de prueba.

Las técnicas de filtrado recomendadas en la literatura se indicaron en el análisis del estado del arte realizado en la primera sección de este trabajo. De estas se eligen las que mejores resultados alcancen de las dos anteriores secciones, con valores para los parámetros de diseño de acuerdo con los recomendados en la literatura.

Para esto se utiliza el proceso de identificación paramétrica que se detalla en la sección 2.4, con los datos sintéticos de PMU que se obtienen del sistema de prueba, y con todos los escenarios de operación.

El indicador utilizado para la comparación de los parámetros estimados del modelo de carga ZIP es el Error en la Estimación de Parámetros (EEP) que se define en [6] y que se reproduce a continuación.

El EEP es un indicador que cuantifica el error alcanzado al estimar los parámetros p_1 , p_2 , p_3 o q_1 , q_2 , q_3 de (2) y (3). El EEP se calcula por medio de (8) y representa la distancia tridimensional entre los parámetros reales (subíndice r) y estimados (subíndice e). Se utiliza una ecuación análoga a (8) para Q [6].

$$EEP = \sqrt{(p_{1r} - p_{1e})^2 + (p_{2r} - p_{2e})^2 + (p_{3r} - p_{3e})^2} \quad (8)$$

Se recomienda comparar el EEP de cada técnica de filtrado por magnitud de variación de tensión (ΔV).

4. RESULTADOS

4.1 Sistema de Prueba

El sistema de prueba elegido para este trabajo es el IEEE de 39 barras que se encuentra implementado en el software de simulación PowerFactory. Este sistema consta de 19 cargas que han sido modificadas para que se comporten bajo el modelo de carga ZIP.

Por otro lado, con programación DPL (lenguaje de programación DIgSILENT) se han generado 11 mil diferentes escenarios de operación, en donde los parámetros (p_1 , p_2 , p_3 y q_1 , q_2 , q_3) de los modelos ZIP de cada una de las 19 cargas y en cada uno de los escenarios son generados aleatoriamente de acuerdo con los valores recomendados en [19], [20]. La cantidad de escenarios ha sido seleccionada en función de lo recomendado en tesis doctorales y artículos científicos como [6], [8] y [21].

De forma similar, la demanda de cada uno de los 11 mil escenarios y para cada una de las 19 cargas se asigna de acuerdo con tres curvas de demanda, residencial, comercial e industrial, donde se selecciona aleatoriamente una hora del día, se obtiene el valor de demanda a esa hora de una de las tres curvas, se ejecuta un flujo óptimo de potencia y, se obtiene como resultado

la potencia de generación de todos los generadores del sistema IEEE 39.

Una vez realizado lo anterior, a cada uno de los 11 mil escenarios se le asigna, de forma aleatoria, una de las siguientes contingencias: cambio repentino de la carga, con magnitud de cambio generada de manera aleatoria; salida de un generador, el cual se selecciona de forma aleatoria; cortocircuito, donde la línea de transmisión y la ubicación de la falla también se determinan de manera aleatoria.

A continuación, para cada uno de los escenarios se realizan simulaciones dinámicas del tipo fasorial (RMS), con una duración de 10 segundos. La tensión, potencia activa y potencia reactiva, de cada una de las 19 barras de carga del sistema IEEE 39, se exportan y almacenan en archivos de texto, con una tasa de muestreo de 60 FPS, de manera que sean similares a las de una PMU. Es importante indicar que se almacenan solamente las simulaciones correspondientes a datos tipo *ambiente*, es decir, aquellas simulaciones que resulten en variaciones de tensión inferiores o iguales a 0.03 pu ($\Delta V \leq 0.03$ pu).

En la Figura 2 se presenta la cantidad de registros (cantidad de mediciones, que incluye tensión, potencia activa y reactiva) que se obtienen, clasificados por magnitud de variación de tensión (ΔV) y cada 0.001 pu. El valor mínimo de registros se da para ΔV entre 0.029 y 0.03 pu, y es de 339 escenarios, por lo que, para no obtener posteriormente resultados sesgados, se limita la cantidad de registros por cada ΔV a 339, es decir, cada una de las barras de la Figura 2 se limitan a 339. De este modo se tienen $29 \times 339 = 9831$ registros de PMU.

Finalmente, a estas mediciones se les agrega ruido blanco Gaussiano con los valores de SNR indicados en (7).

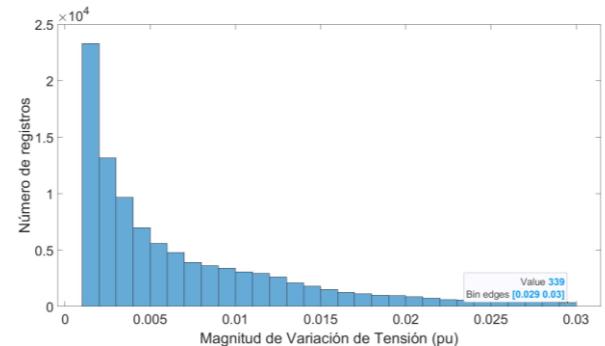


Figura 2: Cantidad de Escenarios por Magnitud de Variación de Tensión.

Tabla 1: SNR (dB) de Diferentes Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos.

Técnica de filtrado	Ancho de la ventana móvil (número de muestras)	V	P	Q	Promedio
Filtro pasa bajos 0.2 Hz		26.3	26.3	26.3	26.3
		28.7	28.7	28.7	28.7
		36.5	36.5	36.3	36.4
SG 2	8	78.5	70.5	54.5	67.9
		78.0	70.0	54.0	67.3
		78.9	72.6	58.0	69.8
		77.9	71.3	56.7	68.6
		80.3	72.4	56.5	69.8
		77.5	69.5	53.5	66.8
		79.9	72.1	56.2	69.4
		76.6	68.7	52.7	66.0
SG 3	25	82.4	75.0	59.4	72.3
		83.0	75.2	59.3	72.5
		73.5	69.6	61.4	68.1
		74.7	70.0	60.0	68.2
		79.5	73.9	61.0	71.5
		82.0	74.2	58.3	71.5
		77.9	72.8	60.8	70.5
		81.5	73.8	57.9	71.1
Media móvil	35	81.1	74.8	60.8	72.2
		82.8	75.8	60.7	73.1
		69.4	66.1	60.8	65.4
		71.3	67.3	59.9	66.2
		76.6	72.0	61.8	70.1
		82.3	75.1	59.8	72.4
		74.3	70.2	61.5	68.7
		80.7	74.3	59.5	71.5
Mediana móvil	61	74.7	70.3	61.5	68.8
		77.7	72.7	62.0	70.8
		62.7	59.9	57.8	60.2
		64.4	61.2	57.6	61.1
		69.8	66.5	61.2	65.8
		78.1	72.9	61.6	70.9
		66.6	63.8	60.5	63.6
		74.5	70.4	61.2	68.7
LOWESS	119	65.0	62.0	58.8	61.9
		67.5	64.3	59.8	63.8
		57.1	54.3	53.8	55.1
		57.8	54.9	53.9	55.5
		61.4	58.5	57.0	59.0
		69.1	65.8	60.5	65.1
		58.6	56.1	56.3	57.0
		64.4	62.5	59.7	62.2
LOESS	119	62.0	59.8	57.0	59.0
		64.3	61.2	57.6	61.1
		54.3	51.5	50.0	55.5
		54.9	52.0	50.5	55.5
		58.5	55.0	53.5	59.0
		65.8	62.0	60.5	65.1
		60.5	57.0	55.5	59.0
		56.1	53.0	51.5	57.0
RLOWESS	119	62.5	59.7	57.0	62.2
		64.4	61.2	59.0	65.5
		59.7	57.0	55.5	60.0
		62.5	59.0	57.0	62.2
		57.0	54.0	52.0	58.0
		55.5	52.0	50.0	57.0
		53.5	50.0	48.0	55.5
		50.0	47.0	45.0	52.0
RLOESS	119	62.0	59.8	57.0	61.9
		64.3	61.2	59.0	63.8
		59.8	57.0	55.5	60.0
		57.0	54.0	52.0	58.0
		55.0	52.0	50.0	57.0
		53.0	50.0	48.0	55.5
		50.0	47.0	45.0	52.0
		48.0	45.0	43.0	50.0

4.2 Comparación de Técnicas de Filtrado y Suavizado de Datos en la Reducción de Ruido

En esta sección se presentan los resultados de comparar el desempeño de diferentes técnicas de filtrado y suavizado para retirar ruido, de acuerdo con la metodología presentada en la sección 3.2. Para esto se ha utilizado el programa MATLAB, y se han utilizado los comandos para filtrado *smoothdata* y *lowpass*, los cuales pueden ser consultados en la sección de ayuda de este programa.

En la Tabla 1 se presenta el SNR de cada una de estas técnicas, y para diferentes valores del o los parámetros de diseño. SG 2 se refiere a Savitzky – Golay con polinomio de grado 2, mientras SG 3 con polinomio de grado 3. Adicionalmente, en la Tabla 1 se presentan 4 columnas, para los SNR de la tensión (V), potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y, el promedio de estas tres. Con la finalidad de obtener fácilmente conclusiones, cada una de las columnas de la Tabla 1 se encuentran resaltadas con colores del verde al rojo, donde verde indica valores más altos de SNR y, por lo tanto, mejor desempeño en la reducción de ruido.

Al analizar la Tabla 1 se concluye lo siguiente:

- Los filtros pasa - bajos son los que peor desempeño alcanzan.
- Los valores más altos de SNR se presentan para anchos de ventana (parámetro de diseño) de 25 y 35 muestras.
- Las técnicas de filtrado que presentan los valores más altos de SNR para diferentes anchos de ventana son SG 3 (Savitzky – Golay con polinomio de grado 3) y regresión cuadrática local (LOESS).

4.3 Determinación del Valor del Parámetro de Diseño Óptimo

En la sección anterior se determinó que las mejores técnicas para retirar el ruido de señales tipo *ambiente* de PMU son: SG 3 (Savitzky – Golay con polinomio de grado 3) y regresión cuadrática local (LOESS). Además, se estimó que el ancho de ventana óptimo debe estar cercano a 25 o 35 muestras.

A partir de lo anterior, el objetivo de esta sección es determinar el valor óptimo del ancho de ventana, para lo cual se calcula el SNR de las técnicas SG 3 y LOESS, para anchos de ventana desde 15 hasta 40 muestras, para las señales de tensión, potencia activa y potencia reactiva, y el promedio de estos tres valores para cada ancho de ventana. A partir de esto, se elige el ancho de ventana que alcance el valor más alto de SNR. Esto se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2: SNR (dB) y Ancho de Ventana Óptimo para las Técnicas SG 3 y LOESS.

	SNR (dB)	Ancho de ventana óptimo (cantidad de muestras)
SG3	73.1	35
LOESS	72.5	38

Al analizar la Tabla se concluye lo siguiente:

- La técnica Savitzky – Golay con polinomio de grado 3 (SG 3) alcanza un valor ligeramente más alto de SNR, lo que quiere decir que es la mejor técnica para retirar ruido de señales tipo ambiente de PMU.
- El valor óptimo para el parámetro de diseño de SG 3 es un ancho de ventana de 35 muestras.

Por otro lado, para analizar la sensibilidad del ancho de la ventana móvil es necesario observar los valores de SNR de la Tabla 1 para Savitzky – Golay con polinomio de grado 3 (SG 3). Por ejemplo, para un ancho de ventana de 8 muestras se tiene, en promedio, un SNR de 67.3 dB, para 25 muestras un SNR de 72.5 dB, para 35 muestras de 73.1 dB, y para 61 muestras un SNR de 70.8 dB. Claramente se observa que 35 muestras es el valor más adecuado para esta aplicación.

4.4 Comparación en el Modelamiento de Carga

En la anterior sección se determinó que la mejor técnica para filtrar datos tipo *ambiente* de PMU es Savitzky – Golay con polinomio de grado 3 (SG 3) y con un ancho de ventana de 35 muestras. En esta sección se compara su desempeño en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP, frente a las técnicas Savitzky – Golay con polinomio de grado 2 (SG 2), regresión lineal local (LOWESS) y regresión cuadrática local (LOESS), las tres con ancho de ventana de 38 muestras, de acuerdo con los mejores resultados observados en la Tabla 1 y Tabla 2, y de acuerdo con el análisis del estado del arte presentado en la primera sección de este trabajo.

En función de lo anterior, en la Figura 3 se presenta el EEP (Error en la Estimación de Parámetros) de las cuatro técnicas de filtrado precitadas, clasificado por magnitud de variación de tensión (ΔV). Se presenta la media del EEP, dado que se tienen 339 escenarios por cada 0.001 pu de ΔV , tal como se indicó en el sistema de prueba detallado en la sección 4.1. Adicionalmente, se presenta la media del EEP ya que es el parámetro que mejor permite analizar la exactitud alcanzada; la desviación estándar o los percentiles aportan información similar y por esta razón no se los presenta.

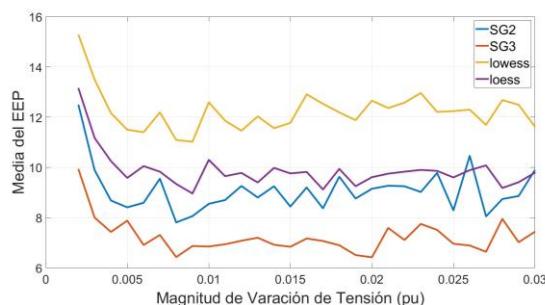


Figura 3: EEP por Magnitud de Variación de Tensión.

Al analizar la Figura 3 se obtienen las siguientes conclusiones:

- La técnica regresión lineal local (LOWESS) es la que peores resultados presenta, pues alcanza el mayor EEP en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP, lo que quiere decir que obtiene la menor precisión en la estimación de los parámetros de dicho modelo.
- Las técnicas regresión cuadrática local (LOESS) y Savitzky – Golay con polinomio de grado 2 (SG 2) obtienen EEP bastante cercanos, sin embargo, no son las técnicas que mejores desempeños presentan en la estimación del modelo de carga ZIP.
- Savitzky – Golay con polinomio de grado 3 (SG 3) y ancho de ventana de 35 muestras, que es el determinado en este trabajo, es el que mejor desempeño alcanza, pues permite estimar los parámetros del modelo de carga ZIP con mayor precisión. Es importante notar que esto permite que se puedan estimar modelos de carga con menores ΔV , lo cual se traduce en que se logren estimar los modelos de manera más frecuente, pues en los sistemas eléctricos de potencia se dispone normalmente de mediciones con variaciones de pequeña magnitud.

Por último, es importante indicar que el tiempo promedio que requiere el algoritmo de filtrado con Savitzky – Golay es de 0.3 ms para cada serie temporal de 10 segundos de mediciones. Al requerir registros de PMU de tensión, potencia activa y potencia reactiva para estimar el modelo de carga ZIP, el algoritmo para estas tres magnitudes requiere en promedio 0.9 ms, haciéndolo acorde para ser utilizado en metodologías de modelamiento de carga automáticas y en línea.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo se evaluó varias técnicas de filtrado y suavizado de datos en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP con datos tipo *ambiente* de PMU.

En primer lugar, se descartó a las técnicas de filtrado pasa bajos con frecuencias de corte ya que obtuvieron un rendimiento pobre en la reducción de ruido en datos tipo *ambiente* de PMU.

En contraparte a lo anterior, se determinó que la mejor técnica de filtrado para retirar ruido de los datos tipo *ambiente* de PMU es Savitzky – Golay con polinomio de grado 3 (SG 3) y un ancho de ventana de 35 muestras. Esta técnica se comparó contra otras técnicas recomendadas en la literatura por medio de la precisión alcanzada al estimar los parámetros del modelo de carga ZIP, obteniendo el mejor desempeño y, por lo tanto, confirmando que es la mejor técnica para este tipo de aplicación.

Como trabajos futuros se plantea:

- Extender este trabajo de tal manera que se utilicen mediciones sincrofásoriales obtenidas de sistemas eléctricos reales.
- Desarrollar un algoritmo capaz de calcular el ancho de la ventana móvil de cada técnica de filtrado de manera automática y cada vez que se disponga de una nueva serie temporal de mediciones tipo *ambiente* de PMU.
- Evaluar algoritmos de filtrado y suavizado de datos que se utilizan en otras aplicaciones, en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] The NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee, “Power System Model Validation, A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee,” North American Electric Reliability Corporation, no. December, pp. 1–53, 2010.
- [2] NERC, “Dynamic Load Modeling, Technical Reference Document,” 2016.
- [3] M. Mohammed, A. Abdulkarim, A. S. Abubakar, A. B. Kunya, and Y. Jibril, “Load modeling techniques in distribution networks: a review,” Journal of Applied Materials and Technology, vol. 1, no. 2, pp. 63–70, 2020.
- [4] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo, and D. Zhao, “Load modeling - A review,” IEEE Trans Smart Grid, vol. 9, no. 6, pp. 5986–5999, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2700436.
- [5] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” 2011. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.
- [6] J. R. Constante and D. G. Colome, “Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP basada en Técnicas de Optimización y en Mediciones de PMU,” 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), San Juan, Argentina, pp. 1–8, 2022, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940010.
- [7] M. Brown, M. Biswal, S. Brahma, S. J. Ranade, and H. Cao, “Characterizing and quantifying noise in

- PMU data,” 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting, vol. 2016, no. 2019–07, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741972.
- [8] J. R. Constante Segura, G. Colome, and D. Echeverria, “Noise Amplitude in Ambient PMU Data and its Impact on Load Models Identification,” IEEE Latin America Transactions, vol. 22, no. 8, pp. 678–685, 2024, doi: 10.1109/TLA.2024.10620390.
- [9] C. WG C4.605, “Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks,” no. 272, 2014.
- [10] M. M. Ahmed, M. K. Hasanal, and N. S. F. Yusoff, Dynamic load modeling and parameter estimation of 132/275kv using PMU-based wide area measurement system, vol. 1166. Springer Singapore, 2021. doi: 10.1007/978-981-15-5148-2_97.
- [11] X. Zhang, C. Lu, J. Lin, and Y. Wang, “Experimental measurement of PMU error distribution and its impact on load model identification,” 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741069.
- [12] X. Zhang, C. Lu, and Y. Wang, “A two-stage framework for ambient signal based load model parameter identification,” International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 121, no. November 2019, p. 106064, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106064.
- [13] E. O. Kontis, T. A. Papadopoulos, A. I. Chrysochos, and G. K. Papagiannis, “Measurement-Based dynamic load modeling using the vector fitting technique,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 1, pp. 338–351, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2697004.
- [14] K. N. Hasan, J. V. Milanovic, P. Turner, and V. Turnham, “A step-by-step data processing guideline for load model development based on field measurements,” 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands, pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232307.
- [15] T. A. Papadopoulos, G. A. Barzegar-Ntovom, V. C. Nikolaidis, P. N. Papadopoulos, and G. M. Burt, “Online parameter identification and generic modeling derivation of a dynamic load model in distribution grids,” 2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, UK, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/PTC.2017.7980994.
- [16] Y. Zhu and J. V. Milanović, “Automatic Identification of Power System Load Models Based on Field Measurements,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 3162–3171, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2763752.
- [17] R. W. Schafer, “What is a savitzky-golay filter?,” IEEE Signal Process Mag, vol. 28, no. 4, pp. 111–117, 2011, doi: 10.1109/MSP.2011.941097.
- [18] D. C. Montgomery, C. L. Jennings, and Murat. Kulahci, Introduction Time Series Analysis and Forecasting, 2015.
- [19] C. WG C4.605, Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks, no. February. 2014.
- [20] J. V. Milanović, K. Yamashita, S. Martínez Villanueva, S. Ž. Djokić, and L. M. Korunović, “International industry practice on power system load modeling,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 3038–3046, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2231969.
- [21] Diego Ernesto Echeverría Jurado, “Evaluación y mejora de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos en tiempo real utilizando PMUs,” Universidad Nacional de San Juan, 2020.



Henry Laica Pozo.- Nació en Salcedo, Ecuador en el año 1997, cursó su educación primaria en la escuela General Rivadeneira - General Emilio Terán. Posteriormente, completó su formación secundaria en la Unidad Educativa 19 de septiembre, obteniendo el título de Bachiller Técnico Industrial con especialización en Electromecánica Automotriz. Continuó sus estudios en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, donde alcanzó el título de Tecnólogo Electromecánico, destacándose por su responsabilidad y dedicación académica. En la actualidad, está por culminar su Ingeniería en Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, institución en la que ha demostrado un sólido compromiso con su desarrollo profesional.



Kevin Tituña Tituña. - Nació en Pillaro, Ecuador en el año 2002, cursó su educación primaria en la escuela – Unidad Educativa Fiscomisional La Inmaculada Posteriormente, completó su formación secundaria en la – Unidad Educativa 19 de septiembre, obteniendo el título de Bachiller Técnico Industrial con especialización en Electromecánica Automotriz, donde se destacó por su responsabilidad y dedicación académica. Actualmente, se encuentra finalizando sus estudios de tercer nivel en la carrera de Ingeniería en Electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, institución en la que ha demostrado un sólido compromiso con su desarrollo profesional.





Jessica Castillo Fiallos. - Ingeniera en Electrónica Telecommunicaciones y Redes, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, 2012, con maestría en Master Universitario en Ingeniería Matemática y Computación en 2021 UNIR, Master en

Matemáticas, Mención Modelación y Docencia, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, 2022 y, Magister en Seguridad Telemática, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, 2016. Actualmente es profesora de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador. Su campo de investigación es la Inteligencia Artificial, optimización, matemática y estadística. Ha publicado alrededor de 26 artículos en revistas y conferencias internacionales.



Joffre Constante Segura. - Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2013 y de Magister en Eficiencia Energética de la Escuela Politécnica Nacional en 2016. Cuenta con experiencia profesional

como: Analista Técnico del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE); Especialista de regulación técnica, económica y tarifas de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); Especialista de Gestión de Operación en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del Operador Nacional de Electricidad CENACE, y; como Docente de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Actualmente se encuentra culminando su doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan – Argentina, a la vez que se desempeña como Jefe de Prospectiva Energética de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi.

Contribution of Battery Energy Storage in the Ecuadorian Power System to Optimize Its Economic Dispatch

Contribución del Almacenamiento en Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano para Optimizar su Despacho Económico

A. Bravo¹

ID 0009-0004-3059-5786

A. Villamarín¹

ID 0000-0002-8923-6479

A. Chancusig¹ ID 0009-0006-7625-7410

¹Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Latacunga, Ecuador

E-mail: abbravo1@espe.edu.ec, afvillamarin@espe.edu.ec, amchancusig1@espe.edu.ec

Abstract

The increase in renewable generation and the need for a more flexible operation of the National Interconnected System (SNI) pose new challenges for efficient energy management in Ecuador. In this context, Battery Energy Storage Systems (BESS) emerge as a viable solution to optimize power system operation by enabling temporal energy shifting, reducing operational costs, and mitigating unsupplied energy events. This study analyzes the contribution of the BESS to the operational performance of the SNI using a representative four-zone model. An optimization model based on Mixed-Integer Linear Programming (MILP) is developed to determine the optimal location of the storage system. The results indicate that the optimal location is found in the zones with the highest solar generation capacity and demand levels, where the BESS significantly contributes to reducing thermal generation and overall system operating costs, reinforcing its role as a strategic resource to enhance the operational flexibility of the Ecuadorian power system.

Resumen

El incremento de la generación renovable y la necesidad de una operación más flexible del Sistema Nacional Interconectado (SNI) plantean nuevos desafíos para la gestión eficiente de la energía en Ecuador. En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) se presentan como una solución viable para optimizar la operación del sistema eléctrico, al facilitar el desplazamiento temporal de energía, reducir los costos operativos y mitigar los eventos de energía no suministrada. Este estudio analiza la contribución del BESS al despacho económico del SNI utilizando un modelo representativo de cuatro zonas. Se desarrolla un modelo de optimización basado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés) para determinar la ubicación óptima del sistema de almacenamiento. Los resultados indican que la ubicación óptima se encuentra en las zonas con la mayor capacidad de generación solar y altos niveles de demanda, donde el BESS contribuye significativamente a disminuir el despacho térmico y los costos globales del sistema, reforzando su rol como recurso estratégico para incrementar la flexibilidad operativa del sistema eléctrico ecuatoriano.

Index terms— Battery Energy Storage Systems; optimization; optimal location; operational flexibility; Ecuadorian power system.

Palabras clave— Sistemas de almacenamiento de energía en baterías; optimización; ubicación óptima; flexibilidad operativa; sistema eléctrico ecuatoriano.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Bravo, A.; Villamarín, A.; Chancusig, A. (2026). "Contribución de los Sistemas de Almacenamiento en Baterías a la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano: Análisis de Ubicación Óptima". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 54-64

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.734>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico ecuatoriano atraviesa una etapa de transformación estructural impulsada por la expansión de la generación renovable, la modernización de la infraestructura y la necesidad de fortalecer la flexibilidad operativa ante condiciones climáticas variables. Al 2024, la capacidad instalada nacional alcanzaba aproximadamente 9.255 MW, de los cuales más del 60% provenía de fuentes renovables, principalmente hidráulica, eólica, solar y biomasa [1]. En años recientes, la participación de energías limpias ha superado el 90% de la generación total, lo que refleja un progreso significativo hacia una matriz eléctrica más sostenible [2]. Sin embargo, la dependencia del régimen hidrológico y la creciente demanda —que alcanzó un máximo histórico de 5.110 MW en 2025 según CENACE— evidencian vulnerabilidades operativas durante los períodos de estiaje prolongados [3].

En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) surgen como una alternativa tecnológica clave para mejorar la gestión del sistema eléctrico [4]. Su capacidad para desplazar energía entre horas de baja y alta demanda permite optimizar el uso de los recursos de generación, reducir el despacho térmico y mitigar eventos de energía no suministrada. Además, los BESS poseen la capacidad técnica de proveer servicios complementarios, tales como regulación de frecuencia y soporte de tensión; no obstante, en este trabajo se analiza exclusivamente su aporte a la flexibilidad operativa del sistema mediante el arbitraje energético horario [5].

La Regulación Nro. ARCONEL-005/25 refuerza esta visión al establecer que los nuevos proyectos de generación solar y eólica incorporen sistemas de almacenamiento equivalentes al 10% de su potencia nominal y una autonomía mínima de cuatro horas, impulsando la integración segura de energías renovables al Sistema Nacional Interconectado (SNI) [6]. Este marco normativo, junto con los lineamientos del Plan Maestro de Electricidad (PME) [7], promueve una operación más flexible, resiliente y sustentable del sistema eléctrico ecuatoriano.

Varios estudios recientes han analizado el rol del almacenamiento energético en Ecuador. En [8] se presenta un modelo de planificación de expansión multiannual del sistema eléctrico nacional que incorpora fuentes renovables y sistemas de almacenamiento en un entorno hidro-dominado, demostrando su contribución a la reducción de emisiones y costos operativos. Por su parte, en [9] se modela un sistema BESS conectado al SNI para la regulación primaria de frecuencia, evidenciando mejoras significativas en la estabilidad operativa. En [10] se analiza el aprovechamiento de la energía turbinable vertida mediante tres tecnologías de almacenamiento, confirmando su viabilidad técnica y económica para reducir la generación térmica y mejorar la eficiencia del sistema. Finalmente, en [11] se propone

una estrategia de planificación energética orientada a impulsar el crecimiento de las energías renovables y los sistemas de almacenamiento en países en desarrollo.

Si bien el potencial del almacenamiento energético en Ecuador ha sido reconocido en estudios recientes, la evaluación operativa y espacial de los BESS a nivel de red aún requiere mayor desarrollo. Determinar su ubicación óptima dentro del sistema es esencial para maximizar los beneficios técnicos y económicos que ofrece esta tecnología, especialmente en un sistema hidro-dominado con generación térmica marginal y una operación centralizada.

En este trabajo se propone un modelo de optimización basado en Programación Lineal Entera Mixta (MILP) para determinar la ubicación óptima de un sistema de almacenamiento en baterías en el SNI. El estudio se desarrolla sobre un modelo representativo de cuatro zonas, que simplifica la estructura operativa y geográfica del país. El objetivo es evaluar la contribución del BESS al desempeño operativo del sistema, considerando restricciones técnicas y económicas. Los resultados permiten identificar las zonas donde el almacenamiento ofrece mayor valor sistémico, evidenciando su potencial para reducir costos de operación, disminuir el despacho térmico y aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico ecuatoriano.

El resto del artículo está estructurado como sigue: la Sección 2 presenta el modelo de optimización propuesto para la ubicación óptima de las baterías. En la Sección 3 se describe el caso de estudio, y en la Sección 4 se realiza el análisis de resultados. La Sección 5 presenta las principales conclusiones y trabajos futuros. Finalmente, la Sección 6 presenta el Apéndice con la nomenclatura del modelo de optimización.

2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo propuesto busca determinar la ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía en baterías con el objetivo de minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico. El modelo considera la operación horaria de las tecnologías de generación, la interacción entre zonas eléctricas, las restricciones de transmisión y la dinámica de carga y descarga del almacenamiento. La formulación se desarrolla bajo un esquema de Programación Lineal Entera Mixta (MILP, por sus siglas en inglés), implementado en el software FICO Xpress [12].

2.1 Función objetivo

La función objetivo busca minimizar el costo total de operación del sistema eléctrico durante el horizonte de simulación, expresado como la suma de los costos de generación, los costos asociados a la energía no suministrada (ENS) y los costos de inversión del sistema de almacenamiento en baterías.



$$\min Z = \sum_{t \in T} \left[\sum_{g \in G} \sum_{n \in N} C_g^G \cdot P_{g,n,t} + \sum_{n \in N} C^{NS} \cdot P_{n,t}^{NS} \right] + \sum_{n \in N} C_n^{inv} \cdot y_n \quad (1)$$

En la ecuación (1), $P_{g,n,t}$ representa la potencia generada por el generador g en el nodo n y en el instante de tiempo t ; C_g corresponde al costo unitario de generación asociado a cada tecnología; $P_{n,t}^{NS}$ denota la energía no suministrada en el nodo n durante el tiempo t ; y C^{NS} es el costo unitario asignado a la energía no servida. Por su parte, C_n^{inv} representa el costo anualizado de inversión del sistema de almacenamiento en baterías en el nodo n , mientras que y_n es una variable binaria que toma el valor de uno si el BESS se instala en dicho nodo y cero en caso contrario. En este estudio se asume que los costos variables de carga y descarga del BESS son despreciables frente a los costos de generación térmica y se representan implícitamente mediante la eficiencia del sistema. La descripción completa de los parámetros y variables utilizadas en el modelo se presenta en la Sección 6.

2.2 Ecuación de Balance Nodal

Las restricciones de balance de potencia aseguran el equilibrio entre la generación, los flujos de potencia, la carga y descarga del BESS, y la demanda en cada nodo del sistema y periodo de tiempo.

$$\sum_{g \in G_n} P_{g,n,t} + \sum_{l \in L | to(l)=n} F_{l,t} - \sum_{l \in \Omega^L | fr(l)=n} F_{l,t} + (P_{n,t}^{DIS} - P_{n,t}^{CH}) = D_{n,t} - P_{n,t}^{NS} \quad (2)$$

$$\forall n \in N, \forall t \in T$$

La ecuación (2) representa el balance nodal de potencia activa en cada nodo n y para cada instante de tiempo t . En ella, la suma de la potencia generada por todas las unidades conectadas al nodo, junto con los flujos de potencia que ingresan desde las líneas adyacentes, debe ser igual a la suma de los flujos que salen del nodo, la demanda local y la energía no suministrada, considerando además los intercambios asociados al sistema de almacenamiento. De esta forma, los términos $P_{n,t}^{DIS}$ y $P_{n,t}^{CH}$ representan la potencia descargada y cargada por el BESS, respectivamente, los cuales modifican el balance local dependiendo de su modo de operación. La igualdad asegura que la potencia generada, más la potencia neta intercambiada por las líneas y el almacenamiento, satisface la demanda efectiva del nodo $D_{n,t}$, descontando la energía no servida $P_{n,t}^{NS}$. Este conjunto de restricciones garantiza el equilibrio energético horario del sistema para todas las zonas y periodos de simulación considerados.

2.3 Restricciones de Energía no Suministrada

Las restricciones de ENS limitan la cantidad máxima de demanda que puede quedar insatisfecha en cada nodo y período de tiempo, asegurando que no exceda el valor total de la demanda de cada zona.

$$0 \leq P_{n,t}^{NS} \leq D_{n,t}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (3)$$

En esta expresión, $P_{n,t}^{NS}$ representa la potencia no suministrada en el nodo n y tiempo t , mientras que $D_{n,t}$ corresponde a la demanda total del nodo en el mismo período. Esta restricción garantiza que la ENS se mantenga dentro de límites físicamente admisibles del sistema.

2.4 Restricciones de Flujos de Potencia

Las restricciones de flujos de potencia se basan en el modelo DC, donde los flujos activos entre nodos se determinan a partir de la diferencia de ángulos de fase y la reactancia de las líneas. Además, se limita el flujo máximo permitido en cada enlace para representar la capacidad térmica de transmisión.

$$F_{l,t} = \frac{\theta_{fr(l),t} - \theta_{to(l),t}}{X_l}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (4)$$

$$-F_l^{max} \leq F_{l,t} \leq F_l^{max}; \quad \forall l \in L, \forall t \in T \quad (5)$$

En estas expresiones, $F_{l,t}$ representa el flujo de potencia activa en la línea l durante el período t ; $\theta_{fr(l),t}$ y $\theta_{to(l),t}$ son los ángulos de fase en los nodos de envío y recepción, respectivamente; X_l corresponde a la reactancia de la línea; y F_l^{max} define el límite máximo de flujo permitido según la capacidad de transmisión.

2.5 Límites de Generación

Las restricciones de generación definen los límites operativos de cada tecnología, considerando su potencia mínima, máxima y, en el caso de las fuentes renovables e hidráulicas, los factores de disponibilidad o perfiles horarios del recurso.

$$P_g^{min} \leq P_{g,n,t} \leq P_g^{max}; \quad \forall g \in G_{term}; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (6)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,n,t} \leq P_g^{max} \cdot fd_t^H; \quad \forall g \in G_{hidro}, \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (7)$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,n,t} \leq P_g^{max} \cdot \alpha_t; \quad \forall g \in G_{ernc}, \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (8)$$

Las ecuaciones (6), (7) y (8) establecen las restricciones de capacidad para las unidades de generación térmica, hidroeléctrica y de energías renovables no convencionales (ERNC), respectivamente. En estas expresiones, $P_{g,n,t}$ corresponde a la potencia generada por la unidad g en el nodo n y tiempo t ; P_g^{min} y P_g^{max} son los límites mínimo y máximo de generación, respectivamente; mientras que fd_t^H y α_t representan los factores de disponibilidad temporal del recurso hídrico y renovable no convencional (solar o eólico). Estas



restricciones aseguran que la generación de cada tecnología se mantenga dentro de sus márgenes técnicos y del recurso disponible.

2.6 Restricciones de Operación e Inversión del Sistema de Almacenamiento en Baterías (BESS)

Las restricciones de operación e inversión del BESS determinan su ubicación óptima, su comportamiento dinámico de carga y descarga, y los límites asociados al estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés). La formulación considera una variable binaria que activa la instalación del almacenamiento en una única zona del sistema y garantiza la operación factible en cada período de simulación.

$$\sum_{n \in N} y_n = 1; \quad (9)$$

$$y_n \in \{0,1\} \quad (10)$$

$$E_{n,0} = SOC_0 \cdot P_n^{BESS} \cdot \Lambda \cdot y_n; \quad (11)$$

$$E_{n,|T|} = E_{n,0}; \quad (12)$$

$$SOC^{min} \cdot P_n^{BESS} \cdot \Lambda \cdot y_n \leq E_{n,t} \quad (13) \\ \leq SOC^{max} \cdot P_n^{BESS} \cdot \Lambda \cdot y_n; \quad \forall n \in N, \forall t \in T$$

$$E_{n,t} = E_{n,0} + P_{n,t}^{CH} \cdot \eta^{CH} - \frac{P_{n,t}^{DIS}}{\eta^{DIS}}; \quad \forall n \in N, t = 1 \quad (14)$$

$$E_{n,t} = E_{n,t-1} + P_{n,t}^{CH} \cdot \eta^{CH} - \frac{P_{n,t}^{DIS}}{\eta^{DIS}}; \quad \forall n \in N, \quad (15) \\ \forall t \geq 2 \in T$$

$$0 \leq \frac{P_{n,t}^{DIS}}{\eta^{DIS}} \leq P_n^{BESS} \cdot y_n; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (16)$$

$$P_{n,t}^{DIS} \leq (1 - \beta_{n,t}) \cdot \Psi; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (17)$$

$$0 \leq P_{n,t}^{CH} \cdot \eta^{CH} \leq P_n^{BESS} \cdot y_n; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (18)$$

$$P_{n,t}^{CH} \leq \beta_{n,t} \cdot \Psi; \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (19)$$

$$\beta_{n,t} \in \{0,1\} \quad \forall n \in N, \forall t \in T \quad (20)$$

En las ecuaciones (9)-(18), la variable binaria y_n define la decisión de inversión, tomando el valor 1 cuando el BESS se instala en el nodo n , y 0 en caso contrario. La ecuación (9) garantiza que el almacenamiento solo pueda instalarse en una zona del sistema. Las ecuaciones (11) y (12) fijan las condiciones iniciales y finales del estado de carga, asegurando operación cíclica. La ecuación (13) impone los límites mínimo y máximo de energía almacenada, definidos por los niveles de carga SOC^{min} y SOC^{max} . Las ecuaciones (14) y (15) representan la dinámica temporal del almacenamiento, considerando las eficiencias de carga (η^{CH}) y descarga (η^{DIS}). Finalmente, las ecuaciones (16)–(19) limitan la potencia máxima de carga y descarga, y utilizan la variable binaria $\beta_{n,t}$ para evitar la operación simultánea de ambos procesos en un mismo período.

3. CASOS DE ESTUDIO

3.1 Descripción del Sistema de Prueba

El modelo propuesto se aplica a un sistema representativo de cuatro zonas que caracteriza la estructura y comportamiento operativo del SNI del Ecuador, con una proyección al año 2029, conforme a los lineamientos del PME [7]. Las zonas corresponden a Z1 (Noroccidental), Z2 (Nororiental), Z3 (Suroccidental) y Z4 (Suroriental). La Figura 1 muestra la configuración simplificada del sistema, incluyendo los porcentajes de participación de la demanda punta, la generación hidráulica, térmica y de ERNC en cada zona, junto con los principales enlaces de transmisión entre zonas. Cada zona agrupa un conjunto de nodos del SNI que reflejan la distribución geográfica de la demanda y la capacidad instalada por tipo de generación. Los datos utilizados se encuentran disponibles en [8]. Se considera que la red de 500 kV y 230 kV mantiene suficiente capacidad de transferencia, por lo que no se incluyen expansiones futuras en el horizonte de análisis. Asimismo, se excluyen los intercambios internacionales con Colombia y Perú, a fin de evaluar la capacidad interna del sistema ecuatoriano. Esta representación zonal del SNI permite capturar adecuadamente los principales intercambios de potencia, los patrones de demanda y la disponibilidad de generación, manteniendo una complejidad computacional compatible con modelos de optimización de horizonte anual.

Para verificar la consistencia del modelo propuesto, se comparó la curva de generación-demanda obtenida mediante el modelo con la información oficial reportada por el Operador Nacional de Electricidad CENACE para un día representativo del sistema (6 de noviembre de 2025). La Figura 2 muestra una correspondencia adecuada entre la generación observada y la estimada, validando la capacidad del modelo para reproducir las condiciones operativas del sistema sin incluir almacenamiento.

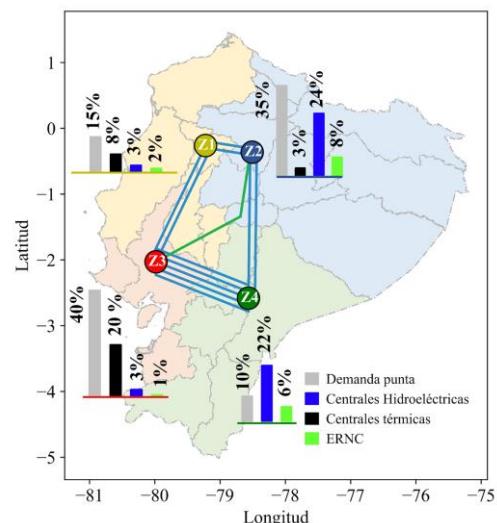


Figura 1: Red Simplificada del SNI para el Año 2029.

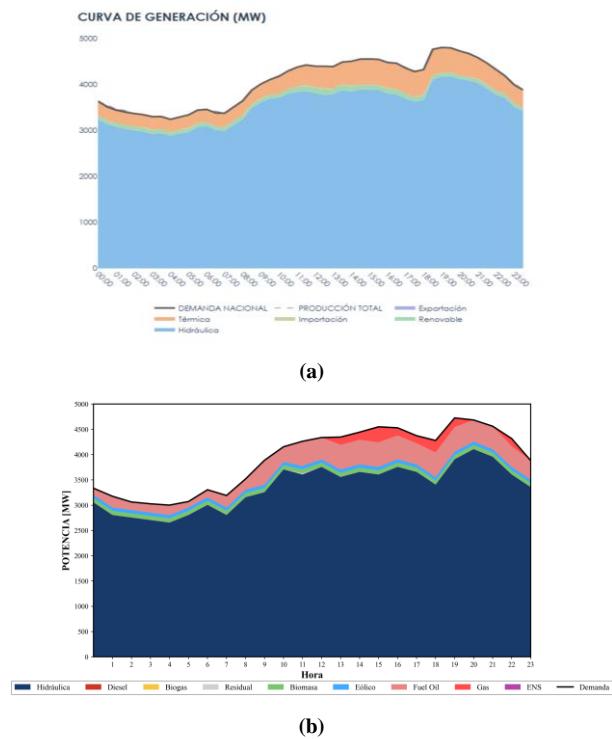


Figura 2: Comparación de la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano Correspondiente al Jueves 6 de Noviembre de 2025: (a) Curva de Generación Reportada por el Operador Nacional de Electricidad CENACE y (b) Curva de Generación Obtenida con el Modelo de Optimización Propuesto, sin Considerar Sistemas de Almacenamiento.

La Tabla 1 presenta la capacidad instalada proyectada por tecnología y por zona para el año 2029, de acuerdo con la planificación establecida en el PME [7]. La Tabla 2 presenta los parámetros de las líneas de transmisión inter-zonales del sistema de prueba utilizado.

Tabla 1: Potencia Instalada por Tecnología y Zona Proyectada para el Año 2029.

	Tecnología	Z1 [MW]	Z2 [MW]	Z3 [MW]	Z4 [MW]
Térmica	Gas	200	0	501.2	0
	Fuel Oil	532.5	50	855.9	0
	Diesel	35.1	125.8	692.7	8.1
	Residual	51.6	109.5	21	19.2
Renovables	Hidráulica	336.2	2,552.2	321.8	2,328.2
	Eólica	0	0	0	601.5
	Solar	200	818	0	0
	Biomasa	0	0	110	0
	Biogás	0	1.1	0	0.85

Tabla 2: Parámetros de las Líneas de Transmisión Inter-zonales

Línea	Desde	Hacia	Reactancia (p.u.)	Capacidad (MVA)
Santo Domingo 230 - Santa Rosa 230	Z1	Z2	0.0727	342
Santo Domingo 230 - Santa Rosa 230	Z1	Z2	0.0727	342
Quevedo 230 - Chorrillos 230	Z1	Z3	0.1281	353
Quevedo 230 - Chorrillos 230	Z1	Z3	0.1281	332
Tisaleo 500 - Chorrillos 500	Z2	Z3	0.0289	1732
Totoras 230 - Riobamba	Z2	Z4	0.1655	342

230				
Totoras 230 - Tisaleo 230	Z2	Z4	0.1655	342
Pascuales 230 - Molino 230	Z3	Z4	0.1684	342
Pascuales 230 - Molino 230	Z3	Z4	0.1684	342
Milagro 230 - Sopladora 230	Z3	Z4	0.0990	494
Milagro 230 - Zhoray 230	Z3	Z4	0.1060	342
Milagro 230 - Zhoray 230	Z3	Z4	0.1060	342

Se emplearon perfiles de disponibilidad horaria de los recursos hidráulico, solar y eólico. Los perfiles hidrológicos corresponden a un año medio húmedo, caracterizado por una disponibilidad hidroenergética equivalente al 65% de la capacidad máxima anual, según estimaciones basadas en fuentes oficiales [3]. Para las tecnologías solar y eólica, se utilizaron series horarias de 8,760 horas por ubicación, obtenidas de una plataforma internacional especializada en estudios de planificación energética [13], garantizando una representación adecuada del recurso en cada zona.

El análisis considera un sistema de almacenamiento en baterías con una potencia de 200 MW y una capacidad energética de 800 MWh (equivalente a 4 horas de autonomía), con una eficiencia round-trip del 95% y un SOC limitado entre un 20% mínimo y un 90% máximo [14]. Los costos variables de generación térmica, el valor de ENS, y los factores de emisión de gases de efecto invernadero se basan en datos de referencia del operador nacional y estudios del sector [15].

Los costos de inversión del sistema BESS fueron tomados del reporte anual del National Renewable Energy Laboratory (NREL) [16].

3.2 Descripción de los Casos de Estudio

El modelo se resuelve para un horizonte anual con resolución horaria, considerando dos escenarios hidrológicos representativos del sistema eléctrico ecuatoriano: un escenario de año medio húmedo y un escenario de año seco, con el objetivo de evaluar la sensibilidad de los resultados frente a variaciones en la disponibilidad del recurso hidráulico. Para cada escenario hidrológico se analizan los siguientes casos de estudio:

- **Caso base:** operación del sistema sin almacenamiento.
- **Caso con BESS:** incorporación de un sistema de baterías instalado en la zona identificada como óptima determinada por el modelo de optimización.

Este enfoque permite evaluar cómo la contribución del BESS en términos de reducción de costos operativos, energía gestionada y emisiones varía bajo distintas condiciones hidrológicas.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El despacho económico del sistema eléctrico ecuatoriano con y sin almacenamiento se evalúa considerando dos escenarios hidrológicos, húmedo y seco, y dos casos de estudio por escenario: operación sin BESS (caso base) e incorporación de BESS en las distintas zonas del sistema. El análisis se realiza a partir de una semana representativa para la visualización de los resultados operativos y de indicadores anuales de costo, energía gestionada y emisiones.

4.1 Escenario Hidrológico Húmedo

La Figura 3 muestra el despacho de generación del sistema sin la incorporación del BESS para una semana representativa utilizada en la visualización de los resultados. Se observa que la generación hidráulica cubre la mayor parte de la demanda, mientras que las unidades térmicas (fuel oil, gas y diésel) se despachan principalmente durante las horas de mayor consumo, especialmente en los días laborales. Asimismo, durante los períodos de mayor irradiación solar, el sistema aprovecha la contribución de esta fuente de generación renovable, reduciendo parcialmente la necesidad de generación térmica.

Por otro lado, la Figura 4 presenta el despacho de generación con la implementación del sistema BESS. Se evidencia que la batería opera en modo de carga durante las horas de baja demanda y mayor contribución de generación solar, y en modo de descarga en los períodos de mayor consumo, reduciendo así la necesidad de despacho térmico. Esta operación contribuye a una utilización más eficiente de los recursos renovables, disminuye los costos de operación al limitar la generación térmica y aumenta la flexibilidad operativa del sistema eléctrico.

La Figura 5 muestra la potencia de carga y descarga del sistema BESS a lo largo de la semana representativa. Se evidencia un comportamiento cíclico y selectivo, donde el sistema almacena energía durante las horas valle (principalmente en la madrugada y fines de semana) y la libera en los períodos de mayor demanda o mayor participación de generadores térmicos. Cabe señalar que el modelo de optimización considera un costo de inversión anualizado fijo para el BESS y no incorpora explícitamente costos asociados al ciclado ni a la degradación del sistema. No obstante, el modelo propuesto permite capturar adecuadamente el impacto operativo y económico del almacenamiento en el despacho del sistema a nivel zonal. La incorporación de modelos de degradación dependientes del ciclado se plantea como una extensión del presente trabajo para estudios de largo plazo.

Por su parte, la Figura 6 ilustra la evolución del estado de carga de la batería, con variaciones entre los límites operativos establecidos (20% y 90%). El SOC se mantiene elevado durante la mayor parte del período analizado, indicando una reserva energética suficiente

para cubrir picos de demanda y eventuales reducciones de la generación hidráulica.

4.2 Escenario Hidrológico Seco

El impacto del almacenamiento resulta más pronunciado bajo condiciones hidrológicas desfavorables. La Figura 7 muestra el despacho del sistema sin BESS en el escenario seco, donde la menor disponibilidad hidráulica incrementa significativamente la participación de generación térmica para satisfacer la demanda. Esta condición se traduce en mayores costos operativos y un aumento sustancial de las emisiones.

La Figura 8 presenta el despacho con la incorporación del BESS en la zona Z2. En este escenario, el almacenamiento cumple un rol más activo, desplazando generación térmica en horas críticas y suavizando los picos de demanda. La operación de carga y descarga del BESS, ilustrada en la Figura 9, muestra ciclos más frecuentes e intensivos en comparación con el escenario húmedo, mientras que la Figura 10 evidencia una mayor variabilidad del SOC, coherente con una operación orientada a mitigar la escasez hidráulica.

4.3 Análisis Comparativo

La Tabla 3 presenta los resultados comparativos del costo total anual de operación, la energía gestionada por el BESS y las emisiones de GEI del sistema, considerando los escenarios hidrológicos húmedo y seco y las distintas alternativas de ubicación del BESS.

En el escenario húmedo, la incorporación del BESS en cualquiera de las zonas analizadas genera una reducción del costo total de operación en comparación con el caso base sin almacenamiento. En particular, las zonas Z2 y Z4 presentan los mayores beneficios económicos, con disminuciones cercanas al 3% respecto del escenario sin BESS, lo que evidencia una operación más eficiente del sistema ante una mayor disponibilidad del recurso hídrico.

Por su parte, en el escenario seco, el efecto del almacenamiento resulta aún más relevante debido a la mayor dependencia de generación térmica. En este caso, la instalación del BESS en las zonas Z1 y Z2 conduce a las mayores reducciones de costo operativo, con ahorros del orden del 2% respecto al caso base.

En términos de utilización del almacenamiento, la Z2 concentra la mayor energía gestionada por el BESS en ambos escenarios, alcanzando 79,267.6 MWh en el escenario húmedo y 81,119.9 MWh en el escenario seco, lo que refleja un mayor grado de aprovechamiento operativo del BESS en esta zona. Adicionalmente, la incorporación del BESS permite una reducción moderada de las emisiones de GEI, asociada principalmente a la disminución del despacho térmico durante las horas de mayor demanda, evidenciando beneficios ambientales consistentes con los resultados económicos.

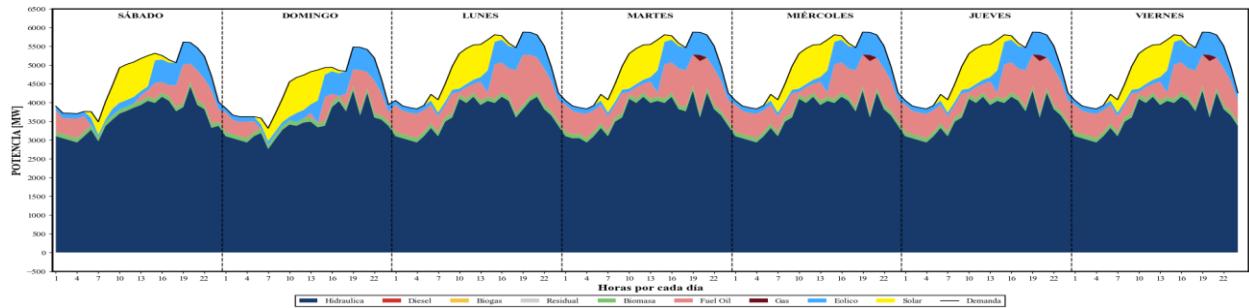


Figura 3: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano sin Incorporación de BESS (Escenario Húmedo).

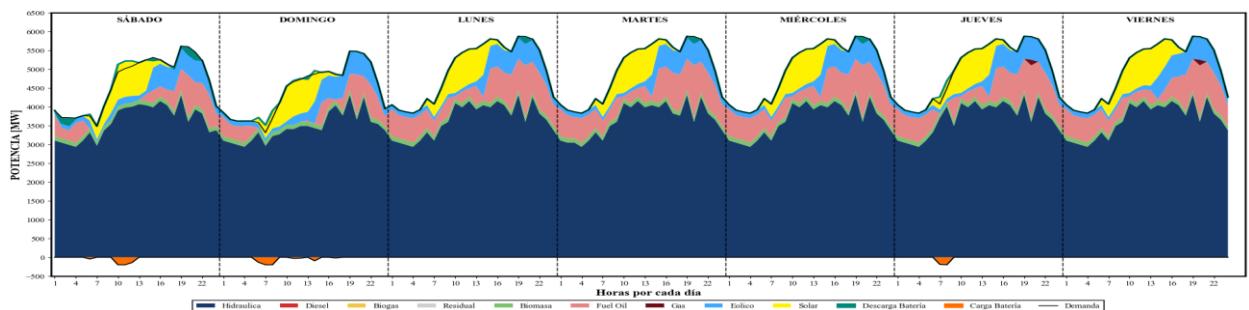


Figura 4: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Incorporación del BESS en la Zona Z2 (Escenario Húmedo).

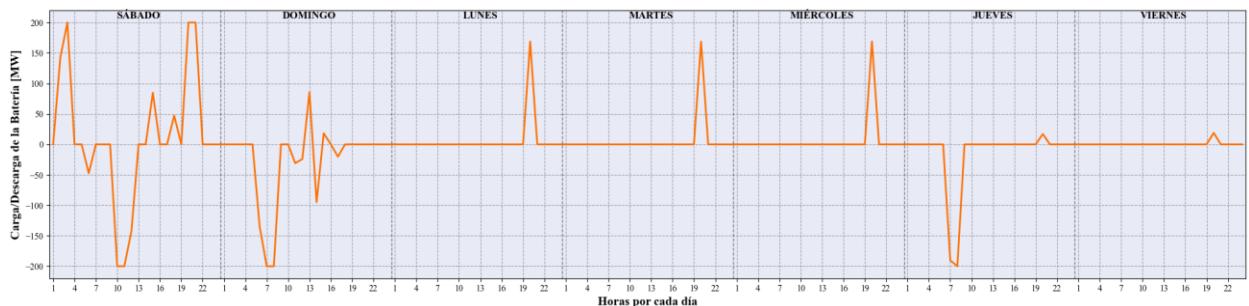


Figura 5: Potencia de Carga y Descarga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario húmedo).

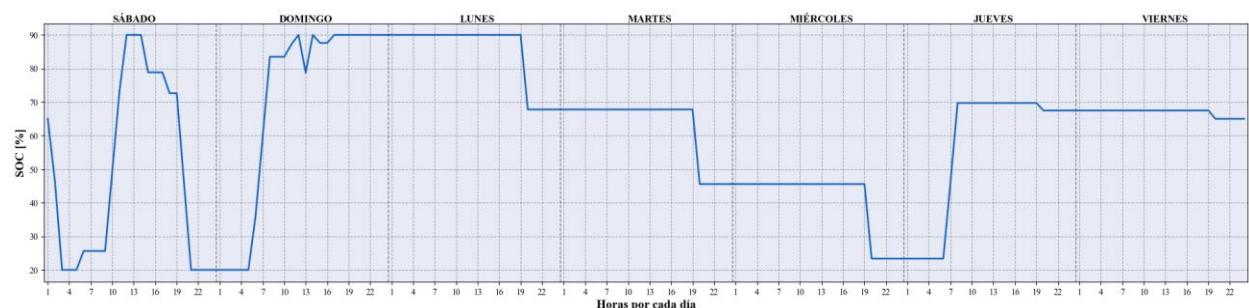


Figura 6: Estado de Carga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario Húmedo).

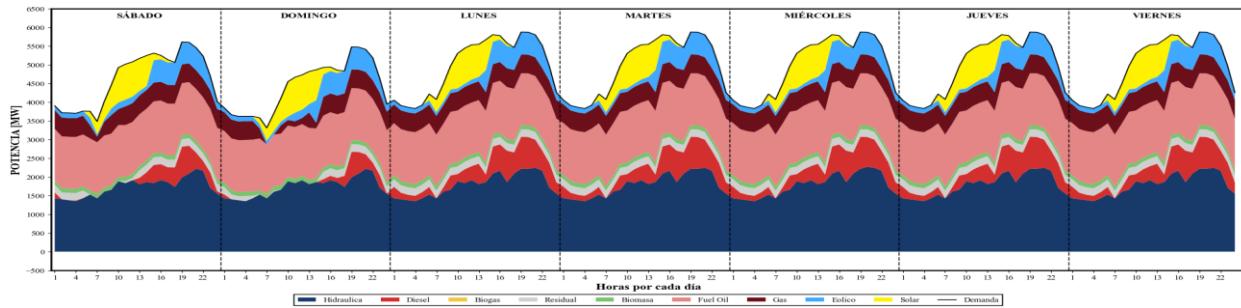


Figura 7: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano sin Incorporación de BESS (Escenario seco).

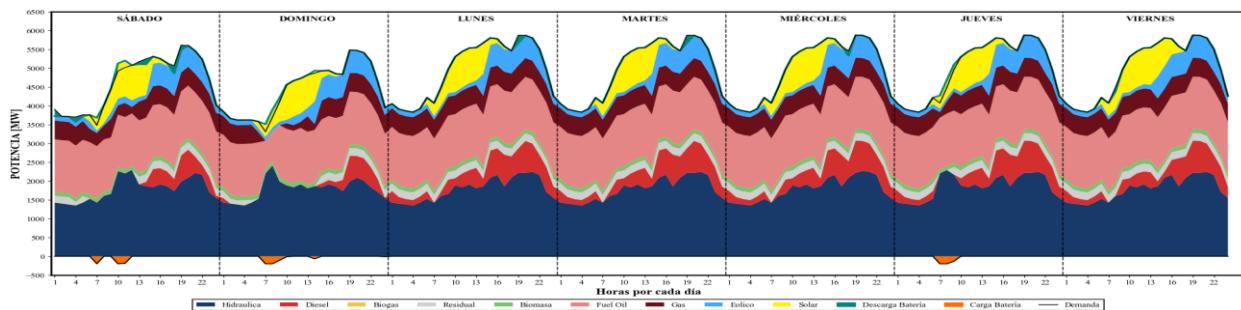


Figura 8: Despacho de Generación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Incorporación del BESS en la Zona Z2 (Escenario seco).

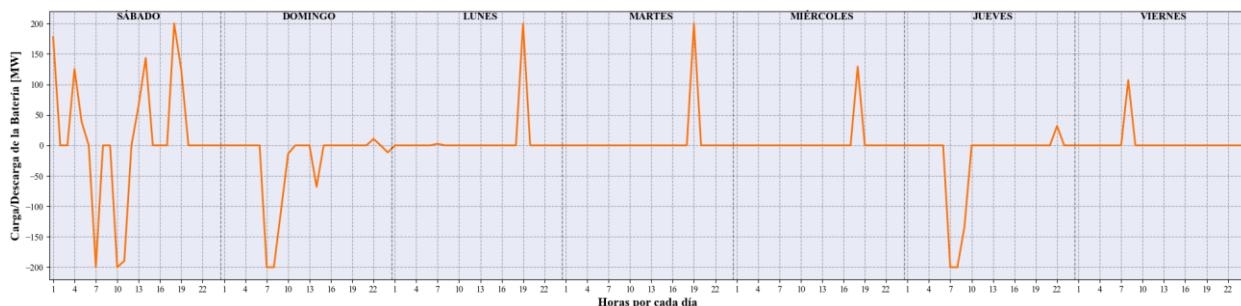


Figura 9: Potencia de Carga y Descarga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario Seco).



Figura 10: Estado de Carga del BESS Ubicado en la Zona Z2 (Escenario Seco).

En ambos escenarios hidrológicos, los resultados confirman que la zona Z2 (Nororiental) constituye la alternativa más favorable para la incorporación del BESS desde una perspectiva de despacho económico zonal. Esta zona concentra altos niveles de demanda y una elevada participación de generación solar e hidráulica (ver Tabla 1), lo que permite maximizar el uso del almacenamiento para absorber excedentes renovables y reducir la dependencia de generación térmica.

Si bien la incorporación del BESS no modifica sustancialmente el perfil de generación hidráulica, sí mejora de manera consistente el aprovechamiento de las tecnologías ERNC y la flexibilidad operativa del sistema, especialmente bajo condiciones hidrológicas secas. En conjunto, los resultados evidencian que el almacenamiento en baterías aporta beneficios económicos y ambientales frente a variaciones hidrológicas, reforzando su rol como herramienta estratégica para apoyar la operación del sistema eléctrico ecuatoriano, caracterizado por una alta dependencia del recurso hídrico.

Tabla 3: Resultados Comparativos de Costo Total de Operación, Energía Gestionada por el BESS, y Emisiones del Sistema Eléctrico Ecuatoriano al 2029, para los Escenarios Hidrológicos Húmedo y Seco

Escenario	Caso	Costo total de operación (MMUSD)	Energía del BESS [MWh]	GEI [MtCO ₂ eq]
Húmedo	Sin BESS	246.3	-	3,173.8
	BESS en Z1	246.9	69,140.0	3,067.2
	BESS en Z2	239.7	79,267.6	3,062.7
	BESS en Z3	242.6	58,174.2	3,106.4
	BESS en Z4	241.6	46,229.1	3,083.8
Seco	Sin BESS	1,018.1	-	13,073.6
	BESS en Z1	1,000.6	79,882.9	12,875.9
	BESS en Z2	1,000.3	81,119.9	12,870.5
	BESS en Z3	1,003.1	73,587.1	12,896.8
	BESS en Z4	1,005.7	70,024.8	12,931.3

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este estudio se analiza la contribución del almacenamiento en baterías en el sistema eléctrico ecuatoriano para optimizar su despacho económico utilizando un modelo representativo de cuatro zonas. Los resultados muestran que la incorporación del almacenamiento permite mejorar la eficiencia del despacho económico del sistema, aportando mayor flexibilidad operativa y un uso más eficiente de los recursos de generación disponibles. La formulación basada en programación lineal entera mixta (MILP)

permitió evaluar de manera consistente el impacto del BESS bajo distintas condiciones operativas y escenarios hidrológicos.

El análisis comparativo identificó a la zona Z2 (Nororiental) como la alternativa más favorable para la incorporación del BESS desde una perspectiva de despacho económico zonal. Esta zona concentra altos niveles de demanda y una elevada participación de generación hidráulica y solar, lo que favorece una mayor utilización del almacenamiento para absorber excedentes renovables y reducir el despacho de generación térmica. En términos agregados, los resultados evidencian reducciones del orden del 3% en el costo total anual de operación, junto con una disminución moderada de las emisiones de gases de efecto invernadero, asociada al desplazamiento de generación térmica.

Asimismo, se observó que el BESS opera de manera coherente con los principios de arbitraje energético, almacenando excedentes de generación solar durante las horas de mayor radiación y liberándolos en los períodos de mayor demanda. Este comportamiento contribuye a optimizar el aprovechamiento de las tecnologías ERNC y a suavizar la operación del sistema bajo distintas condiciones hidrológicas, particularmente en escenarios de mayor estrés hídrico.

Por lo tanto, los resultados indican que la implementación de sistemas BESS en el sistema eléctrico ecuatoriano constituye una alternativa técnica y económicamente viable para apoyar la operación del despacho económico en un sistema hidro-dominado, reforzando la flexibilidad operativa y la integración de energías renovables variables.

En trabajos futuros, se propone extender el análisis hacia horizontes multianuales que incorporen la evolución proyectada de la demanda y de la expansión renovable contemplada en el Plan Maestro de Electricidad. Adicionalmente, resulta relevante incluir modelos explícitos de degradación y reposición de baterías, así como realizar comparaciones con otras tecnologías de almacenamiento, tales como el bombeo hidroeléctrico. Finalmente, se plantea como una extensión natural evaluar los beneficios del almacenamiento desde una perspectiva eléctrica más detallada, incluyendo indicadores de confiabilidad y restricciones de red, especialmente bajo escenarios de variabilidad climática y eventos extremos.

6. APÉNDICE

A continuación, se detalla la nomenclatura del modelo de optimización descrito en la Sección 2.

6.1 Conjuntos

G : Conjunto de tecnologías de generación.

G_{term} : Subconjunto de generadores térmicos.

G_{hidro} : Subconjunto de generadores hidroeléctricos.



G_{ernc} : Subconjunto de generadores ERNC.

G_n : Conjunto de tecnologías disponibles en el nodo n .

L : Conjunto de líneas de transmisión.

N : Conjunto de nodos del sistema.

T : Número de horas en el horizonte de evaluación.

6.2 Parámetros

C_g^G : Costo de generación del generador g [\$/MWh].

C^{NS} : Costo de energía no servida [\$/MWh].

C_n^{inv} : Costo anualizado de inversión de un BESS en el nodo n [\$/MW].

$D_{n,t}$: Demanda eléctrica en el nodo n durante el instante t [MW].

$E_{n,t}$: Energía almacenada en la batería en el nodo n en el instante t [MWh].

$E_{n,(t-1)}$: Energía almacenada en la batería en el nodo n en el instante anterior [MWh].

$E_{n,|T|}$: Energía al final del horizonte de evaluación [MWh].

$E_{n,(0)}$: Energía al inicio del horizonte de evaluación [MWh].

F_{pt} : Factor de disponibilidad hídrica en el instante t [p.u.].

P_g^{max} : Capacidad instalada de la tecnología g [MW].

P_g^{min} : Potencia mínima técnica de la tecnología g [MW].

P_n^{BESS} : Capacidad de potencia del BESS en el nodo n [MW].

SOC_0 : Estado de carga inicial [p.u.].

SOC^{max} : Estado de carga máximo permitido [p.u.].

SOC^{min} : Estado de carga mínimo permitido [p.u.].

X_l : Reactancia de la línea l [p.u.].

α_t : Factor de disponibilidad de recursos renovables no convencionales (solar o eólico) en el instante t .

η^{CH} : Eficiencia de carga [p.u.].

η^{DIS} : Eficiencia de descarga [p.u.].

Λ : Duración de la batería [horas].

Ψ : Constante suficientemente grande (Big-M).

6.3 Variables

$P_{n,t}^{NS}$: Energía no servida en el nodo n en el instante t [MW].

$F_{l,t}$: Flujo de potencia activa en la línea l en el instante t [MW].

$P_{g,n,t}$: Potencia generada por el generador g en el nodo n

en el instante t [MW].

$P_{n,t}^{CH}$: Potencia de carga del BESS en el nodo n , en el instante t [MW].

$P_{n,t}^{DIS}$: Potencia de descarga del BESS en el nodo n , en el instante t [MW].

$\theta_{fr(l),t}$: Ángulo de voltaje en el nodo de envío de la línea l en el instante t [rad].

$\theta_{to(l),t}$: Ángulo de voltaje en el **nodo de recepción** de la línea l en el instante t [rad].

$\beta_{n,t}$: Variable binaria que indica el estado operativo del sistema BESS en el nodo n y tiempo t (1 si está en descarga, 0 si está en carga).

y_n : Variable binaria de inversión que indica si se instala un BESS en el nodo n (1 si se invierte, 0 en caso contrario).

7. REFERENCIAS

- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2024*, Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/05/Atlas-2024-NEW.pdf>
- [2] Ministerio de Ambiente y Energía, "En 2021 el sector eléctrico dinamizó la economía nacional con un 93.2 % de generación renovable y la exportación de más de 500 GWh," 14 ene. 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/en-2021-el-sector-electrico-dinamizo-la-economia-nacional-con-un-93-2-de-generacion-renovable-y-la-exportacion-de-mas-de-500-gwh/>
- [3] Operador Nacional de Electricidad (CENACE), "Informe Anual 2024," Quito, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/04/Informe-Anual-CENACE-2024-vf-1-88_c.pdf
- [4] C. Suazo, R. Moreno, E. Pereira y A. Villamarín, *Hacia un sistema 100 % renovable: Almacenamiento de larga duración*, Santiago de Chile, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/01/es23.pdf>
- [5] G. Strbac et al., "Opportunities for Energy Storage: Assessing Whole-System Economic Benefits of Energy Storage in Future Electricity Systems," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 5, pp. 32-41, Sept.-Oct. 2017.
- [6] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Resolución N° ARCONEL-005/25: Normativa para incentivar generación con Energía Renovable No Convencional mayor a 10 MW y

- menor o igual a 100 MW," Ecuador, 16 oct. 2025. [En línea]. Disponible: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2025/10/Resolucion-ARCONEL-014-25.pdf>
- [7] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Plan Maestro de Electricidad (PME)," Acuerdo Nro. MERNNR-VEER-2021-0008-AM, Ecuador, 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.cenace.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [8] A. Villamarín-Jácome, M. Saltos-Rodríguez, D. Espín-Sarzosa, R. Haro, G. Villamarín, and M. O. Okoye, "Deploying renewable energy sources and energy storage systems for achieving low-carbon emissions targets in hydro-dominated power systems: A case study of Ecuador," *Renewable Energy*, vol. 241, p. 122198, 2025.
- [9] S. Chamba, W. Vargas, D. Echeverría, y J. Riofrio, "Regulación Primaria de Frecuencia Mediante Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano", re, vol. 19, n.º 1, pp. PP. 13–21, jul. 2022.
- [10] F. Posso Rivera, J. Zalamea, J. L. Espinoza y L. G. González, "Sustainable use of spilled turbinable energy in Ecuador: Three different energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, 2022.
- [11] P. Arévalo, A. Cano, D. Benavides, J. A. Aguado, and F. Jurado, "Energy transition in Ecuador: A proposal to improve the growth of renewable energy and storage systems in a developing country," in *Energy Efficiency of Modern Power and Energy Systems*, S. H. E. Abdel Aleem, M. E. Balci, and M. J. H. Rawa, Eds., 1st ed., Elsevier, 2024, pp. 19–31.
- [12] FICO, "FICO® Xpress Optimization," Accessed: Oct. 31, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.fico.com/fico-xpress-optimization/docs/latest/overview.html>
- [13] National Renewable Energy Laboratory (NREL), National Solar Radiation Database (NSRDB) Data Viewer, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer>
- [14] A. R. Dehghani-Sanij, E. Tharumalingam, M. B. Dusseault, and R. Fraser, "Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 192–208, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.02.
- [15] Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Informe: Factor de emisión de CO₂ del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, Comisión Técnica de Determinación de Factores de Emisión de Gases de Efecto Invernadero, Quito, Ecuador, 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ambienteyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2024/09/Factor-de-emision-de-CO2-del-Sistema-Nacional-Interconectado-de-Ecuador-Informe-2023-comprimido.pdf>
- [16] National Renewable Energy Laboratory (NREL), Annual technology base line, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2024/data>
-
- 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.
- Alex Villamarín.** - Obtuvo su título de Ingeniero en Electromecánica en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador. Es Magíster en Ciencias de la Ingeniería y Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, Chile. Trabajó en CELEC EP – UN Transelectric en el área de subestaciones de Extra Alta Tensión. Actualmente es profesor en el área de sistemas eléctricos de potencia en la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Ecuador, e investigador en el Centro Latinoamericano y del Caribe de Energía - ENLACE, y en el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), Chile. Su campo de investigación incluye la planificación y operación de sistemas eléctricos resilientes, la optimización de sistemas de energía eléctrica y la integración de energías renovables y almacenamiento.
- Ariel Chancusig.** - Nació en Latacunga en 2003. Actualmente se encuentra finalizando sus estudios en la carrera de Ingeniera Electromecánica de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE. Sus intereses académicos se orientan hacia el estudio, modelado y optimización de los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en la integración de fuentes renovables, y almacenamiento energético.

Estimation of Exponential Recovery Load Model Parameters Using Synchrophasor Measurements

Estimación Paramétrica del Modelo de Carga de Recuperación Exponencial Utilizando Mediciones Sincrofesoriales

R.S. Quinga¹
M.E. Mullo¹

 0009-0008-6466-0602
 0009-0004-4228-4344

K.M. Tigasi¹
J.R. Constante²

 0009-0002-1937-8241
 0000-0003-1787-5295

¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: robert.quinga6878@utc.edu.ec, klever.tigasi3595@utc.edu.ec, mauricio.mullo@utc.edu.ec

²Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: joffre.constant@elepcosa.com.ec

Abstract

The accurate representation of the dynamic behavior of loads and the capture of the temporal variability of their parameters is a fundamental element in the analysis and operation of electrical systems. To this end, automatic and online load modeling methodologies and dynamic load models are used, and the advantages of synchrophasor measurements are exploited. Among the most widely used models is the Exponential Recovery Load (ERL), capable of representing not only the static behavior of loads, but also the dynamics of exponential recovery in the presence of voltage disturbances. However, the process of parametric identification of this model has been superficially researched in previous studies, leaving open questions about its accurate estimation in real environments. This work comprehensively addresses this identification process, considering everything from the selection of the most appropriate optimization algorithm, with an emphasis on automatic, online, and synchrophasor-based schemes, to the determination of the minimum requirements that these measurements must meet to ensure reliable estimates of the ERL model. The results show that the Trust-region-reflective, Interior-point, and SQP algorithms offer the best performance in estimating model parameters. Likewise, it is demonstrated that synchrophasor measurements must record voltage variations of at least 0.003 pu to ensure accurate parameter identification.

Resumen

La representación adecuada del comportamiento dinámico de las cargas y la captura de la variabilidad temporal de sus parámetros constituye un elemento fundamental en el análisis y operación de los sistemas eléctricos. Para ello, se emplean metodologías de modelamiento de carga automáticas y en línea, modelos de carga dinámicos y, se aprovechan las ventajas de las mediciones sincrofesoriales. Entre los modelos más utilizados se encuentra el Exponential Recovery Load (ERL), capaz de representar no solo el comportamiento estático de las cargas, sino también la dinámica de recuperación exponencial frente a perturbaciones de tensión. No obstante, el proceso de identificación paramétrica de este modelo ha sido superficialmente abordado en estudios previos, lo que deja abiertas interrogantes sobre su estimación precisa en entornos reales. Este trabajo aborda de forma integral dicho proceso de identificación, considerando desde la selección del algoritmo de optimización más adecuado, con énfasis en esquemas automáticos, en línea y basados en mediciones sincrofesoriales, hasta la determinación de los requisitos mínimos que deben cumplir estas mediciones para garantizar estimaciones confiables del modelo ERL. Los resultados muestran que los algoritmos Trust-region-reflective, Interior-point y SQP ofrecen el mejor desempeño en la estimación de parámetros del modelo. Asimismo, se evidencia que las mediciones sincrofesoriales deben registrar variaciones de tensión de al menos 0.003 pu para asegurar una identificación precisa.

Index terms—Load Modeling, ERL, Exponential Recovery Load Model, Parametric Identification, PMU, Synchrophasor.

Palabras clave—Modelamiento de carga, ERL, Modelo de Recuperación Exponencial, Identificación Paramétrica, PMU, sincrofotor.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Quinga, R.; Tigasi, K.; Mullo, M.; Constante, J. (2026). “Estimación Paramétrica del Modelo de Carga de Recuperación Exponencial Utilizando Mediciones Sincrofesoriales”. Revista Técnica “*energía*”. No. 22, Issue II, Pp. 65-74

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.735>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Actualmente contar con modelos dinámicos validados de los sistemas eléctricos de potencia es un tema fundamental, pues los sistemas operan cada vez más cerca de sus límites y en consecuencia requieren de estudios y simulaciones de mayor precisión [1]. Uno de los elementos más difíciles de validar son las cargas, específicamente sus modelos, pues estos varían continuamente en el tiempo [2], a diferencia de, por ejemplo, los modelos de un transformador o de un generador síncrono.

A pesar de esta necesidad, gran parte de las industrias del sector eléctrico a nivel mundial utilizan modelos de carga estáticos para realizar estudios en estado dinámico [3]. Esta brecha ha impulsado una tendencia creciente por investigar procesos de identificación paramétrica (estimación de los valores de los parámetros de los modelos de carga) automáticos y que se ejecuten continuamente en línea [2], aprovechando las mediciones sincrofesoriales reportadas por Unidades de Medición Fasorial (PMU) [4], [5], cuya alta tasa de reporte, de hasta 50 o 60 fasores por segundo (FPS, *Frames per Second*) [6], permite capturar el comportamiento dinámico de las cargas.

Desde la perspectiva de la estabilidad de tensión, uno de los elementos más relevantes por modelar son los motores de inducción [7], sin embargo, su modelo dinámico es complejo, por lo cual, en la literatura, se han planteado modelos dinámicos simplificados. Uno de estos es el Exponential Recovery Load (ERL), el cual es aplicado en escenarios donde la carga se recupera de forma exponencial luego de un cambio repentino en la tensión [4], [5].

El proceso de identificación paramétrica del modelo ERL ha sido abordado en varios trabajos. En [8] se resuelve el problema de optimización del proceso de identificación paramétrica con el método de optimización Trust-region-reflective. En [9] y [10] se menciona mínimo cuadrados no lineales, pero no se indica el algoritmo de solución. En [11] se compara Least-Squares (LS), Genetic Algorithm (GA) y Simulated Annealing (SA), donde recomienda el primero, aunque no indica el algoritmo de solución. En [12] se utiliza Levenberg-marquardt y en [13] Genetic Algorithm. Además, ninguno de los trabajos citados determina las características mínimas que deben contener las mediciones con el objeto de lograr estimar con suficiente precisión los parámetros del modelo de carga ERL.

Con base en el análisis precedido del estado del arte, se encuentran las siguientes áreas que requieren mayor investigación y que son objeto de este trabajo:

- Evaluar el desempeño de diferentes algoritmos de optimización en la estimación paramétrica del modelo de carga ERL, de manera que se determine el que mejor desempeño alcance y sea

idóneo para esta aplicación, considerando la tendencia actual de que los procesos de identificación paramétrica tienden a ser automáticos y en línea [14]. En esta evaluación es importante considerar el ruido contenido en las mediciones sincrofesoriales, pues el objetivo es determinar el mejor algoritmo de optimización para ser utilizado en entornos prácticos.

- Establecer las variaciones de tensión mínimas requeridas para lograr estimar los parámetros del modelo ERL con suficiente precisión [14], de manera que se puedan utilizar las metodologías de identificación paramétrica con mediciones sincrofesoriales reales.
- Determinar si el ruido contenido en las mediciones sincrofesoriales reduce el desempeño de los procesos de identificación paramétrica del modelo de carga ERL, pues en [15], [16] se concluye que el ruido tiene un impacto negativo en la estimación paramétrica del modelo de carga ZIP.

Con el propósito de alcanzar los objetivos planteados, este trabajo se estructura de la siguiente manera: la sección 2 presenta el marco teórico que sustenta este estudio; la sección 3 plantea la metodología utilizada para evaluar el desempeño de distintos algoritmos de optimización en el modelamiento de carga; la sección 4 presenta los resultados obtenidos a partir de las simulaciones y análisis realizados y; la sección 5 recoge las conclusiones de esta investigación.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Modelo Exponential Recovery Load (ERL)

El modelo de carga investigado en este trabajo es el modelo Exponential Recovery Load (ERL), el cual se define en las ecuaciones (1) y (2) para la potencia activa y, tal como se observa, es un modelo diferencial de primer orden [8].

$$T_p \frac{dP_r}{dt} + P_r = P_s(V) - P_t(V) = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_s} - P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_t} \quad (1)$$

$$P_l = P_r + P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{\alpha_t} \quad (2)$$

Donde: V_0 es la tensión inicial, V es la tensión medida por ejemplo por una PMU, T_p es una constante de tiempo de recuperación de la potencia activa, P_r es la potencia activa de recuperación (es una función de V), P_0 es la potencia activa inicial, P_l es la potencia activa consumida por la carga (variable de salida), α_s es un parámetro para potencia activa en estado estable y, α_t es un parámetro para potencia activa transitoria.

Ecuaciones análogas a (1) y (2) se utilizan para el modelo ERL de potencia reactiva.

2.2 Identificación Paramétrica del Modelo ERL

El proceso de identificación paramétrica tiene como objetivo estimar los tres parámetros del modelo ERL de potencia activa y los tres parámetros del modelo ERL de potencia reactiva, de manera que una vez ajustados, el modelo reproduzca fielmente el comportamiento real de las cargas.

Para el modelo ERL de potencia activa, la idea es encontrar los valores de los parámetros T_p , α_s y α_t que minimicen la función objetivo (3), pero sujeto a las restricciones (4) y (5) [11]. Un proceso análogo se repite para los tres parámetros que definen el modelo ERL de potencia reactiva, con las mismas restricciones (4) y (5).

$$\min \left| \sum_{i=1}^n (P_i - P_{med_i})^2 \right| \quad (3)$$

$$lb = [0 \quad 0.63 \quad 0.05] \quad (4)$$

$$ub = [2.4 \quad 18 \quad 5] \quad (5)$$

Donde: P_i es la potencia calculada con el modelo de carga ERL, P_{med} es la potencia efectivamente medida por una PMU, n es la cantidad de muestras de las mediciones. lb y ub de (4) y (5) son los límites inferiores y superiores, respectivamente, y su orden es: T_p , α_s y α_t .

Los límites superiores (ub) e inferiores (lb) de (4) y (5) han sido establecidos de acuerdo con los valores recomendados en [8]-[13].

2.3 Algoritmos de Optimización

Los procesos de identificación paramétrica tienen como base un problema de optimización que se resuelve mediante un algoritmo de optimización. En la literatura existe un gran número de estos algoritmos, sin embargo, en este trabajo se compara el desempeño de los 10 algoritmos mostrados en la Tabla 1, pues son los más utilizados en la literatura en el modelamiento de carga [14].

Tabla 1: Algoritmos de Optimización Utilizados en este Trabajo.

N.º	Método de Optimización
M1	Trust-region-reflective
M2	Levenberg-marquardt
M3	Interior-point
M4	SQP
M5	Active-set
M6	Pattern search
M7	Genetic algorithm
M8	Particle swarm optimization
M9	Simulated annealing algorithm
M10	Differential evolution

De manera general, los algoritmos de optimización se clasifican en tradicionales y heurísticos. Los tradicionales son utilizados para encontrar mínimos locales en la función objetivo, mientras los heurísticos se

enfocan en mínimos globales, sin embargo, estos últimos requieren un mayor poder de cálculo, mayor tiempo de ejecución y, suelen alcanzar una menor precisión, pero generalmente suficiente. Dado que los algoritmos de optimización se encuentran bien documentados en la literatura, no se los detalla en este trabajo. Además, se encuentran ampliamente implementados en programas de uso comercial y gratuitos, como MATLAB y Python. Para profundizar en las características de estos algoritmos se recomienda referirse a [17], sin embargo, es importante mencionar que los 10 algoritmos presentados en la Tabla 1 tienen la capacidad de manejar restricciones de límites superiores e inferiores, como los definidos en este problema de optimización en las ecuaciones (4) y (5).

3. METODOLOGÍA

La metodología para evaluar diferentes métodos de optimización en la estimación paramétrica del modelo de carga ERL se sintetiza en el diagrama de flujo de la Fig. 1. Cada una de las etapas mostradas en esta figura se detallan a continuación:

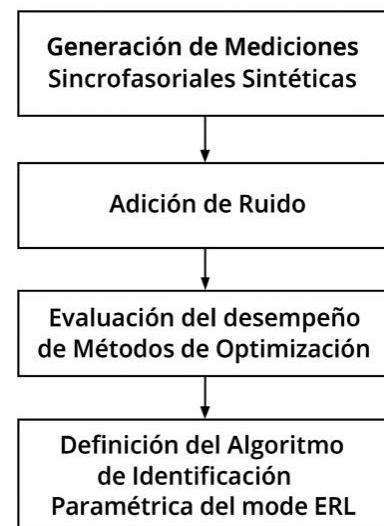


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología para Evaluar Diferentes Métodos de Optimización en la Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ERL.

3.1 Generación de Mediciones Sincrofásoriales Sintéticas

Con el fin de comparar el desempeño de diversos algoritmos de optimización, resulta indispensable realizar pruebas controladas a nivel de laboratorio. Para ello, se emplean mediciones sincrofásoriales sintéticas generadas mediante simulaciones computacionales. Para esto se plantea el siguiente proceso:

- Elegir un sistema de prueba de los de la literatura. Configurar las cargas de este sistema para que se comporten conforme el modelo de carga ERL.
- Mediante Monte Carlo generar diversos y suficientes escenarios de operación donde varie la demanda del sistema, mediante la selección



aleatorios, con función de densidad uniforme, de la hora del día, y tomar de esta hora la demanda de diferentes curvas típicas de demanda, como residencial, comercial e industrial.

- Ejecutar, para cada escenario, un flujo óptimo de potencia con el fin de determinar el despacho de cada generador. En caso de requerir, puede realizarse previamente un proceso de Unit Commitment, sin embargo, este no incide directamente en los objetivos de la presente investigación, por lo que no se considera en el análisis principal.
- Mediante Montecarlo generar eventos para cada escenario de operación, como fallas, variaciones de carga, cambio en los TAP de los transformadores, entre otros, con función de densidad uniforme. Para las variaciones de la carga se pueden utilizar funciones de densidad con mayor probabilidad de cambios menores en la demanda.
- Ejecutar simulaciones en el dominio fasorial (RMS).
- Guardar las simulaciones de tensión, potencia activa y reactiva de las barras de carga del sistema, con una tasa de muestreo igual a como lo haría una PMU instalada en dicha barra. Para este trabajo se ha elegido igual a la frecuencia de la red, es decir, 50 o 60 FPS. Las tasas de muestreo de las PMU se pueden consultar en [6].
- Finalmente, añadir ruido blanco Gaussiano con los valores de SNR (signal-to-noise ratio) mostrados en (6), de manera que las mediciones sintéticas sean similares a las reales [16].

$$SNR(V \quad P \quad Q) = (73 \quad 65 \quad 49)dB \quad (6)$$

3.2 Indicadores de Desempeño

El proceso de identificación paramétrica, descrito en la sección 2.2, se ejecuta para cada barra de carga del sistema de prueba, para cada escenario de operación, y con cada uno de los diez algoritmos de optimización de la Tabla 1. Con el objeto de comparar el desempeño de cada uno de estos algoritmos se utilizan los siguientes cuatro indicadores, los cuales son planteados en [14].

3.2.1 Tiempo de ejecución

Este indicador cuantifica el tiempo que tarda un algoritmo de optimización en encontrar una solución viable, es decir, que minimice la función objetivo y que cumpla con las restricciones. Para que un algoritmo sea adecuado para una metodología de modelamiento de carga automática y en línea, el objetivo es que este tiempo esté en el orden de unas cuantas decenas de segundo [2].

3.2.2 Cantidad de soluciones viables (CSV)

El indicador CSV representa el porcentaje de escenarios en los que un algoritmo de optimización logra encontrar una solución viable, es decir, minimizar la función objetivo satisfaciendo las restricciones.

3.2.3 Error en la estimación de parámetros (EEP)

El indicador EEP permite cuantificar el error (en porcentaje) asociado a la estimación de los tres parámetros que definen al modelo ERL. Este indicador se calcula por separado para los modelos ERL de potencia activa y reactiva, y se define como sigue:

$$EEP = \text{promedio} \left(\frac{|p_{\text{estimados}} - p_{\text{reales}}|}{|ub - lb|} \right) \times 100 \quad (7)$$

Donde: p_{reales} y $p_{\text{estimados}}$ son vectores que contienen los tres parámetros reales y estimados, respectivamente, del modelo de carga ERL. Los límites inferiores (lb) y superiores (ub) son los mostrados en (4) y (5).

Cabe destacar que el indicador EEP no es aplicable en entornos reales, dado que los valores verdaderos de los parámetros del modelo ERL no son conocidos. A pesar de esto, su utilidad radica en el contexto de simulación, donde permite comparar objetivamente el desempeño de distintos algoritmos de optimización.

3.2.4 Error cuadrático medio estandarizado ($RMSE_{\Delta P}$)

Este indicador está enfocado específicamente para comparar el desempeño de diferentes métodos de optimización en el modelamiento de carga y se basa en el conocido Error Cuadrático Medio, pero estandarizado con respecto a la magnitud de variación de la potencia (ΔP), tal como se observa a continuación:

$$RMSE_{\Delta P} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i - P_{\text{med}_i})^2}{n}} \quad (8)$$

Donde: P_i , P_{med} y n se definen de forma similar que para (3) y, ΔP es la magnitud de variación de potencia (activa o reactiva) que se calcula como la diferencia entre el valor máximo y mínimo que alcanza la potencia en la ventana de tiempo a utilizar. Evaluación del Desempeño de los Algoritmos de Optimización

El desempeño de los algoritmos de optimización para la estimación de los parámetros del modelo ERL se evalúa y compara mediante los cuatro indicadores previamente definidos y al utilizar tres tipos de mediciones sincrofásorales: sin ruido, con ruido, y filtradas (señales con ruido sometidas a una etapa de filtrado). El objetivo es verificar que los algoritmos de optimización mantengan un rendimiento adecuado con estos tres tipos de señales, ya que en [14] se observa que

ciertos algoritmos no son robustos frente al ruido (las mediciones sincrofásorales contienen ruido en el mundo real).

Adicionalmente, se recomienda que los indicadores, exceptuando el tiempo de ejecución, sean analizados en función de la magnitud de variación de tensión (ΔV). En particular, resulta crítico observar el comportamiento de los algoritmos ante datos tipo *ambiente* ($\Delta V < 0.03 \text{ PU}$) de PMU, pues son los más comunes y disponibles en los sistemas eléctricos reales.

3.3 Determinación del Algoritmo de Identificación Paramétrica del Modelo de Carga ERL

Tal como se observa en la Fig. 1, y una vez definido el mejor método de optimización para estimar los parámetros del modelo de carga ERL, la última etapa consiste en determinar el algoritmo de identificación paramétrica para este modelo. Para esto es necesario: definir los requisitos mínimos en las mediciones sincrofásorales, en lo que respecta a la mínima variación de tensión que es necesaria para asegurar con gran probabilidad que los parámetros estimados del modelo ERL son precisos y; los valores de $RMSE_{\Delta P}$ que indiquen con gran probabilidad que el modelo fue estimado con suficiente precisión.

4. RESULTADOS

4.1 Sistema de Prueba

Para el desarrollo de este trabajo se ha seleccionado y empleado como sistema de prueba el modelo IEEE de 39 barras implementado en PowerFactory, no obstante, de acuerdo con la metodología planteada en la sección 3.1, se han realizado las siguientes adaptaciones:

- Las 19 cargas que conforman este sistema han sido configuradas para que se comporten según el modelo ERL, sin embargo, dado que el modelo ERL no está disponible de forma nativa en PowerFactory, se lo ha programado en lenguaje DSL (*DiGILENT Simulation Language*).
- Con base en Monte Carlo se han construido 11 mil diferentes escenarios de operación y en cada uno de ellos se varía de forma aleatoria: los parámetros de los modelos ERL de cada una de las cargas de acuerdo con los valores recomendados en [8]-[13]; la demanda de cada carga de acuerdo con la selección aleatoria de la potencia consumida, a cierta hora del día, de una curva de demanda, sea residencial, comercial o industrial. Todo esto se realiza con programación DPL (*DiGILENT Programming Language*).
- Se ejecuta un flujo óptimo de potencia (OPF) para obtener el despacho económico de cada generador. No se realizó un proceso previo de Unit Commitment, por lo que todos los generadores estuvieron disponibles para el OPF.

- Se asigna de forma aleatoria a cada escenario de operación un evento. Los eventos pueden ser: cambio en el TAP de un transformador, variación con magnitud aleatoria de la demanda de una carga, falla en una línea de transmisión a una distancia aleatoria, o salida aleatoria de un generador.
- Para cada escenario se realizan 10 segundos de simulaciones dinámicas del tipo fasorial (RMS).
- En archivos planos se guardan las simulaciones, específicamente las variables de tensión, potencia activa y potencia reactiva. La tasa de muestreo es de 60 FPS.
- Se agrega ruido con los valores de SNR de (6).

A partir de lo descrito previamente, se han simulado los escenarios de operación y se han almacenado las correspondientes mediciones sincrofásorales sintéticas. La cantidad de registros, agrupados por magnitud de variación de tensión (ΔV), se presentan en la Fig. 2. La cantidad mínima de registros en las barras de la Fig. 2 es de 86, y se da para ΔV entre 0.13 y 0.14 pu.

Finalmente, para evitar sesgos en los resultados de los procesos de identificación paramétrica derivados de una distribución desigual en la cantidad de registros por magnitud de variación de tensión (ΔV), se ha establecido un límite uniforme de 86 registros para cada rango mostrado en la Fig. 2. De esta manera, dado que se tienen 63 barras en la Fig. 2, se obtiene un total de $63 \times 86 = 5481$ registros.

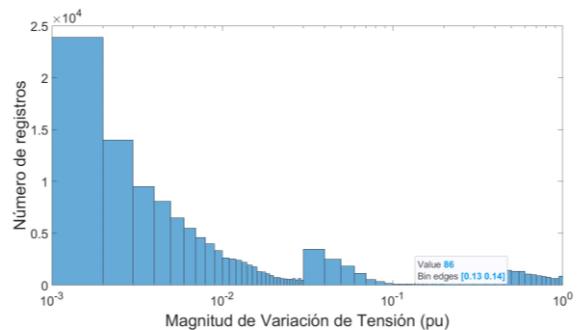


Figura 2: Cantidad de Escenarios por Magnitud de Variación de Tensión.

4.2 Evaluación del desempeño de los Algoritmos de Optimización

4.2.1 Tiempo de ejecución

La Fig. 3 presenta los tiempos de ejecución asociados a la estimación del modelo ERL de potencia reactiva, utilizando mediciones sincrofásorales filtradas. Esta figura contiene diez diagramas de caja, correspondientes a los diez algoritmos de optimización enumerados en la Tabla 1, manteniendo el mismo orden de presentación. La elección de diagramas de caja responde a la necesidad de representar la distribución estadística del tiempo de ejecución calculado para los 5481 registros obtenidos del

sistema de prueba.

Al analizar la Fig. 3 se concluye que los tiempos de ejecución asociados a la estimación del modelo ERL son reducidos en la mayoría de los casos, con excepción de los algoritmos Genetic Algorithm y Simulated annealing, que presentan una carga computacional significativamente mayor. Este comportamiento sugiere que, salvo los dos algoritmos precitados, los restantes son adecuados para su implementación en esquemas de identificación paramétrica automáticos y en línea del modelo ERL, tal como se requiere en aplicaciones modernas de los sistemas eléctricos.

Por último, cabe señalar que los tiempos obtenidos para la estimación del modelo ERL de potencia activa, así como al utilizar señales con o sin ruido, son idénticos a los de la Fig. 3.

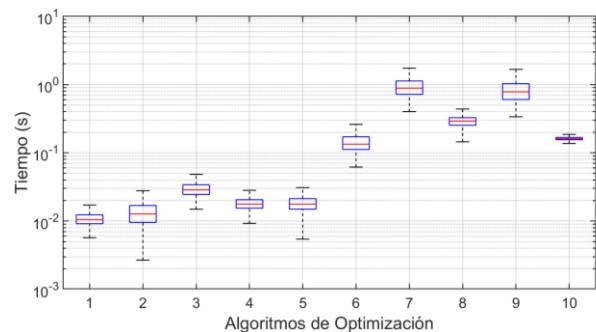


Figura 3: Tiempo de Ejecución de 10 Algoritmos de Optimización.

4.2.2 Cantidad de Soluciones Viables (CSV)

La Fig. 4 presenta los valores del indicador CSV obtenidos para cada uno de los diez algoritmos de optimización, clasificados según la magnitud de variación de tensión (ΔV). Estos resultados corresponden a la estimación de los modelos ERL de potencia activa, aunque los valores alcanzados para el modelo de potencia reactiva (Q) son muy similares.

En la Fig. 4 se muestra la comparación del desempeño de los algoritmos bajo dos condiciones: al utilizar mediciones sincrofásoriales sin ruido, Fig. 4 a), y al emplear mediciones con ruido más una etapa de filtrado, Fig. 4 b).

Al analizar conjuntamente las gráficas a) y b) de la Fig. 4 se concluye lo siguiente:

- El algoritmo Active-set es el que menor desempeño alcanza, por lo que no se recomienda su utilización en la estimación paramétrica del modelo ERL.
- Todos los algoritmos, salvo Active-set, presentan un desempeño ideal al emplear mediciones sin ruido. Por el contrario, al utilizar señales filtradas (en el mundo real las mediciones sincrofásoriales tienen ruido y se las filtra), su desempeño se reduce considerablemente, sobre todo para datos tipo *ambiente* de PMU (mediciones con ΔV

menores a 0.03 pu [14]), que vale aclarar, son los de mayor disponibilidad en un sistema eléctrico.

- Al emplear señales filtradas, Fig. 4 b), los algoritmos Simulated annealing y Differential evolution presentan un desempeño menor a los otros algoritmos, por lo que se concluye que no son los más adecuados para esta aplicación.
- Los algoritmos Trust-region-reflective, Levenberg-marquardt, Interior-point y SQP, hasta este punto del análisis, son los más adecuados para esta aplicación. Pattern search y Genetic algorithm, aunque tienen un desempeño similar a los otros algoritmos en la Fig. 4 b), requieren de considerables mayores recursos computacionales, tal como se observa en la Fig. 3.

4.2.3 Error en la Estimación de Parámetros (EEP)

La Fig. 5 presenta la media del EEP obtenido para cada uno de los diez algoritmos de optimización, clasificados según la magnitud de variación de tensión (ΔV). Estos resultados corresponden a la estimación de los modelos ERL de potencia reactiva, aunque los valores alcanzados para el modelo de potencia activa (P) son similares.

En la Fig. 5 se muestra la comparación del desempeño de los algoritmos bajo dos condiciones: al utilizar mediciones sincrofásoriales sin ruido, Fig. 5 a), y al emplear mediciones con ruido más una etapa de filtrado, Fig. 5 b).

Al analizar conjuntamente las gráficas a) y b) de la Fig. 5 se obtienen las mismas conclusiones que para el indicador anterior (CSV), donde, en resumen, se recomienda utilizar cualquiera de los siguientes algoritmos: Trust-region-reflective, Levenberg-marquardt, Interior-point o SQP.

4.2.4 Error Cuadrático Medio Estandarizado ($RMSE_{\Delta P}$)

En la Fig. 6 se presenta la media del indicador $RMSE_{\Delta P}$, clasificado por magnitud de variación de tensión (ΔV), al estimar el modelo ERL de potencia activa con mediciones sincrofásoriales filtradas. Una figura similar se obtiene para el modelo ERL de potencia reactiva.

Al analizar la Fig. 6 se observa que todos los algoritmos alcanzan $RMSE_{\Delta P}$ similares, por lo cual, con base en este indicador, no se puede elegir un algoritmo por sobre otro. Este particular es un gran aporte al estado del arte, pues los pocos trabajos que comparan el desempeño de diferentes algoritmos de optimización en el modelamiento de carga utilizan como indicador el Error Cuadrático Medio (RMSE), sin embargo, en este trabajo se demuestra que los algoritmos, aunque alcanza los mismos valores de RMSE, no tienen el mismo desempeño. Como solución a este problema, justamente se debe investigar el mejor algoritmo de optimización

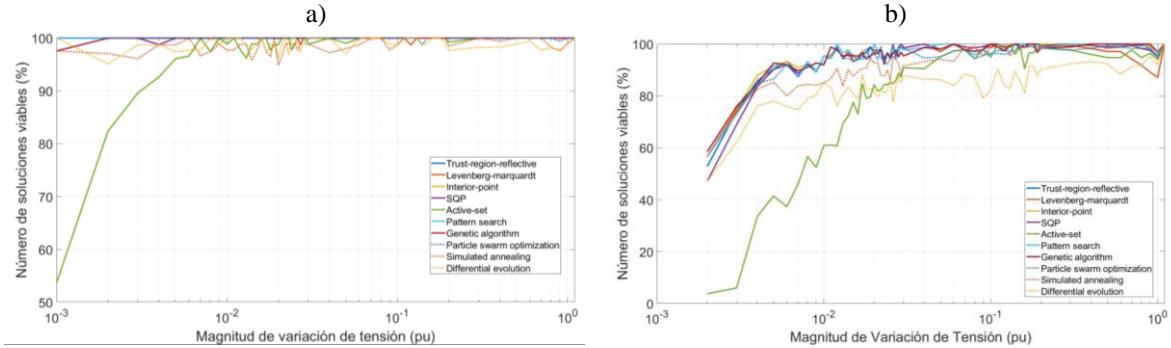


Figura 4: Número de Soluciones Viables del Modelo ERL de Potencia Activa. a) Sin Ruido. b) Con Ruido + Filtro.

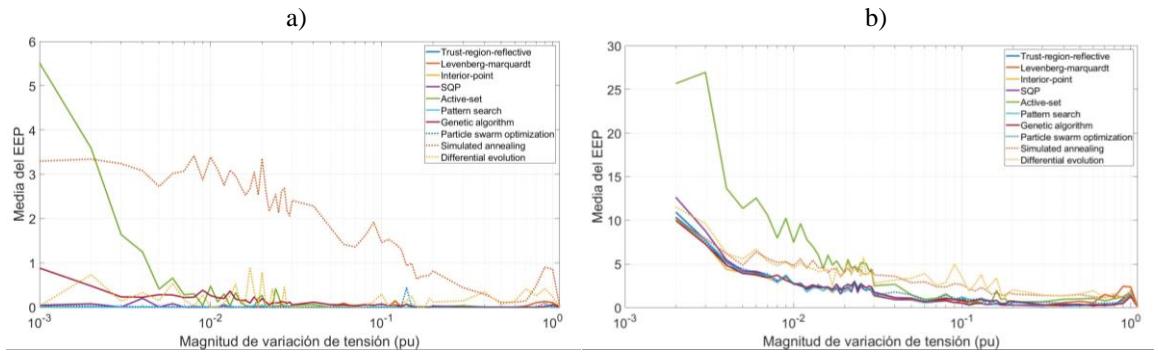
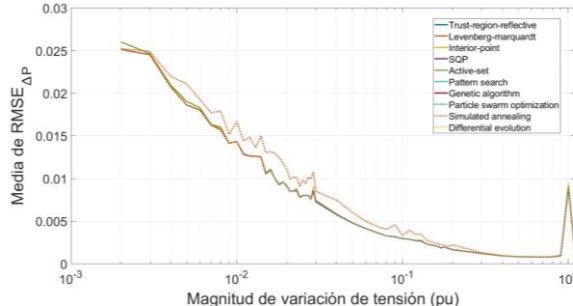


Figura 5: EEP para el Modelo ERL de Potencia Reactiva. a) Sin Ruido. b) Con Ruido + Filtro.

para cada modelo de carga a estimar.

Figura 6: Media del $RMSE_{\Delta P}$ con Mediciones con Ruido + Filtro.

4.3 Algoritmo de Identificación Paramétrica del Modelo de Carga ERL

De la sección anterior se concluye que los algoritmos que alcanzan el mejor desempeño para la estimación de los parámetros del modelo ERL son Trust-region-reflective, Levenberg-marquardt, Interior-point y SQP. De estos se podría elegir utilizar cualquiera de ellos.

Una vez escogido uno de estos métodos, y con el fin de proponer un algoritmo de identificación paramétrica, es necesario determinar las características mínimas que deben contener las mediciones sincrofásoriales con el objeto de lograr estimar con precisión los parámetros de los modelos ERL. Para esto se analiza la Fig. 4 b), en la cual se observa que a partir con $\Delta V > 0.003$ pu se logra estimar el modelo ERL en el 90% de escenarios. Este es un aporte al estado del arte, pues en ningún trabajo se determina este valor.

Por otro lado, otro tema que se debe definir para proponer un algoritmo de identificación paramétrica es el valor del indicador $RMSE_{\Delta P}$ bajo el cual se indique con gran probabilidad que el modelo ERL fue estimado con una precisión suficiente. Esto se da puesto que en el mundo real no se puede calcular el indicador EEP, pero si el $RMSE_{\Delta P}$. Para esto, en la Fig. 7 a) se presenta la relación entre el $RMSE_{\Delta P}$ y el EEP, clasificado por rangos de $RMSE_{\Delta P}$, para el algoritmo de optimización Trust-region-reflective. Gráficas muy similares a la Fig. 7 a) se obtienen para los algoritmos Interior-point y SQP. Por el contrario, para el algoritmo Levenberg-marquardt, esta relación entre $RMSE_{\Delta P}$ y EEP se presenta en la Fig. 7 b).

Al analizar las dos Fig. 6 se observa claramente que el límite que se debe definir para el indicador $RMSE_{\Delta P}$ es 0.03, pues para valores superiores los EEP alcanzados crecen considerablemente.

Por otro lado, un tema bastante particular al comparar la dos Fig. 6 es que, para un $RMSE_{\Delta P}$ de 0.03, la Fig. 7 a) alcanza menores EEP. Esto quiere decir que los algoritmos de optimización Trust-region-reflective, Interior-point y SQP tienen un desempeño superior a Levenberg-marquardt. Esto es un aporte al estado del arte, pues el algoritmo Levenberg-marquardt es uno de los más utilizados en el modelamiento de carga, sin embargo, en esta investigación se demuestra que existen otros algoritmos que alcanzan mejores desempeños.

A partir de los resultados previamente obtenidos, se establece el siguiente algoritmo de identificación

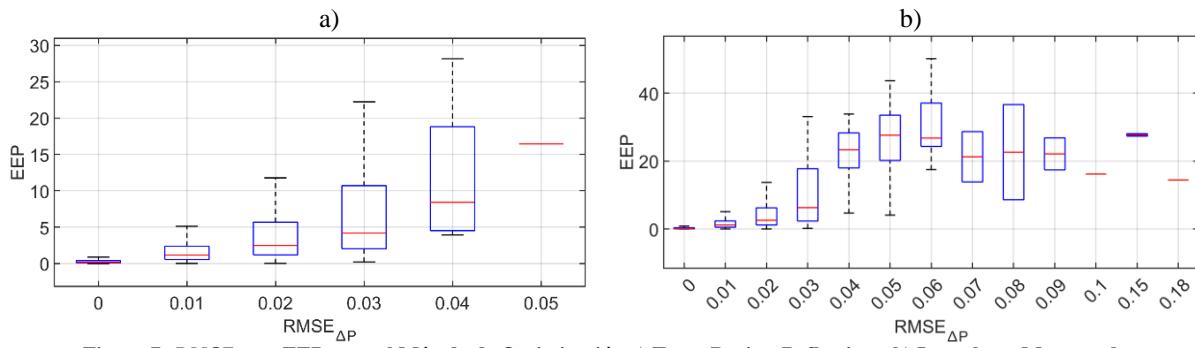


Figura 7: $RMSE_{\Delta P}$ vs EEP para el Método de Optimización a) Trust-Region-Reflective y b) Levenberg-Marquardt.

paramétrica para el modelo de carga ERL:

1. **Recepción de datos:** se reciben mediciones sincrofásoriales correspondientes a una barra de carga y con una duración de 10 segundos.
2. **Preprocesamiento de datos:** las mediciones se someten a una etapa de filtrado o suavizado de datos para reducir la influencia del ruido.
3. **Verificación de variación de tensión:** se comprueba que la magnitud de variación de tensión (ΔV) sea superior a 0.003 pu.
 - Si $\Delta V \leq 0.003 \text{ pu}$ se descarta la serie temporal y se espera por un nuevo conjunto de datos desde el paso 1.
 - Si $\Delta V > 0.003 \text{ pu}$, se continua con el siguiente paso.
4. **Identificación paramétrica:** se ejecuta el proceso de identificación paramétrica definido en la sección 2.2, utilizando uno de los siguientes algoritmos: Trust-region-reflective, Interior-point o SQP.
5. **Evaluación de la precisión:** se calcula el indicador $RMSE_{\Delta P}$.
 - Si $RMSE_{\Delta P} \leq 0.03$, se considera que los parámetros del modelo ERL han sido estimados correctamente.
 - Si $RMSE_{\Delta P} > 0.03$, se considera que el modelo ERL ha sido estimado con insuficiente precisión, por lo que se descartan los resultados y se espera por un nuevo conjunto de datos desde el paso 1.
6. **Reinicio del algoritmo:** se vuelve al paso 1 y se espera por la recepción de un nuevo conjunto de datos.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo se ha desarrollado un algoritmo de identificación paramétrica para el modelo de carga ERL, orientando su aplicación para metodologías automáticas y en línea que utilicen mediciones sincrofásoriales. Para ello, se ha llevado a cabo una evaluación comparativa de

diez algoritmos de optimización, y se ha determinado que tres algoritmos alcanzan los mejores desempeños: Trust-region-reflective, Interior-point y SQP.

Asimismo, se ha establecido la magnitud mínima de variación de tensión requerida en las mediciones sincrofásoriales para garantizar con gran probabilidad una estimación confiable del modelo ERL. Finalmente, se ha determinado el valor límite del indicador $RMSE_{\Delta P}$, el cual permite inferir, con alta probabilidad, que el modelo ERL ha sido estimado con suficiente precisión.

Además de lo anterior, se ha demostrado que el algoritmo de optimización Levenberg-marquardt, que es uno de los más utilizados en el modelamiento de carga, no es el que alcanza los mejores resultados. Trust-region-reflective, Interior-point y SQP obtienen un desempeño superior.

Como trabajos futuros se plantea evaluar el algoritmo planteado en este trabajo con mediciones sincrofásoriales obtenidas de sistemas eléctricos reales.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] The NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee, "Power System Model Validation, A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee," *North American Electric Reliability Corporation*, no. December, pp. 1–53, 2010.
- [2] J. R. Constante and G. Colomé, "Estado del Arte y Tendencias en el Modelamiento de Carga," *Revista Técnica "energía,"* vol. 18, no. 2, pp. 1–12, 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.475.
- [3] J. Peppanen, M. Hernandez, J. Deboever, M. Rylander, and M. J. Reno, "Distribution Load Modeling - Survey of the Industry State, Current Practices and Future Needs," *2021 North American Power Symposium, NAPS 2021*, 2021, doi: 10.1109/NAPS52732.2021.9654766.
- [4] M. Mohammed, A. Abdulkarim, A. S. Abubakar, A. B. Kunya, and Y. Jibril, "Load modeling techniques in distribution networks: a review," *Journal of Applied Materials and Technology*, vol. 1, no. 2, pp.

- 63–70, 2020.
- [5] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo, and D. Zhao, “Load modeling - A review,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5986–5999, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2700436.
- [6] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” 2011. doi: 10.1109/IEEEESTD.2011.6111219.
- [7] Y. Zhu, “Power System Loads and Power System Stability,” Springer Theses, 2020. doi: 10.1007/978-3-030-37786-1.
- [8] E. O. Kontis, I. S. Skondrianos, T. A. Papadopoulos, A. I. Chrysochos, and G. K. Papagiannis, “Generic dynamic load models using artificial neural networks,” *2017 52nd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2017.
- [9] T. A. Papadopoulos, G. A. Barzegar-Ntovom, V. C. Nikolaidis, P. N. Papadopoulos, and G. M. Burt, “Online parameter identification and generic modeling derivation of a dynamic load model in distribution grids,” *2017 IEEE Manchester PowerTech, Manchester, UK*, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/PTC.2017.7980994.
- [10] H. Guo, K. Rudion, H. Abildgaard, P. Komarnicki, and Z. A. Styczynski, “Parameter estimation of dynamic load model using field measurement data performed by OLTC operation,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, 2012, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345563.
- [11] Y. Zhu and J. V. Milanović, “Automatic Identification of Power System Load Models Based on Field Measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3162–3171, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2763752.
- [12] E. Polykarpou and E. Kyriakides, “Parameter estimation for measurement-based load modeling using the Levenberg-Marquardt algorithm,” *Proceedings of the 18th Mediterranean Electrotechnical Conference: Intelligent and Efficient Technologies and Services for the Citizen, MELECON 2016*, no. April, pp. 18–20, 2016.
- [13] P. Regulski, F. Gonzalez-Longatt, and V. Terzija, “Estimation of load model parameters from instantaneous voltage and current,” *IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, no. 1, pp. 164–169, 2011.
- [14] J. R. Constante and D. G. Colome, “Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP basada en Técnicas de Optimización y en Mediciones de PMU,” *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), San Juan, Argentina*, pp. 1–8, 2022, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940010.
- [15] M. Brown, M. Biswal, S. Brahma, S. J. Ranade, and H. Cao, “Characterizing and quantifying noise in PMU data,” *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016, no. 2019–07, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741972.
- [16] J. R. Constante Segura, G. Colome, and D. Echeverria, “Noise Amplitude in Ambient PMU Data and its Impact on Load Models Identification,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 22, no. 8, pp. 678–685, 2024, doi: 10.1109/TLA.2024.10620390.
- [17] S. S. Rao, *Engineering optimization: Theory and practice*. John Wiley & Sons, Inc., 111 River Street, Hoboken, NJ 07030, USA, 2020.



Robert Steven Quinga. - Nació en Quito, Ecuador, el 26 de febrero del 2001. Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Ismael Proaño Andrade, donde obtuvo el título de Bachiller en Instalaciones, Mantenimiento de Equipos y Máquinas Eléctricas. En el año 2019 ingresó a la Universidad Técnica de Cotopaxi, donde actualmente cursa la carrera de Ingeniería Eléctrica. Su interés profesional se centra en el área de automatización industrial y en el análisis y diseño de redes de distribución eléctrica, enfocándose en el desarrollo y seguridad de los sistemas eléctricos.



Klever Mauricio Tigasi. - Nació en Latacunga, Ecuador en 2002. Realizó sus estudios secundarios en la unidad Educativa Dr. Trajano Naranjo Iturralde, donde obtuvo el título de Bachiller en Mecanizado y Construcciones Metálicas. En el año 2020 ingreso a la universidad Técnica de Cotopaxi, donde actualmente se encuentra finalizando sus estudios de tercer nivel en la carrera de Ingeniería Eléctrica, institución en la que ha demostrado un sólido compromiso con su desarrollo profesional. Su interés profesional se centra en el área de redes de distribución y automatización industrial.



Mauricio Mullo Pallo. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico y Magíster en Sistemas Eléctricos de Potencia en la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Cuenta con experiencia profesional como: Analista de planificación académica técnica y tecnológica (SENESCYT); Analista de gestión de operaciones de institutos de educación superior (SENESCYT); Docente en varios institutos superiores (Guayaquil, María Natalia Vaca, Tungurahua, Rumíñahui); actualmente docente e investigador en la Universidad Técnica de Cotopaxi, liderando proyectos enfocados en la planificación de sistemas eléctricos para la transición energética.



Joffre Constante Segura. - Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2013 y de Magíster en Eficiencia Energética de la Escuela Politécnica Nacional en 2016.

Cuenta con experiencia profesional como: Analista Técnico del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE); Especialista de regulación técnica, económica y tarifas de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); Especialista de Gestión de Operación en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del Operador Nacional de Electricidad CENACE, y; como Docente de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Actualmente se encuentra culminando su doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan – Argentina, a la vez que se desempeña como Jefe de Prospectiva Energética de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi.

Parametric Identification of the Oscillatory Component Load Model Using Synchrophasor Measurements and Optimization Techniques

Identificación Paramétrica del Modelo de Carga OCL Utilizando Mediciones Sincrofásoriales y Técnicas de Optimización

L.F. Ochoa¹

ID 0009-0000-4741-5375

B.A. Caiza¹

ID 0009-0009-7410-202X

W.P. Rueda¹

ID 0009-0007-6441-3428

J.R. Constante²

ID 0000-0003-1787-5295

O.S. Chuquitarco³ ID 0009-0008-8143-4463¹Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, EcuadorE-mail: lesly.ochoa6120@utc.edu.ec, brayan.caiza6139@utc.edu.ec, walter.rueda5@utc.edu.ec²Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, Latacunga, EcuadorE-mail: joffre.constant@elepcosa.com.ec³Universidad de las Américas, Quito, EcuadorE-mail: omar.chuquitarco@udla.edu.ec

Abstract

Currently, accurately modeling loads, representing their dynamic behavior, and capturing variations in load model parameters over time is a fundamental issue. To this end, synchrophasor measurements, automatic and online load modeling methodologies, and new dynamic load models are used today. Recently, a research project has proposed the Oscillatory Component Load (OCL) model, which has the advantage of representing not only the static and exponential recovery behavior of loads, but also their oscillatory behavior. In this regard, the parametric identification process of this OCL model has not been investigated in depth, therefore this work does so, from determining the best optimization method for the parametric identification process to determining the characteristics that synchrophasor measurements must contain to obtain accurate OCL models.

Resumen

Actualmente modelar adecuadamente las cargas, representar su comportamiento dinámico y capturar las variaciones de los parámetros de los modelos de carga en el tiempo es un tema fundamental. Para esto hoy en día se utilizan mediciones sincrofásoriales, metodologías de modelamiento de carga automáticas y en línea y, nuevos modelos de carga dinámicos. En el último tiempo en un trabajo de investigación se ha planteado el Oscillatory Component Load Model (OCL), el cual tiene como aporte que permite representar no solamente el comportamiento estático y exponencial de recuperación de las cargas, sino también el comportamiento oscilatorio. En este sentido, el proceso de identificación paramétrica de este modelo OCL no ha sido investigado a profundidad, por lo que se lo realiza en este trabajo, desde determinar el mejor método de optimización para el proceso de identificación paramétrica, hasta las características que deben contener las mediciones sincrofásoriales para obtener modelos de carga OCL precisos.

Index terms—Load Modeling, OCL, Oscillatory Component Load Model, Parametric Identification, PMU, Synchrophasor.

Palabras clave—Modelamiento de carga, OCL, Oscillatory Component Load Model, Identificación Paramétrica, PMU, sincrofásor.

Recibido: 09-11-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Ochoa, L.; Caiza, B.; Rueda, W.; Constante, J.; Chuquitarco, O. (2026). "Identificación Paramétrica del Modelo de Carga OCL Utilizando Mediciones Sincrofásoriales y Técnicas de Optimización". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 75-84

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.736>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia operan cada vez más cerca de sus límites de estabilidad debido, principalmente, al crecimiento de la demanda y a la inclusión de centrales de generación con energías renovables. Esta situación conlleva a que progresivamente se deban realizar simulaciones más precisas, sobre todo en estado dinámico, para lo cual es necesario tener modelos validados de los componentes que conforman un sistema eléctrico [1]. Dentro de estos componentes, la carga es uno de los elementos más desafiantes de estimar, pues sus modelos varían continuamente con el tiempo [2], [3], a diferencia de, por ejemplo, las líneas de transmisión, cuyo modelo no cambia con el tiempo.

Además de lo anterior, representar adecuadamente la dinámica de las cargas es fundamental. Un claro ejemplo se muestra en la Figura 1 (tomada de [4]), la cual representa un apagón (*black-out*) ocurrido el 10 de agosto de 1996 en el sistema “Western Systems Coordinating Council (WSCC)” de EEUU, específicamente en la interconexión California-Oregon (COI) [4]. En la Figura 1 a) se muestra las mediciones reales de las oscilaciones de potencia. En la Figura 1 b) la respuesta simulada con un caso de estudio base. En la Figura 1 c) se observa la respuesta del sistema una vez realizado un proceso de validación a los modelos eléctricos de varios elementos de la red, entre ellos al modelo de la carga al cual se le añadió varias cargas estáticas y, la dinámica de los motores de inducción de los aires acondicionados. Este ejemplo permite resaltar la importancia de modelar adecuadamente el comportamiento estático y dinámico de las cargas.

Con base en lo anterior, para lograr capturar la dinámica de las cargas es necesario contar con sistemas de medición que lo permitan [5]. Las mediciones sincrofásoriales provenientes de Unidades de Medición

Fasorial (PMU) son idóneas [2], [3], pues una de sus principales ventajas es que reportan hasta 50 o 60 fasores por segundo (FPS, *frames per second*) [6], lo cual permite capturar la dinámica de los sistemas y, por ende, estimar los parámetros de los modelos de carga dinámicos.

Por otro lado, para representar el comportamiento dinámico de las cargas existen varios modelos. El primero y más conocido es el modelo dinámico de un motor de inducción, sin embargo, este tiene varios parámetros por determinar, además de ser complejo [2], [3]. Como solución, en la literatura se ha planteado el modelo Exponential Recovery load (ERL), el cual es aplicado en escenarios donde la carga se recupera de forma exponencial luego de un cambio repentino en la tensión. Varios estudios como [3], [7], [8] abordan este modelo, sin embargo, tiene como inconveniente que no puede representar el componente oscilatorio de las cargas. Ante esto, en [9] se plantea un nuevo modelo llamado Oscillatory Component Load Model (OCL), el cual es deducido de una ecuación diferencial de segundo orden que contempla tres componentes: uno estático, uno de recuperación exponencial y, uno de oscilaciones amortiguadas, siendo este último el aporte y ventaja de este modelo. Por otro lado, el proceso de identificación paramétrica planteado en [9] se basa en minimizar una función objetivo en base a mínimos cuadrados, que compara las mediciones de potencia reales frente a las mediciones estimadas por el modelo OCL, y se lo resuelve con la técnica de optimización Levenberg-Marquardt.

Con base en lo anterior, y dado que el modelo OCL ha sido estudiando únicamente en [9], se encuentran las siguientes áreas por investigar:

- Determinar el mejor algoritmo de optimización para minimizar la función objetivo del proceso de

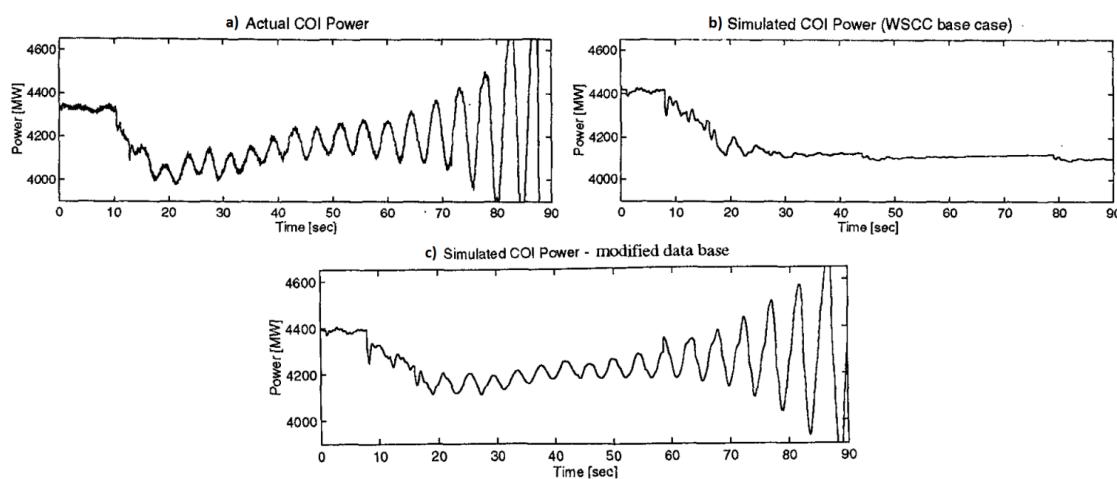


Figura 1: Ejemplo de un Apagón en el Sistema WSCC. a) Mediciones Reales. b) Simulación con el Caso Base. Fuente [4].

identificación paramétrica del modelo OCL con mediciones sincrofásoriales, pues en la literatura se utilizan varios, como los mostrados en la Tabla 1 [10].

- Establecer las características mínimas recomendables en las mediciones sincrofásoriales para lograr estimar con precisión los parámetros del modelo de carga OCL [10].
- Evaluar el impacto que tiene el ruido de las mediciones sincrofásoriales en la estimación del modelo de carga OCL, pues en [11], [12] se demuestra que el ruido tiene un impacto significativo y negativo en la estimación paramétrica de otros modelos de carga.

Justamente las áreas por investigar mencionadas anteriormente son las que se abordan en este trabajo. En este sentido, para cumplir con estos objetivos, este documento se organiza de la siguiente manera: en la segunda sección se describe el marco teórico; en la tercera sección se presenta la metodología utilizada para evaluar diferentes técnicas de optimización; en la cuarta sección se obtienen los resultados y; en la quinta sección se presentan las conclusiones.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Modelamiento de Carga

El modelamiento de carga es una tarea que permite determinar un modelo matemático que represente adecuadamente el funcionamiento de las cargas de un sistema eléctrico en diferentes estudios o aplicaciones. El modelamiento de carga abarca dos etapas: la elección de un modelo de carga y, la estimación de los valores de los parámetros del modelo elegido [13]. En este trabajo se aborda al modelo de carga OCL, por lo que se lo define a continuación:

2.1.1 *Modelo de carga oscillatory component load (OCL)*

El modelo Oscillatory Component Load Model (OCL) se deriva de una ecuación diferencial de segundo orden que considera tres tipos de componentes llamados: estático, recuperación exponencial y oscilaciones amortiguadas. Este modelo ha sido planteado en la literatura en [9], donde las ecuaciones (1) a (3) son para potencia activa, y (4) a (6) para potencia reactiva [9].

$$p_a(t) = \tilde{V}^{\alpha_P}(t) + K_{Pexp} x_{Pexp}(t) + K_{Posc} x_{Posc}(t) \quad (1)$$

$$T_P \frac{dx_{Pexp}(t)}{dt} + x_{Pexp}(t) = \frac{d\tilde{V}(t)}{dt} \quad (2)$$

$$\frac{d^2 x_{Pout}(t)}{dt^2} + 2\beta_P \omega_{0P} \frac{dx_{Posc}(t)}{dt} + \omega_{0P}^2 x_{Pout}(t) = \frac{d\tilde{V}(t)}{dt} \quad (3)$$

$$q_a(t) = \tilde{V}^{\alpha_Q}(t) + K_{Qexp} x_{Qexp}(t) + K_{Qosc} x_{Qosc}(t) \quad (4)$$

$$T_Q \frac{dx_{Qexp}(t)}{dt} + x_{Qexp}(t) = \frac{d\tilde{V}(t)}{dt} \quad (5)$$

$$\frac{d^2 x_{Qout}(t)}{dt^2} + 2\beta_Q \omega_{0Q} \frac{dx_{Qosc}(t)}{dt} + \omega_{0Q}^2 x_{Qout}(t) = \frac{d\tilde{V}(t)}{dt} \quad (6)$$

Donde:

- α_P y α_Q son constantes que cuantifican la componente estática exponencial.
- x_{Pexp} y x_{Qexp} son variables de estado correspondiente a la recuperación exponencial.
- x_{Posc} y x_{Qosc} son variables de estado correspondiente a la componente oscilatoria.
- K_{Pexp} y K_{Posc} representan las proporciones o pesos de la componente de recuperación exponencial y oscilatoria, respectivamente, para el modelo de potencia activa.
- K_{Qexp} y K_{Qosc} representan las proporciones o pesos de la componente de recuperación exponencial y oscilatoria, respectivamente, para el modelo de potencia reactiva.
- T_P y T_Q son constantes de tiempo exponenciales.
- β_P y β_Q son factores de amortiguamiento.
- ω_{0P} y ω_{0Q} es la frecuencia natural.

2.1.2 *Identificación paramétrica del modelo OCL*

La identificación paramétrica es un proceso que determina el valor de los parámetros de un modelo de carga de modo que, cuando se ajustan estos parámetros, los modelos de carga reproducen fielmente el comportamiento real de las cargas.

Para el caso del modelo OCL, la idea es determinar los 6 parámetros que definen el modelo OCL de potencia activa (α_P , K_{Pexp} , K_{Posc} , T_P , β_P , ω_{0P}), mediante la minimización de la función objetivo (7), sujeto a restricciones de límites superior e inferior para estos 6 parámetros. Un proceso análogo se repite para los 6 parámetros que definen el modelo OCL de potencia reactiva.

$$\min \left| \sum_{i=1}^n (P_i - P_{med_i})^2 \right| \quad (7)$$

Donde: P_i es la potencia estimada con el modelo de carga OCL, P_{med} es la potencia medida por una PMU, y n es la cantidad de muestras de la serie temporal. Por ejemplo, para 10 segundos de mediciones de una PMU con 60 FPS, $n = 600$.

Los límites superiores (ub) e inferiores (lb) para los seis parámetros del modelo OCL de potencia activa se presentan en (8) y (9), y para el modelo de potencia reactiva en (10) y (11). Estos límites han sido obtenidos de los valores recomendados en [9].

$$lb_P = [0.01 \quad 0.004 \quad -41 \quad 0.019 \quad 0.15 \quad 4.94] \quad (8)$$

$$ub_P = [0.16 \quad 0.28 \quad 5.7 \quad 5.3 \quad 1 \quad 25] \quad (9)$$

$$lb_Q = [0.01 \quad -0.034 \quad -19 \quad 0.61 \quad 0.097 \quad 4.8] \quad (10)$$



$$ub_p = [4.7 \ 1.8 \ 21.6 \ 7.1 \ 1 \ 25.6] \quad (11)$$

Donde el orden de los parámetros es: α_p , K_{Pexp} , K_{Posc} , T_p , β_p y ω_{0p} .

2.2 Métodos de Optimización

Para minimizar una función objetivo, en este caso la mostrada en (7), es necesario aplicar un método de optimización. En este trabajo se compara el desempeño de diez métodos de optimización, los cuales se enlistan en la Tabla 1.

Dado que los métodos de optimización se encuentran ampliamente documentados en la literatura [14] e implementados en programas comerciales o de código abierto como MATLAB y Python, no se los desarrolla en este trabajo. No obstante, es importante mencionar que, de manera general, estos métodos pueden clasificarse en deterministas (tradicionales) y heurísticos o metaheurísticos. Los métodos deterministas pueden garantizar la convergencia al óptimo global únicamente cuando la función objetivo es convexa; en problemas no convexos, su desempeño depende de las condiciones iniciales y pueden converger a óptimos locales. Por su parte, los métodos heurísticos y metaheurísticos no ofrecen garantías formales de optimalidad global, pero emplean estrategias de exploración más amplias que les permiten aproximarse a soluciones cercanas al óptimo global, usualmente con un mayor costo computacional [14]. Los primeros cinco métodos de la Tabla 1 son tradicionales, mientras los restantes son heurísticos.

Tabla 1: Métodos de Optimización.

N.º	Método de Optimización
M1	Trust-region-reflective
M2	Levenberg-marquardt
M3	Interior-point
M4	SQP
M5	Active-set
M6	Pattern search
M7	Genetic algorithm
M8	Particle swarm optimization
M9	Simulated annealing algorithm
M10	Differential evolution

3. METODOLOGÍA

La metodología para evaluar diferentes métodos de optimización en la estimación paramétrica del modelo de carga OCL se sintetiza en el diagrama de flujo de la Figura 2. Cada una de las etapas mostradas en esta figura se detallan a continuación:

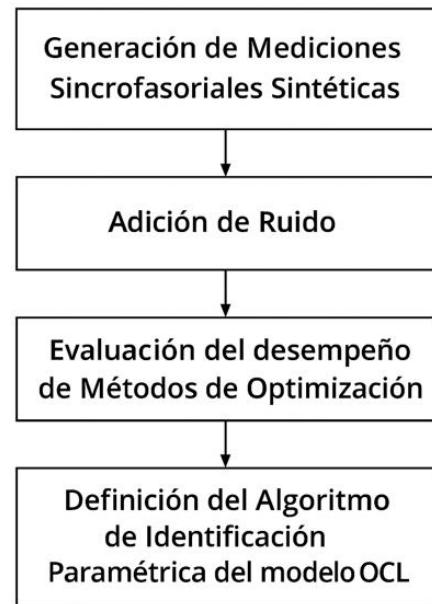


Figura 2: Diagrama de Flujo de la Metodología para Evaluar Diferentes Métodos de Optimización en la Estimación Paramétrica del Modelo de Carga OCL.

3.1 Generación de Mediciones Sincrofesoriales Sintéticas

Con el objeto de evaluar las diferentes técnicas de optimización en el proceso de identificación paramétrica del modelo de carga OCL es necesario utilizar un sistema de prueba, de manera que se generen mediciones sincrofesoriales sintéticas de las barras de carga de dicho sistema. Para esto se plantea seguir el siguiente proceso:

- Seleccionar un sistema de prueba.
- Configurar las cargas para que su comportamiento sea en base al modelo de carga OCL.
- Mediante Monte Carlo generar una gran cantidad de escenarios de operación donde varie la demanda del sistema y los parámetros del modelo OCL de carga.
- Ejecutar flujos óptimos de potencia.
- Mediante Monte Carlo generar eventos para cada escenario de operación, como variaciones en la carga, cortocircuitos, fallas, cambio en los TAP de los transformadores, entre otros.
- Realizar simulaciones en el dominio fasorial (RMS) para cada uno de estos escenarios.
- Almacenar las simulaciones temporales de tensión, potencia activa y potencia reactiva, de cada una de las barras de carga de dicho sistema, y de manera idéntica a una PMU real, es decir, con una tasa de reporte de 50 o 60 fasores por segundo (FPS, frames per second).
- Con el objeto de que las mediciones sintéticas sean idénticas a las reales, se les añade ruido

blanco con los valores de SNR (dB) que se detallan en (12), donde V, P y Q representan la tensión, potencia activa y potencia reactiva, respectivamente [12].

$$SNR(V \ P \ Q) = (73 \ 65 \ 49)dB \quad (12)$$

3.2 Indicadores de Desempeño

Con las mediciones sincrofásoriales sintéticas obtenidas del sistema de prueba se realiza el proceso de identificación paramétrica detallado en la sección 2.1.2, pero se repite con cada uno de los diez métodos de optimización de la Tabla1. Para comparar el desempeño de cada uno de estos algoritmos se utilizan los siguientes indicadores planteados en [10] que se reproducen a continuación.

3.2.1 Tiempo de ejecución

El tiempo de ejecución es el tiempo que tarda un método en encontrar una solución óptima. No incluye tiempos de carga de datos, preprocessamiento, almacenamiento de resultados, ni ningún tiempo que no sea exclusivamente el de minimizar la función objetivo. Los tiempos de ejecución deberían ser inferiores a unas cuantas decenas de segundos, pues hoy en día es una tendencia estimar los parámetros de los modelos de carga continuamente en línea y de forma automática [13].

3.2.2 Cantidad de soluciones viables (CSV)

La CSV es un indicador que calcula, en porcentaje, la cantidad de escenarios en los que cada método de optimización encuentra una solución viable, es decir, que minimice la función objetivo (7) y que cumpla las restricciones presentadas en las ecuaciones (8) a (11).

3.2.3 Error en la estimación de parámetros (EEP)

El EEP es un indicador que cuantifica el error alcanzado al estimar los 6 parámetros del modelo OCL. Para esto se calcula la media del error normalizado de los 6 parámetros, tal como se observa a continuación:

$$EEP = \text{promedio} \left(\frac{|p_{\text{estimados}} - p_{\text{reales}}|}{|ub - lb|} \right) \times 100 \quad (13)$$

Donde p_{reales} y $p_{\text{estimados}}$ son vectores que contienen los parámetros reales y estimados del modelo de carga. En este caso, para el modelo OCL, p_{reales} y $p_{\text{estimados}}$ son vectores de longitud seis, puesto que el modelo OCL se define mediante seis parámetros para el modelo de potencia activa y otros seis parámetros para el de potencia reactiva.

Es importante notar que este indicador EEP no se puede calcular en la práctica ya que no se conocen los parámetros reales, no obstante, el objetivo de este indicador es comparar diferentes métodos de optimización en ambiente de simulación.

3.2.4 Error Cuadrático medio estandarizado ($RMSE_{\Delta P}$)

La Raíz del Error Cuadrático Medio Normalizado es un indicador planteado en [10] y está enfocado específicamente para comparar el desempeño de diferentes métodos de optimización en el modelamiento de carga. Su formulación se presenta en (14).

$$RMSE_{\Delta P} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (P_i - P_{med_i})^2}{n}} \quad (14)$$

Donde: P_i es la potencia estimada con el modelo de carga OCL, P_{med} es la potencia medida por una PMU, n es la cantidad de muestras de la serie temporal y, ΔP es la magnitud de variación de potencia (activa o reactiva) en la serie temporal. La magnitud de variación de potencia (ΔP) se calcula en pu como la diferencia entre el valor máximo y mínimo que alcanza la potencia en la ventana de tiempo a utilizar. Valga la aclaración, este indicador se calcula para el modelo OCL de potencia activa y para el modelo de potencia reactiva.

3.3 Evaluación del Desempeño de los Métodos de Optimización

En base a los cuatro indicadores precitados se evalúa y compara el desempeño de los métodos de optimización para estimar los parámetros del modelo de carga OCL. Es importante señalar que esta evaluación se realiza al utilizar tres tipos de mediciones: sin ruido, con ruido y, filtradas (señales con ruido más una etapa de filtrado), donde la idea es observar que el desempeño de los métodos de optimización sea adecuado con todos los tipos de señales. Esto se realiza puesto que en [10] se demuestra que algunos métodos de optimización tienen un desempeño sobresaliente al utilizar señales sin ruido, pero muy pobre con señales con ruido, que es como lo son en la vida real.

Por otro lado, los indicadores precitados, salvo el tiempo de ejecución, se recomienda que se evalúen clasificados por magnitud de variación de tensión (ΔV), dado que es de importancia observar el desempeño con datos tipo *ambiente* (mediciones con ΔV menores a 0.03 pu [10]) de PMU, que son los de mayor disponibilidad en un sistema eléctrico real.

3.4 Determinación del Algoritmo de Identificación Paramétrica del Modelo de Carga OCL

Tal como se observa en la Figura 2, y una vez definido el mejor método de optimización para estimar los parámetros del modelo de carga OCL, la última etapa consiste en determinar el algoritmo de identificación paramétrica para este modelo. Para esto es necesario: definir los requisitos mínimos en las mediciones sincrofásoriales, en lo que respecta a la mínima variación de tensión que es necesaria para asegurar con gran probabilidad que los parámetros estimados del modelo



OCL son precisos y; los valores de $RMSE_{AP}$ que indiquen con gran probabilidad que el modelo fue estimado con suficiente precisión.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Sistema de Prueba

El sistema IEEE de 39 barras que se encuentra implementado en el software de simulación PowerFactory se ha utilizado como sistema de prueba, pero con las siguientes consideraciones:

- Las 19 cargas que conforman el sistema IEEE 39 han sido modificadas para que se comporten bajo el modelo de carga OCL. Dado que el modelo OCL no se encuentra implementado en PowerFactory, este ha sido programado en DSL (DIgSILENT Simulation Language).
- Con programación DPL (DIgSILENT Programming Language) se han generado once mil diferentes escenarios de operación, en donde los parámetros de los modelos OCL varían aleatoriamente de acuerdo con los valores recomendados en [9] y sintetizados en las ecuaciones (8) a (11). En cuanto a la demanda de las cargas, esta se genera aleatoriamente para cada uno de los once mil escenarios con base en tres curvas de demanda: residencial, comercial e industrial. El proceso es: se selecciona aleatoriamente una hora del día, se obtiene el valor de demanda a esa hora de una de las tres curvas precitadas, se corre un flujo óptimo de potencia y, se obtiene como resultado el despacho de cada generador.
- Posterior a lo anterior, se asigna de forma aleatoria una de las siguientes contingencias a cada escenario de operación: cambio repentino de la carga con valor aleatorio; salida aleatoria de un generador; o, cortocircuito en una línea de transmisión con ubicación aleatoria.
- Se realizan simulaciones dinámicas del tipo fasorial (RMS), con una duración de 10 segundos, para cada uno de los once mil escenarios precitados.
- Se almacenan en archivos planos a la tensión, potencia activa y potencia reactiva, de cada una de las 19 cargas que conforman el sistema IEEE 39. La tasa de muestreo es de 60 FPS, de manera que sea idénticas a las obtenidas con una PMU.

Con base en lo anterior, se han simulado los escenarios de operación y se han almacenado las mediciones sincrofásorales sintéticas, con una cantidad de escenarios clasificados por magnitud de variación de tensión como se muestra en la Figura 3. La cantidad mínima de escenarios se da entre ΔV de 0.17 y 0.18, con 107 escenarios. Con el objeto de que posteriormente no

se obtengan resultados sesgados por la diferencia sustancial de cantidad de escenarios, se limita a 107 escenarios para cada ΔV mostrado en la Figura 3, obteniendo un total de 6741 escenarios.

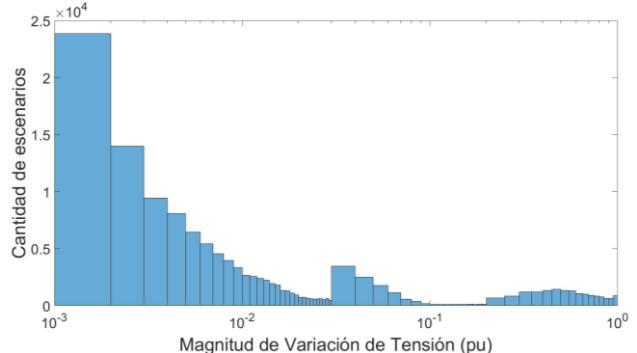


Figura 3: Cantidad de Escenarios Clasificados por Magnitud de Variación de Tensión

4.2 Evaluación del Desempeño de los Métodos de Optimización

Con los cuatro indicadores precipitados se evalúa y compara el desempeño de los métodos de optimización de la Tabla 1 para estimar los parámetros del modelo de carga OCL.

4.2.1 Tiempo de ejecución

En la Figura 4 se presenta el tiempo de ejecución al estimar el modelo OCL de potencia reactiva y al utilizar las mediciones sincrofásorales filtradas. Los tiempos para potencia activa o al utilizar señales sin ruido son idénticos. Hay diez diagramas de cajas correspondientes a los diez métodos de optimización, en el mismo orden de los listados en la Tabla 1. La presentación es en diagramas de cajas puesto que se calcula el tiempo de ejecución para los 6741 escenarios precipitados del sistema de prueba.

Al observar la Figura 4 se concluye que los tiempos de ejecución son pequeños, salvo para el método 7. Genetic algorithm, lo cual significa que son adecuados para las metodologías de modelamiento de carga automáticas y en línea actuales.

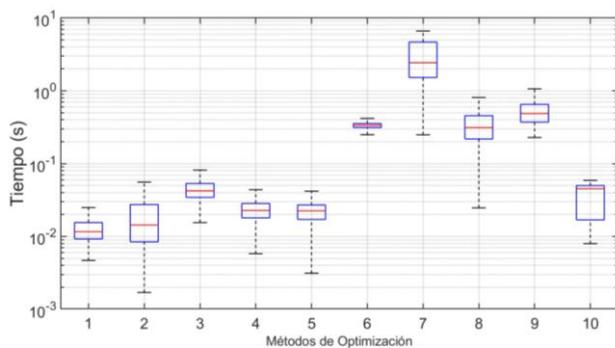


Figura 4: Tiempo de Ejecución de los 10 Algoritmos de Optimización de la Tabla 1

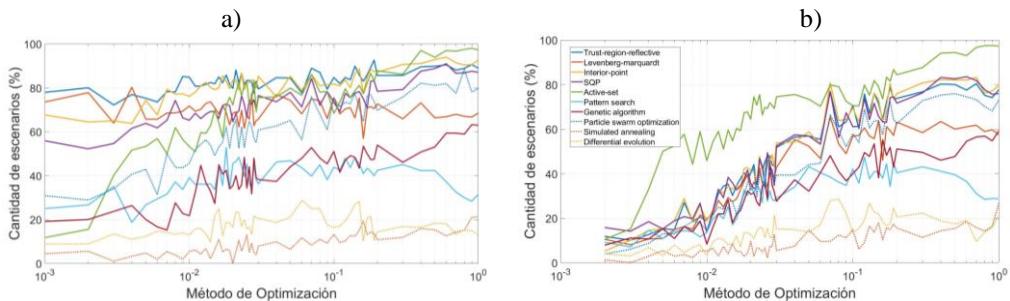


Figura 5: Cantidad de Soluciones Viables del Modelo OCL de Potencia Activa. a) Sin Ruido. b) Con Ruido + Filtro

4.2.2 Cantidad de soluciones viables (CSV)

La CSV que alcanza cada uno de los diez métodos de optimización, clasificados por magnitud de variación de tensión (ΔV), se presenta en la Figura 5. Este CSV corresponde a la estimación de los modelos OCL de potencia activa, sin embargo, valores muy similares se alcanzan para la potencia reactiva. En la Figura 5 a) se utilizan mediciones sincrofásoriales sin ruido, mientras en la Figura 5 b) señales con ruido más una etapa de filtrado.

Al analizar la Figura 5 a), con mediciones sin ruido, se observa que los métodos de optimización tradicionales Trust-region-reflective, Levenberg-marquardt e Interior-point alcanzan un desempeño bastante alto, pues sus CSV alcanzan porcentajes elevados. Por el contrario, al utilizar señales filtradas, Figura 5 b), que es como son en la vida real, estos métodos reducen considerablemente su desempeño, con CSV bastante bajos, sobre todo para pequeños ΔV .

Al considerar que es una tendencia actual estimar los modelos de carga con datos tipo *ambiente* (mediciones con ΔV menores a 0.03 pu [10]) de PMU, debido a que son las de mayor disponibilidad, y que las mediciones sincrofásoriales contienen ruido que se lo filtra, se concluye a partir de la Figura 5 b) que el método Active-set es el mejor, con un desempeño muy superior a los otros métodos. Es importante resaltar que este hallazgo es un aporte al estado del arte, pues el único trabajo que investiga la identificación paramétrica del modelo OCL [9] utiliza el método Levenberg-Marquardt, además de que, en este trabajo se demuestra que no es necesario utilizar métodos heurísticos, como se viene proponiendo actualmente en la literatura para el modelamiento de carga.

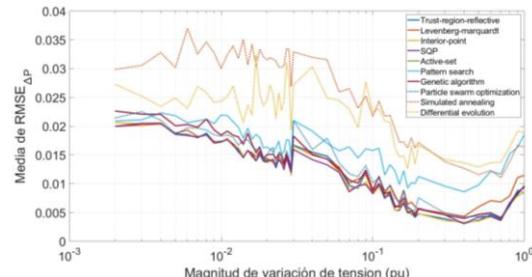
4.2.3 Error cuadrático medio estandarizado ($RMSE_{\Delta P}$)

En la Figura 6 se presentan los $RMSE_{\Delta P}$ alcanzados, clasificados por magnitud de variación de tensión (ΔV), al estimar los modelos de carga OCL de potencia reactiva y al utilizar señales con ruido. Valores de $RMSE_{\Delta P}$ similares se obtienen para el modelo OCL de potencia

activa, y valores iguales o inferiores al utilizar señales sin ruido o filtradas.

Al analizar los valores de la Figura 6 se concluye que, los diez métodos de optimización alcanzan valores adecuados de $RMSE_{\Delta P}$, pues sus valores son inferiores a 0.05, de acuerdo con los límites razonables recomendados en [10]. A pesar de lo anterior, los métodos heurísticos Simulated annealing y Differential evolution alcanzan valores de $RMSE_{\Delta P}$ sustancialmente más altos que los otros métodos.

Finalmente, con base en la Figura 6, no se puede seleccionar el método de optimización más adecuado para esta aplicación.

Figura 6: Media del $RMSE_{\Delta P}$ con Mediciones con Ruido + Filtro

4.2.4 Error en la estimación de parámetros (EEP)

En la Figura 7 se presenta el EEP alcanzado al estimar los modelos OCL de potencia activa, con señales sin ruido y con señales con ruido + filtro. Valores muy similares de EEP se obtienen para el modelo OCL de potencia reactiva.

En este indicador y en la Figura 7 es muy importante diferenciar los EEP alcanzados cuando se utilizan señales sin ruido o señales con ruido + filtro. Al analizar la Figura 7 se observa que los métodos Trust-region-reflective y Levenberg-marquardt alcanzan EEP de prácticamente cero con señales sin ruido, lo que quiere decir que su desempeño es ideal. Por el contrario, cuando se utilizan señales con ruido + filtro, que es como sucede en la vida real, el desempeño de estos dos métodos cae drásticamente y es inferior al de otros métodos. Este es un aporte a la literatura, pues demuestra que el método Levenberg-marquardt, que es el más utilizado en el

modelamiento de carga, no es recomendable. Además, este particular concuerda con lo investigado en [10] para otro modelo de carga.

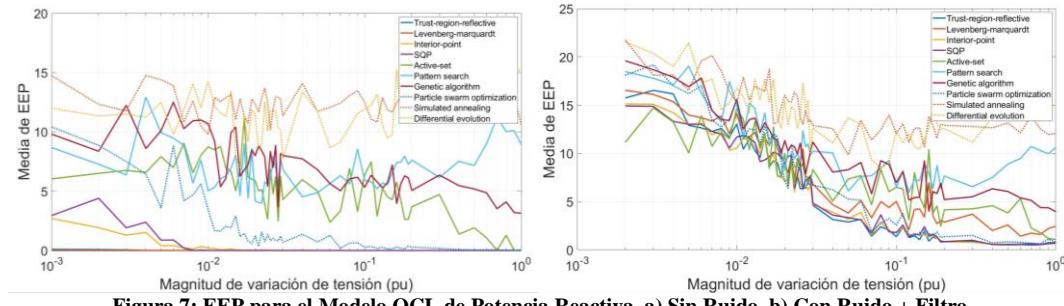


Figura 7: EEP para el Modelo OCL de Potencia Reactiva. a) Sin Ruido. b) Con Ruido + Filtro

Desde una perspectiva teórica, el mejor desempeño del algoritmo Active-set frente al ruido puede atribuirse a su capacidad para gestionar de manera explícita el conjunto de restricciones activas durante el proceso iterativo. A diferencia de los métodos basados en gradientes de segundo orden, que dependen fuertemente de la curvatura local de la función objetivo y de la estabilidad del Hessiano —ambos susceptibles a perturbaciones inducidas por ruido en los datos de entrada—, el enfoque Active-set desacopla la identificación de las restricciones activas del cálculo de la dirección de búsqueda. Esta característica le permite mantener la factibilidad del problema incluso cuando las derivadas de primer y segundo orden se ven afectadas, reduciendo así la probabilidad de converger hacia soluciones inestables o inconsistentes. Adicionalmente, al resolver subproblemas cuadráticos con restricciones en cada iteración, el algoritmo introduce una capa de control estructural que limita la propagación del ruido hacia la solución final, lo que se traduce en una mayor robustez en contextos donde las mediciones presentan fluctuaciones o imprecisiones inherentes, como lo es el ruido.

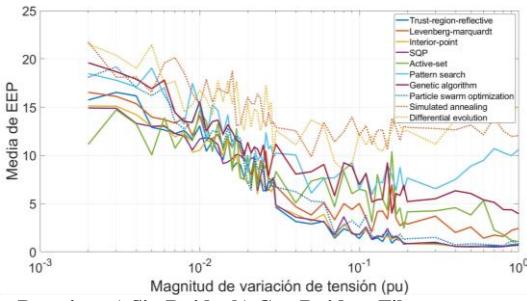
4.3 Algoritmo de Identificación Paramétrica del Modelo de Carga OCL

De la sección anterior se concluye que el método de optimización más adecuado para estimar los parámetros del modelo de carga OCL es Active-set.

Una vez determinado el mejor método, el siguiente y último paso es definir el algoritmo de identificación paramétrica del modelo OCL. Para esto es necesario determinar dos aspectos.

El primero es la magnitud de variación de tensión (ΔV) mínima requerida para estimar con suficiente precisión el modelo OCL. Esto se puede determinar al observar la Figura 5 b) para el método de optimización Active-set. Al analizar esta Figura 5 b) se observa que para $\Delta V > 0.005$ pu el CSV es al menos de 50%, lo que quiere decir que, con $\Delta V > 0.005$ pu se puede estimar los modelos de carga al menos en el 50% de escenarios.

Una vez definido el ΔV mínimo, el siguiente aspecto por determinar es el valor de $RMSE_{\Delta P}$ que indique con cierta probabilidad que el EEP alcanzado es bajo. Esto se



da porque en el mundo real no se puede calcular el EEP, sino el $RMSE_{\Delta P}$. Para esto, en la Figura 8 se presenta la relación entre el $RMSE_{\Delta P}$ y el EEP. Al analizar la Figura 8 se concluye que un valor de $RMSE_{\Delta P} \leq 0.02$ indica con alrededor del 75% de probabilidad que el EEP es menor a 15.

Con base en todo lo anterior, el algoritmo planteado de identificación paramétrica del modelo OCL es el siguiente:

- Se reciben 10 segundos de mediciones sincrofásoriales de una barra de carga.
- Se filtran las señales con alguna técnica de filtrado o suavizado de datos.
- Se comprueba que la magnitud de variación de tensión (ΔV) sea superior a 0.005 pu. De no ser así, se detiene el algoritmo y se regresa al primer paso.
- Se ejecuta el proceso de identificación paramétrica definido en la sección 2.1.2 con el método de optimización Active-set.
- Se calcula el indicador $RMSE_{\Delta P}$ y se comprueba que sea menor o igual a 0.02. De serlo, se intuye que el modelo de carga ha sido estimado de forma correcta, caso contrario, se dice que el modelo de carga estimado es impreciso.
- Se inicia de nuevo este algoritmo, esperando una nueva serie temporal de mediciones sincrofásoriales.

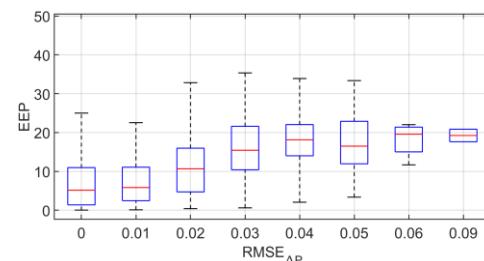


Figura 8: $RMSE_{\Delta P}$ vs EEP para el Método de Optimización Active-set

Finalmente, para utilizar el algoritmo planteado en este trabajo se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Disponer de mediciones sincrofásoriales de una barra de carga de un sistema eléctrico con una tasa de reporte elevada que permita capturar la dinámica de las cargas.
- Utilizar alguna metodología que determine el tipo de modelo de carga que representa el comportamiento de dicha barra de carga. En el caso de que corresponda al modelo de carga OCL, se procede a utilizar el algoritmo planteado en este trabajo.

5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo se realizó un análisis exhaustivo de diez métodos de optimización para estimar los parámetros de los modelos de carga OCL. Este modelo ha sido estudiado solamente en [9], por lo que se realizan los siguientes aportes a la literatura:

- Cuando se analizan los métodos de optimización con señales sin ruido los métodos Trust-region-reflective y Levenberg-marquardt tienen un desempeño ideal y muy superior a los otros métodos, sin embargo, cuando las señales tienen ruido, y su correspondiente técnica de filtrado, el desempeño de estos métodos cae drásticamente. Dado que en la práctica las señales de las PMU tienen ruido, no se recomienda utilizar estos métodos, como se lo utiliza en [9].
- Los métodos de optimización heurísticos, que son una tendencia actual, presentan un desempeño inferior a los métodos tradicionales, por lo tanto, no hace falta utilizarlos en la estimación de los modelos de carga OCL.
- Los tiempos de ejecución de los diez métodos de optimización evaluados en este trabajo son adecuados para metodologías de modelamiento de carga en línea, salvo el método Genetic algorithm.
- Para estimar los parámetros del modelo de carga OCL se recomienda utilizar mediciones sincrofásoriales que contengan una magnitud de variación de tensión de al menos 0.005 pu. Este valor es importante ya que cuantifica la variación mínima necesaria en datos tipo *ambiente* de PMU para estimar el modelo OCL.
- Por último, otro aporte de este trabajo es la determinación del valor límite del indicador $RMSE_{\Delta P}$. Un valor igual o inferior a 0.02 pu indica con alrededor del 75% de probabilidad que el modelo ha sido estimado con suficiente precisión.

Como trabajos futuros se plantea evaluar el algoritmo planteado en este trabajo con mediciones sincrofásoriales

obtenidas por PMU ubicadas en sistemas eléctricos reales.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] The NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee, “Power System Model Validation, A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee,” *North American Electric Reliability Corporation*, no. December, pp. 1–53, 2010.
- [2] M. Mohammed, A. Abdulkarim, A. S. Abubakar, A. B. Kunya, and Y. Jibril, “Load modeling techniques in distribution networks: a review,” *Journal of Applied Materials and Technology*, vol. 1, no. 2, pp. 63–70, 2020.
- [3] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo, and D. Zhao, “Load modeling - A review,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5986–5999, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2700436.
- [4] D. N. Kosterev, C. W. Taylor, and W. A. Mittelstadt, “Model validation for the august 10,1996 wscc system outage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 967–979, 1999, doi: 10.1109/59.780909.
- [5] NERC, “Dynamic Load Modeling, Technical Reference Document,” 2016.
- [6] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” 2011. doi: 10.1109/IEEEESTD.2011.6111219.
- [7] C. W. G. C4.605, “Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks,” 2014.
- [8] Y. Zhu, “Power System Loads and Power System Stability,” Springer Theses, 2020. doi: 10.1007/978-3-030-37786-1.
- [9] E. S. N. Raju P., A. Nechifor, M. M. Albu, J. Yu, and V. Terzija, “Development and Validation of a New Oscillatory Component Load Model for Real-time Estimation of Dynamic Load Model Parameters,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. PP, no. c, pp. 1–1, 2019, doi: 10.1109/tpwrd.2019.2918059.
- [10] J. R. Constante and D. G. Colome, “Estimación Paramétrica del Modelo de Carga ZIP basada en Técnicas de Optimización y en Mediciones de PMU,” *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), San Juan, Argentina*, pp. 1–8, 2022, doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940010.
- [11] M. Brown, M. Biswal, S. Brahma, S. J. Ranade, and H. Cao, “Characterizing and quantifying noise in PMU data,” *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016, no. 2019–07, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741972.



- [12] J. R. Constante Segura, G. Colome, and D. Echeverria, "Noise Amplitude in Ambient PMU Data and its Impact on Load Models Identification," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 22, no. 8, pp. 678–685, 2024, doi: 10.1109/TLA.2024.10620390.
- [13] J. R. Constante and G. Colomé, "Estado del Arte y Tendencias en el Modelamiento de Carga," *Revista Técnica "energía,"* vol. 18, no. 2, pp. 1–12, 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.475.
- [14] S. S. Rao, *Engineering optimization: Theory and practice*. John Wiley & Sons, Inc., 111 River Street, Hoboken, NJ 07030, USA, 2020.



Lesly Ochoa Sanchez. - Nació en Guaranda, Ecuador, el 17 de noviembre de 2002. Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Guaranda, donde obtuvo el título de Bachiller en Mantenimiento, Equipos y Máquinas Eléctricas. Actualmente

cursa la carrera de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Técnica de Cotopaxi, institución en la que ha demostrado compromiso y responsabilidad en su formación profesional.



Brayán Caiza Chiguano. - Nació en Quito, Ecuador, en el año 2001. Cursó su educación primaria en la Unidad Educativa José Mejía Lequerica. Posteriormente, realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Aloasí, donde obtuvo el título de Bachiller

Técnico Industrial con especialidad en Instalaciones, Equipos y Máquinas Eléctricas, destacándose por su responsabilidad y compromiso académico. Actualmente, se encuentra culminando sus estudios de tercer nivel en la carrera de Ingeniería en Electricidad en la Universidad Técnica de Cotopaxi, demostrando una sólida formación profesional y vocación en el área eléctrica.



Walter Rueda Flores. - Nació en Latacunga, Ecuador en 1993. Recibió su título de ingeniero eléctrico en la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2017 y de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia en 2023. Cuenta con experiencia profesional como: Técnico de mantenimiento a subestaciones de alta y extra alta tensión en Soluciones y Servicios Electromecánicos Integrales (SSEI); Especialista en pruebas SAT a equipos primarios

de subestaciones eléctricas y; como docente de la carrera de Electricidad en la Universidad Técnica de Cotopaxi.



Joffre Constante Segura. - Nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2013 y de Magister en Eficiencia Energética de la Escuela Politécnica Nacional en 2016. Cuenta con experiencia profesional como: Analista Técnico del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE); Especialista de regulación técnica, económica y tarifas de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); Especialista de Gestión de Operación en la Subgerencia de Investigación y Desarrollo del Operador Nacional de Electricidad CENACE, y; como Docente de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi. Actualmente se encuentra culminando su doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan – Argentina, a la vez que se desempeña como Jefe de Prospectiva Energética de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi.



Omar Chuquitarco Abata. - Nació en Latacunga, Ecuador, el 18 de noviembre de 1998, comprometido con la excelencia y la innovación. Realizó sus estudios en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, donde obtuvo el título de Ingeniero en Mecatrónica, posee una Maestría en Gestión y Automatización de procesos por la Universidad de las Américas, su experiencia y líneas de interés profesional se centran en la automatización industrial y la optimización de procesos.

Impact of the Connection of Concentrated or Dispersed Distributed Generation on Unbalanced Medium- and Low-Voltage Distribution Networks

Impacto de la Conexión de Generación Distribuida Instalada de Manera Concentrada o Dispersa en Redes de Distribución Desbalanceadas de Medio y Bajo Voltaje

X.P. Gavela¹
D.C. Agila¹

 0000-0001-9567-1680
 0009-0007-1563-3694

E.G. Novoa¹
D.J. Torres¹

 0000-0001-9593-6837
 0009-0000-9713-6120

¹Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador

E-mail: ximena.gavela@epn.edu.ec, daniela.agila@epn.edu.ec, edison.novoa@epn.edu.ec, dylan.torres@epn.edu.ec

Abstract

This paper presents a technical methodology for the evaluation and prioritization of photovoltaic distributed generation (PV-DG) projects connected to unbalanced low- and medium-voltage distribution networks. Detailed simulations are performed on real distribution feeders considering variations in installed capacity, connection type (single-phase and three-phase), and spatial allocation (concentrated and dispersed). Twenty-four integration scenarios are analyzed to assess their impact on voltage profile, power losses, voltage unbalance, harmonic distortion, feeder loading, and maximum admissible connection distance. As a main contribution, the study derives quantifiable technical thresholds that support decision-making processes for the planning and regulatory approval of PV-DG projects. The proposed methodology provides a structured, multivariable framework that enhances conventional impact assessments and can be directly applied by distribution utilities and regulatory agencies in relation to the integration of PV-DG into distribution networks.

Resumen

Este artículo presenta una metodología técnica para la evaluación y priorización de proyectos de generación distribuida fotovoltaica (GD-FV) conectados a redes de distribución desbalanceadas de baja y media tensión. A partir de simulaciones detalladas en alimentadores reales, se analizan variaciones en la capacidad instalada, el tipo de conexión (monofásica y trifásica) y la localización de la GD-FV (concentrada y dispersa). Se evalúan 24 escenarios de integración, considerando su impacto sobre el perfil de tensión, pérdidas de potencia, desbalance de tensión, distorsión armónica, cargabilidad de líneas y distancia máxima de conexión. Como principal aporte, el estudio establece umbrales técnicos cuantificables que permiten priorizar proyectos de GD-FV bajo criterios operativos y de calidad del producto. La metodología propuesta constituye una herramienta aplicable a procesos de planificación, regulación y toma de decisiones en relación a la integración de GD-FV en redes de distribución.

Index terms— Distributed Generation (DG), Photovoltaic Generation, Impact of PV-DG, Power Distribution System

Palabras clave: Generación Distribuida (GD), Generación Fotovoltaica (GD-FV), Impacto de la GD-FV, Sistema Eléctrico de Distribución.

Recibido: 30-10-2025 Aprobado tras revisión: 13-01-2026

Forma sugerida de citación: Agila, D; Gavela, P; Novoa, E; Torres, D. (2026). “Impacto de la conexión de generación distribuida instalada de manera concentrada o dispersa en redes de distribución desbalanceadas de medio y bajo voltaje”. Revista Técnica “energía”. No. 22, Issue II, Pp. 85-94

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.722>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y la necesidad de diversificar las fuentes de suministro han impulsado la integración de generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos de distribución. En particular, la generación fotovoltaica distribuida se ha consolidado como una alternativa relevante debido a su modularidad, reducción de tiempos de implementación y contribución a la descarbonización del sector energético. En países con alta dependencia de generación hidroeléctrica, como Ecuador, la GD-FV adquiere especial importancia al mitigar los riesgos asociados a la variabilidad hidrológica y a los períodos de estiaje.

No obstante, la inserción de GD en redes de distribución, especialmente en redes radiales desbalanceadas de baja y media tensión, puede generar efectos adversos sobre el desempeño del sistema. Entre los principales impactos se encuentran las sobretensiones, el incremento de pérdidas técnicas, el flujo de potencia inverso, el aumento del desbalance de tensión y la degradación de la calidad del producto eléctrico debido a la distorsión armónica. Estos efectos dependen de múltiples factores, tales como la capacidad instalada, el tipo de conexión, la ubicación del generador y la distancia desde la fuente principal.

Aunque la literatura técnica aborda el análisis del impacto de la GD desde distintas perspectivas, la mayoría de los estudios evalúa escenarios aislados o se centra en un número limitado de indicadores eléctricos. Adicionalmente, los marcos regulatorios suelen basar la factibilidad de conexión en criterios parciales, como la cargabilidad del transformador, sin integrar de manera simultánea variables críticas de calidad del producto, balance de fases y distancia de conexión.

En este contexto, el presente trabajo propone una metodología de evaluación técnica multivariante que permite priorizar proyectos de generación distribuida fotovoltaica cuando existen múltiples solicitudes de conexión sobre una misma infraestructura. La metodología se fundamenta en simulaciones detalladas realizadas sobre redes reales de baja y media tensión y en un análisis comparativo de normativas internacionales. De esta forma, se establecen criterios técnicos cuantificables que contribuyen a una integración segura, eficiente y regulatoriamente consistente de la GD-FV en redes de distribución.

2. METODOLOGÍA

Para el estudio del impacto técnico de la GD sobre redes de distribución, se ha considerado la evaluación de GD de tipo fotovoltaica, incorporada en redes desbalanceadas, con topología radial bajo los escenarios que se describen a continuación:

Caso 1: Red de baja tensión, evaluada en doce escenarios

Para las simulaciones se consideró la red baja tensión de fig.2 evaluada en 12 escenarios. El modelo de red (referencia de la EEQ) se caracteriza por su configuración radial, número significativo de cargas, distancia considerable entre el transformador y el suministro más lejano y un transformador con capacidad nominal de 100 kVA, 13,8 kV/220 V. De los 12 escenarios, 9 corresponden a la conexión trifásica de GD con capacidades de 30 kW, 60 kW y 90 kW concentradas al final del alimentador, a la mitad del alimentador y distribuidas de forma dispersa a lo largo del mismo. Los últimos 3 escenarios corresponden a la conexión monofásica de GD con capacidad de 30 kW, en las mismas ubicaciones que se consideraron para los primeros casos de estudio [1].

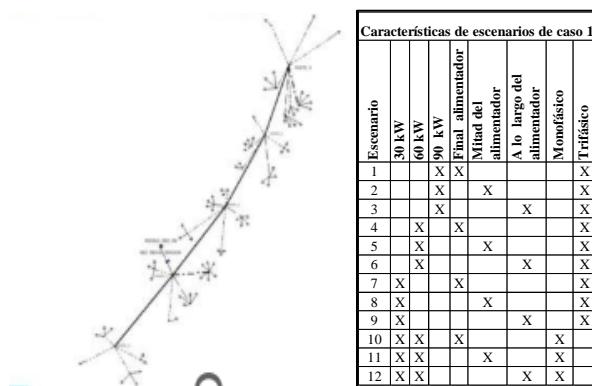


Figura 1: Característica de Escenario Caso 1[1]

Caso 2: Red de media tensión, evaluada en doce escenarios

Para la evaluación de la GD incorporada a nivel de media tensión se utilizó la red que se muestra en la fig.2. Esta red corresponde a un alimentador radial de la ciudad de Santo Domingo, con una tensión nominal de 13,8 kV y cargas desbalanceadas. La red propuesta fue analizada en 12 escenarios de conexión de GD-FV que integran 1 MW, 2 MW y 3 MW conectados de manera concentrada al inicio, al final, en la mitad del alimentador, y de forma dispersa según los escenarios que se describen.

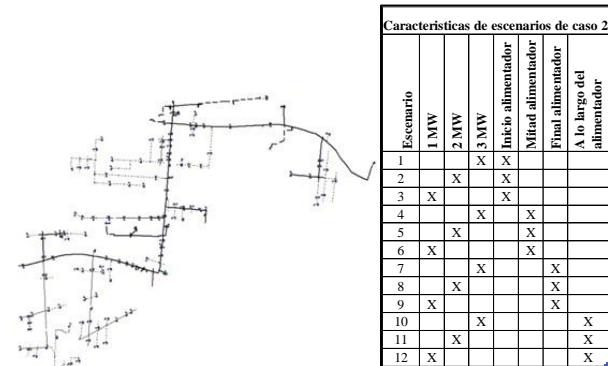


Figura 2: Característica de Escenario Caso 2[1]

El análisis de los parámetros que comúnmente se ven comprometidos a causa de la integración de GD a la red permite identificar los escenarios con mejores condiciones operativas, con la finalidad de establecer y sustentar una metodología para la priorización de proyectos de GD en función del impacto técnico (positivo o negativo) sobre la red. Bajo este criterio, para cada escenario de los dos casos de estudio se obtuvo el perfil de tensión, cargabilidad de las líneas, pérdidas de potencia, desbalance de tensión, distorsión armónica de tensión y de corriente. Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad con el objetivo de determinar la distancia máxima a la cual se debe conectar GD-FV, ya sea concentrada o dispersa, desde la cabecera del alimentador, considerando que las pérdidas estén limitadas y que el nivel de tensión se mantenga dentro de niveles permisibles [1].

2.1 Presentación de Resultados

Niveles de tensión: Tal como se observa en la fig. 3. Los escenarios 1, 2, 4 y 12 que corresponden a la conexión de 60 y 90 kW trifásicos concentrados al final del alimentador presentan niveles de tensión superiores al límite, llegando a valores de 133,96 V, evidenciando que la ubicación y la capacidad de la GD son factores críticos para las condiciones operativas de la red. El escenario de conexión de 30 kW monofásicos dispersos a lo largo del alimentador también genera un impacto debido a que, si bien mejora el nivel de tensión a 130,81 V, está muy cerca del límite máximo, pudiendo superar dicho valor. Para el resto de los escenarios, los niveles de tensión se mantienen dentro del rango admisible.

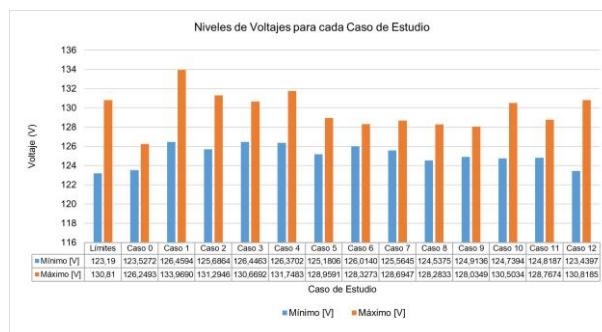


Figura 3: Niveles de Tensión en los 12 Casos de Estudio en la Red de Baja Tensión [1]

Cargabilidad del transformador: Tal como se observa en la fig. 4. Existe una reducción del flujo de corriente hacia la red principal en los escenarios de conexión dispersa, lo que mejora la eficiencia térmica. Escenarios 4, 5 y 6, que corresponden a la conexión de 60 kW trifásicos, presentan flujo de potencia inverso hacia el transformador, condición que puede afectar la selectividad y direccionalidad de los esquemas de protección diseñados bajo supuestos de flujo unidireccional en redes radiales.



Figura 4: Cargabilidad del Transformador en los 12 Casos de Estudio de Baja Tensión [1]

Cargabilidad de las líneas de distribución: Los resultados muestran que la conexión concentrada de GD-FV con potencias elevadas incrementa la cargabilidad de las líneas de distribución, mientras que la conexión dispersa reduce las corrientes circulantes respecto al caso base, mejorando el desempeño térmico del alimentador. Además, en los escenarios donde se conectan 30 kW trifásicos o monofásicos, ya sea concentrados o dispersos, la cargabilidad es menor en relación con el caso base.

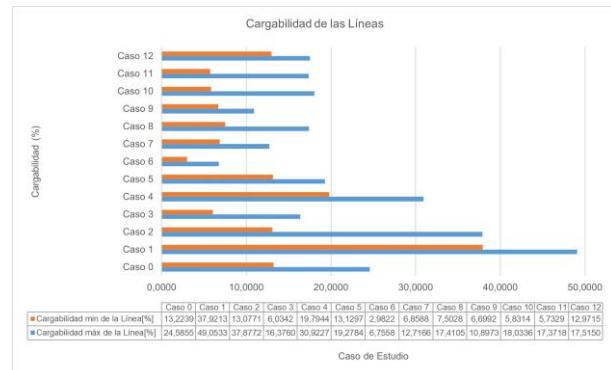


Figura 5: Cargabilidad de las Líneas de Distribución en los 12 Casos en la Red de Baja Tensión. [1]

Pérdidas de potencia: Cuando se incorpora GD a la red, normalmente se espera una reducción en los niveles de pérdidas; sin embargo, este efecto dependerá de la topología de la red, así como de la ubicación de la GD y su capacidad. En Ecuador, un nivel aceptable de pérdidas en un alimentador es de 6,2 %. El análisis de pérdidas indica una disminución promedio del 6,2 % al 5,7 % al integrar GD moderada, confirmando que la inserción de GD-FV puede contribuir a la reducción de pérdidas técnicas únicamente bajo configuraciones de capacidad y ubicación adecuadamente seleccionadas.

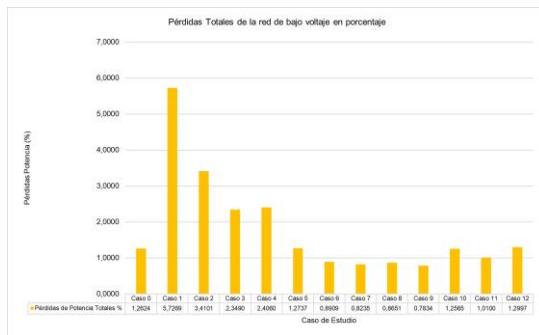


Figura 6: Pérdidas de Potencia Totales en los 12 Casos de Estudio en la Red de Baja Tensión [1]

Desbalance de tensión: Los resultados muestran un incremento del desbalance de tensión en escenarios con GD-FV monofásica, que se debe a la inyección asimétrica de potencia activa en una sola fase, lo que distorsiona la distribución de corrientes y tensiones en redes inherentemente desbalanceadas, llegando incluso a superar el límite normativo del 2%, cuando la GD-FV se ubica al final del alimentador.

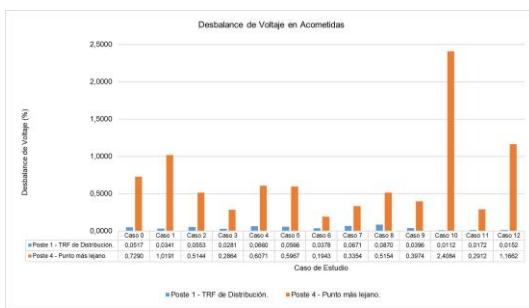


Figura 7: Desbalance de Tensión en los 12 Casos de Estudio en la Red de Baja Tensión. [1]

Distorsión armónica de tensión: En la fig. 8, se observa que los escenarios 1 y 10 correspondientes a la conexión de 90 kW trifásicos y 30 kW monofásicos concentrados al final del alimentador, superan el límite de 5%; Además se puede deducir que conforme se disminuye capacidad de GD, ya sea concentrada o dispersa, el nivel de THDV disminuye, por otro lado, cuando se conecta GD-FV monofásica, el valor del THDV aumenta considerablemente, y en algunos casos puede superar el límite.

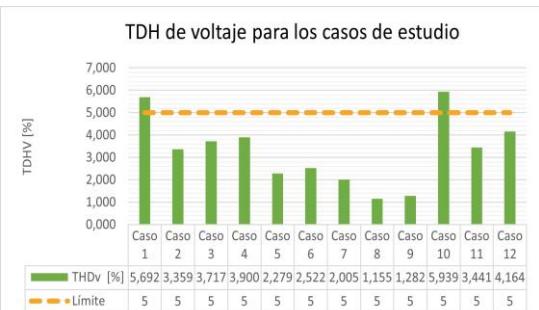


Figura 8: Distorsión Armónica de Tensión en la Red de Baja Tensión. [2]

Distorsión armónica de corriente: En la fig. 9 se observa que en los casos 1, 4, 10 y 12, el valor de THDI supera el nivel máximo de 3%, lo que evidencia un impacto relevante asociado a la commutación de los convertidores electrónicos de potencia.

Figura 9: Distorsión Armónica de la Corriente en la Red de Baja Tensión. [2]

A continuación, se presenta un cuadro resumen de los resultados obtenidos de los 12 escenarios analizados.

Tabla 1: Resumen de los Resultados Obtenidos en las Simulaciones de los 12 Escenarios de la Red de Baja Tensión. [2]

Capacidad de generación distribuida	Escenarios	Ubicación de generación distribuida fotovoltaica	Resultados							
			Perfil de voltaje	Niveles de voltaje	Cargabilidad del transformador	Cargabilidad de las líneas	Pérdidas de potencia	Desbalance de voltaje	THDV	THDI
90 kW - trifásicos	Caso 1	Final del alimentador	No cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	No cumple
	Caso 2	Mitad del alimentador	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 3	Dispersa	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 4	Final del alimentador	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	No cumple
60 kW - trifásicos	Caso 5	Mitad del alimentador	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 6	Dispersa	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 7	Final del alimentador	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 8	Mitad del alimentador	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
30 kW - trifásicos	Caso 9	Dispersa	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 10	Final del alimentador	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 11	Mitad del alimentador	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 12	Dispersa	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	No cumple

2.2 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad permite determinar la distancia máxima de conexión de la GD-FV. Para dicho análisis se aumenta paulatinamente la distancia del alimentador, inicialmente de 152,92 m a 200 m, 300 m, 400 m, 500 m, 750 m, 1 km y 1,5 km con el fin de evaluar tensiones mínimas y máximas y pérdidas, verificando que estas se mantengan en niveles permisibles. Los resultados se presentan a continuación:

Tabla 2: Cuadro Comparativo de Pérdidas en el Alimentador de Baja Tensión. [2]

Porcentaje de pérdidas del alimentador en la red de bajo voltaje										
Longitud del alimentador	1,5 [Km]	1 [Km]	750 [m]	500 [m]	400 [m]	300 [m]	200 [m]			
90 kW - trifásicos	Caso 1	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 2	✗	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
60 kW - trifásicos	Caso 5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 7	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
30 kW - monofásicos	Caso 9	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 10	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Caso 12	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla 3: Tensión Máxima en la Red de Baja Tensión. [2]

Longitud del alimentador	Voltaje máximo en la red de bajo voltaje						
	1,5 [Km]	1 [Km]	750 [m]	500 [m]	400 [m]	300 [m]	200 [m]
90 kW - trifásicos	Caso 1	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 2	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 3	☒	☒	☒	☒	☒	☒
60 kW - trifásicos	Caso 4	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 5	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 6	☒	☒	☒	☒	☒	☒
30 kW - trifásicos	Caso 7	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 8	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 9	☒	☒	☒	☒	☒	☒
30 kW - monofásicos	Caso 10	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 11	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 12	☒	☒	☒	☒	☒	☒

Tabla 4: Tensión Mínima en la Red de Baja Tensión. [2]

Longitud del alimentador	Voltaje mínimo en la red de bajo voltaje						
	1,5 [Km]	1 [Km]	750 [m]	500 [m]	400 [m]	300 [m]	200 [m]
90 kW - trifásicos	Caso 1	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 2	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 3	☒	☒	☒	☒	☒	☒
60 kW - trifásicos	Caso 4	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 5	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 6	☒	☒	☒	☒	☒	☒
30 kW - trifásicos	Caso 7	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 8	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 9	☒	☒	☒	☒	☒	☒
30 kW - monofásicos	Caso 10	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 11	☒	☒	☒	☒	☒	☒
	Caso 12	☒	☒	☒	☒	☒	☒

En las tablas 2, 3 y 4 se puede observar que la inserción de potencia de 90 kW en GD-FV (conexión trifásica) supera el límite de pérdidas para conexiones a 500 m, 750 m y 1,5 km.

En lo que respecta a la conexión de GD-FV en redes de media tensión, los estudios arrojan los siguientes resultados:

Niveles de tensión y THD de tensión: En la fig.10 se evidencia que para todos los casos los niveles de tensión se mantienen dentro de los límites operativos permisibles. Así mismo, los resultados indican que la distorsión armónica total de tensión asociada a la integración de GD-FV no supera los valores recomendados, evidenciando que, bajo las configuraciones evaluadas, la calidad de la tensión no se ve comprometida

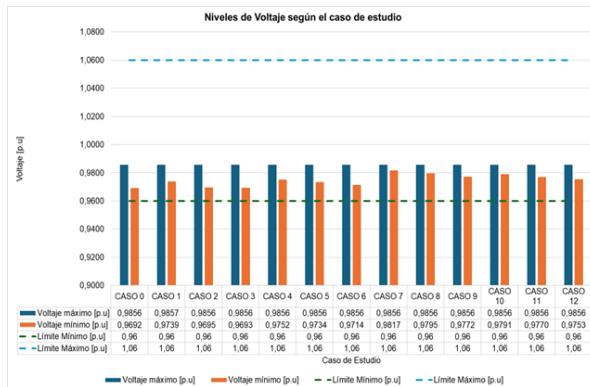


Figura 10: Niveles de Tensión de la red de Media Tensión [3]

Ánalisis de IHD de tensión: En todos los escenarios evaluados, los valores de distorsión armónica individual de tensión se mantienen por debajo del umbral del 3%. No obstante, como se observa en la Fig. 11. Las configuraciones con GD-FV conectada de forma dispersa presentan menores niveles de distorsión armónica individual en comparación con aquellas en las que la GD-FV se conecta de manera concentrada, evidenciando una mejora en la calidad de la tensión bajo esquemas de inyección distribuida.



Figura 11: IHD de Tensión en la Red de Media Tensión con Generación Distribuida Dispersa.[3]

Ánalisis de THD de corriente: En la Fig. 12 se presenta el análisis de la distorsión armónica de corriente para los distintos escenarios evaluados. Los resultados muestran que, bajo configuraciones de conexión concentrada de GD-FV, los niveles de distorsión armónica total de corriente se incrementan de manera significativa. En particular, en los escenarios 1, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 —correspondientes a la conexión concentrada de 1 MW, 2 MW y 3 MW al inicio, en la mitad y al final del alimentador—, la distorsión armónica de corriente supera valores del 20%, evidenciando un impacto relevante sobre la calidad de la corriente inyectada a la red.

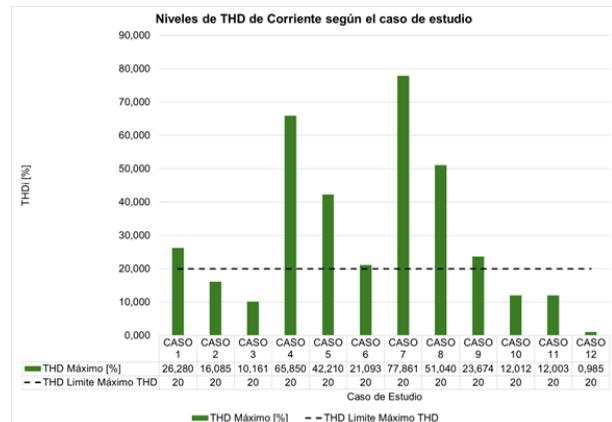


Figura 12: Análisis de THD de Corriente en la Red de Media Tensión[3]

Las simulaciones evidencian que cuando se conecta GD-FV concentrada, la distorsión armónica de corriente puede ser un factor importante para su

priorización, por lo que su valoración conforme al Std IEEE 519 puede ser considerada dentro de los procesos de evaluación de GD implementados por las distribuidoras.

Desbalance de tensión y pérdidas: De los análisis realizados se determina que en ninguno de los escenarios propuestos se produce desbalance de tensión o se superan pérdidas más allá del 3,5%.

Cargabilidad de las líneas de distribución: En el caso base, el alimentador presenta una cargabilidad elevada; sin embargo, al conectar GD, esta se reduce, lo que presenta una mejora en el desempeño de la red.



Figura 13: Cargabilidad de las Líneas de Distribución en la Red de Media Tensión[2]

A continuación, se presenta un cuadro con el resumen de los resultados obtenidos para los 12 escenarios evaluados.

Tabla 5: Resumen de los Resultados Obtenidos en las Simulaciones de los 12 Escenarios en la Red de Media Tensión [2]

Ubicación de generación distribuida fotovoltaica	Escenarios	Capacidad de generación distribuida térmica	Resultados					
			Nivel de voltaje	THDv	THDI	Desbalance de voltaje	Pérdidas totales	Cargabilidad de las líneas
Concentrada al inicio del alimentador	Caso 1	3 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 2	2 MW	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 3	1 MW	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
Concentrada a la mitad del alimentador	Caso 4	3 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 5	2 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 6	1 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
Concentrada al final del alimentador	Caso 7	3 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 8	2 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 9	1 MW	Si cumple	Si cumple	No cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
Dispersa a lo largo del alimentador	Caso 10	3 MW	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 11	2 MW	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple
	Caso 12	1 MW	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple	Si cumple

Análisis de Sensibilidad: Mediante este análisis se verifica la distancia máxima desde la cabecera del alimentador hasta la que podrá conectarse GD-FV. La longitud inicial del alimentador es de 3318,4 m y se aumentó hasta 15 km, multiplicando cada tramo por un factor de escalamiento para realizar análisis a 3, 6, 9 y 15 km. Las variables de análisis son tensiones y pérdidas, verificando que estos sean mayores a 0,96 p.u. y menores al 10% respectivamente. Los resultados del análisis de sensibilidad muestran que en la red de baja tensión la distancia de conexión impacta significativamente en las pérdidas y el nivel de tensión, mientras que en la red de media tensión la distancia de conexión de GD tiene mayor impacto en las pérdidas de energía.

Tabla 6: Tensiones Mínimos en la Red de Baja Tensión[2]

Longitud del alimentador	Voltaje mínimo en la red de medio voltaje						
	3 MW	Caso 1	15 [Km]	12 [Km]	9 [Km]	6 [Km]	3 [Km]
Concentrada al inicio del alimentador	3 MW	Caso 1	☒	☒	☒	☒	☒
	2 MW	Caso 2	☒	☒	☒	☒	☒
	1 MW	Caso 3	☒	☒	☒	☒	☒
Concentrada a la mitad del alimentador	3 MW	Caso 4	☒	☒	☒	☒	☒
	2 MW	Caso 5	☒	☒	☒	☒	☒
	1 MW	Caso 6	☒	☒	☒	☒	☒
Concentrada al final del alimentador	3 MW	Caso 7	☒	☒	☒	☒	☒
	2 MW	Caso 8	☒	☒	☒	☒	☒
	1 MW	Caso 9	☒	☒	☒	☒	☒
Dispersa a lo largo del alimentador	3 MW	Caso 10	☒	☒	☒	☒	☒
	2 MW	Caso 11	☒	☒	☒	☒	☒
	1 MW	Caso 12	☒	☒	☒	☒	☒

Las tablas 5 y 6 muestran que en ningún escenario se supera el límite del 10%. Con respecto a la tensión mínima, la distancia máxima de conexión de GD-FV es de 6 Km, con este límite se asegura que, en cualquier escenario de conexión, la tensión no sea inferior a 0.96 p.u., determinándose así que la distancia máxima de conexión de GD-FV concentrada o dispersa es de 6 Km, para no afectar las condiciones óptimas de la red.

3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Los resultados obtenidos evidencian que el impacto de la GD-FV sobre redes de distribución desbalanceadas depende de manera simultánea de la capacidad instalada, el tipo de conexión, la ubicación a lo largo del alimentador y la distancia desde la fuente. Esta interacción multivariable confirma que evaluaciones basadas en un único criterio, como el perfil de tensión o la cargabilidad del transformador, resultan insuficientes para determinar la factibilidad técnica de proyectos de GD.

En redes de baja tensión, los escenarios con GD-FV concentrada hacia el extremo del alimentador presentan incrementos significativos en el nivel de tensión, llegando a superar los límites normativos cuando la capacidad instalada excede el 60% de la capacidad del transformador. Este comportamiento se explica por la reducción del flujo de potencia activa desde la subestación, combinada con la elevada impedancia del alimentador, lo que amplifica los efectos de elevación de tensión. En contraste, la conexión dispersa de GD-FV distribuye la inyección de potencia a lo largo del alimentador, mitigando las sobretensiones y reduciendo la cargabilidad térmica de las líneas.

El análisis de pérdidas técnicas muestra que la inserción moderada de GD-FV puede contribuir a su reducción; sin embargo, cuando la GD se concentra en un único punto y se aproxima a la capacidad nominal del transformador, las pérdidas aumentan debido al incremento de corrientes circulantes y al flujo de potencia inverso. Este resultado pone de manifiesto que la

reducción de pérdidas no es un efecto garantizado de la GD, sino que depende de una adecuada selección de la capacidad y ubicación del proyecto.

La conexión de GD-FV monofásica evidencia ser un factor crítico en redes de baja tensión desbalanceadas. Los resultados muestran incrementos sustanciales en el desbalance de tensión, particularmente cuando la GD se conecta al final del alimentador, superando el límite del 2% en varios escenarios. Este efecto se atribuye a la inyección asimétrica de potencia en una sola fase, lo que confirma la necesidad de considerar explícitamente el desbalance de tensión como criterio prioritario en los procesos de evaluación y priorización de proyectos monofásicos.

En lo que respecta a la calidad del producto eléctrico, los análisis armónicos revelan que la distorsión armónica de tensión y corriente se incrementa de forma más pronunciada en configuraciones concentradas de GD-FV. En redes de baja tensión, varios escenarios superan los límites de distorsión armónica establecidos, especialmente en conexiones monofásicas. En redes de media tensión, aunque la distorsión armónica de tensión se mantiene dentro de los límites, la distorsión armónica de corriente alcanza valores superiores al 20% en escenarios concentrados de 1 a 3 MW, lo que puede comprometer la operación de equipos y protecciones. Estos resultados refuerzan la necesidad de incluir criterios de calidad del producto, conforme a estándares como IEEE 519, dentro de los procesos de priorización técnica.

El análisis de sensibilidad permite identificar la distancia como una variable determinante en el desempeño de la red. En redes de baja tensión, distancias superiores a 400 m desde el transformador generan condiciones no permisibles de tensión y pérdidas para determinadas configuraciones de GD. En redes de media tensión, si bien la tensión se mantiene dentro de los límites hasta distancias mayores, las pérdidas de energía se incrementan de manera significativa más allá de los 6 km desde la cabecera del alimentador. Estos resultados evidencian que la distancia de conexión debe considerarse como un criterio técnico explícito, complementario a la capacidad instalada.

En conjunto, los resultados confirman que la conexión dispersa de GD-FV presenta un impacto técnico más favorable en comparación con configuraciones concentradas, al reducir riesgos asociados a sobretensión, distorsión armónica y sobrecarga de equipos. No obstante, los resultados también indican que la GD concentrada puede ser técnicamente viable siempre que se respeten límites estrictos de capacidad, distancia y calidad del producto, lo que justifica la necesidad de una metodología de evaluación multivariante.

Desde una perspectiva práctica, los hallazgos del estudio respaldan la metodología propuesta como una herramienta eficaz para la priorización técnica de proyectos de GD-FV. La integración simultánea de criterios de tensión, pérdidas, armónicos, desbalance y distancia permite una evaluación más robusta que los enfoques convencionales, aportando información relevante tanto para empresas distribuidoras como para organismos reguladores encargados de autorizar nuevas conexiones.

3.1 Análisis de la Normativa Nacional e Internacional

Con el fin de tomar como referencia los aspectos normativos que se consideran en países como Colombia, Argentina, México y Chile, cuyo análisis y comparación respecto a la normativa ecuatoriana vigente se presentan en la tabla 7.[4]

Tabla 7: Cuadro Comparativo de la Normativa de Ecuador, Colombia, Argentina, México y Chile [2][5]

ASPECTO	ECUADOR	COLOMBIA	ARGENTINA	MÉXICO	CHILE
Límite máximo de potencia d el sistema	Hasta 2 MW para autoabastecimiento Hasta 10 MW para para autoabastecimiento	Hasta 5 MW	Hasta 12 MW	Hasta 0,5 MW	Hasta 9 MW
Categorías de SGDA	Para autoabastecimiento: Bajo y medio voltaje: Menor o igual a 200 kW. Medio voltaje: de 100kW Hasta 1000 kW para centrales de GD de 100 kW hasta 10 MW	Pequeña escala: Menor o igual a 15 MW; Gran escala: de 1 MW hasta 5 MW	Generadores que generan: Hasta 0.5MW a 1 MW Generadores en red: de 3 kW hasta 300 kW Generadores grandes: de 300 kW hasta 12 MW	Según el nivel de voltaje y tipo de conexión (trifásica y monofásica).	Pequeña escala: Menor o igual a 200kW. Bajovoltaje: hasta 50 kW y monofásico hasta 30kW. Medio voltaje: de 200 kW hasta 500 kW
Distancia máxima de conexión	10 Km	10 Km	10 Km	10 Km	10 Km desde la cabecera
Armónicos de voltaje	Límites pre-establecidos	Límites pre-establecidos	Límites pre-establecidos	Límites pre-establecidos	Límites pre-establecidos
Variaciones de voltaje	IEEE 519	IEEE 519	IEEE 519	IEEE 519	IEEE 519
Pérdidas de energía	Según el nivel de tensión	Según el nivel de tensión	Según el nivel de tensión	Según el nivel de tensión	Según el nivel de tensión
Factor de potencia	Mayor a 0,92	Mayor a 0,90	Mayor a 0,95	Mayor a 0,95	Mayor a 0,93
Estándar técnico de disponibilidad de la red	Para centrales de GD: distancia máxima de 1 Km entre proyectos de GD, no aplica para autoabastecimiento	La suma de la capacidad de todos los Gens en la red debe ser menor al 20% de la capacidad del transformador	Generadores que generan: la capacidad de cada uno es menor al 20% de la capacidad del alimentador.	La capacidad de GD debe ser menor a la capacidad del transformador o alimentador.	La capacidad del alimentador
Analisis de fallas	✓	✓	✓	✓	✓
Identificación de instalaciones y equipos cercanos al punto de conexión	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de exceso de voltaje	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de variación de voltaje	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de calidad del producto de la energía	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de flujos de potencia	✓	✓	✓	✓	✓
Estudio de operaciones eléctricas	✓	✓	✓	✓	✓
Variaciones de tensión y protección anti-ida	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de capacidad de integración a la red	✓	✓	✓	✓	✓
Evaluación de respuesta ante perturbaciones			✓		
Analisis de incrementación de la red					
Fluctuaciones de voltaje	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de potencia aparente	✓	✓	✓	✓	✓
Analisis de contingencias	✓	✓	✓	✓	✓
Estudio dependiendo el tipo de conexión (trifásica o monofásica)	✓	✓	✓	✓	✓
Análisis requeridos					

Esta comparativa resulta útil para tener en cuenta límites y otros aspectos que podrían considerarse para los nuevos proyectos, como, por ejemplo, la distancia máxima de conexión de GD desde el transformador.

4. RECOMENDACIONES

4.1 Propuesta Metodológica: Proyectos Conectados en Baja Tensión

A continuación, se presenta la propuesta para la evaluación de impacto y priorización de proyectos en redes de distribución de media y baja tensión, misma que de forma general se desarrolla en 2 etapas:

- La primera fase considera simulaciones para obtener resultados de los parámetros eléctricos de impacto: desbalance de tensión, distorsión armónica de tensión, distorsión armónica de corriente y nivel de tensión.



- La segunda fase corresponde a la evaluación de los parámetros, comparándolos con los límites establecidos.

- **Proyectos de GD-FV monofásicos**

La fig. 14 muestra la metodología propuesta [2].

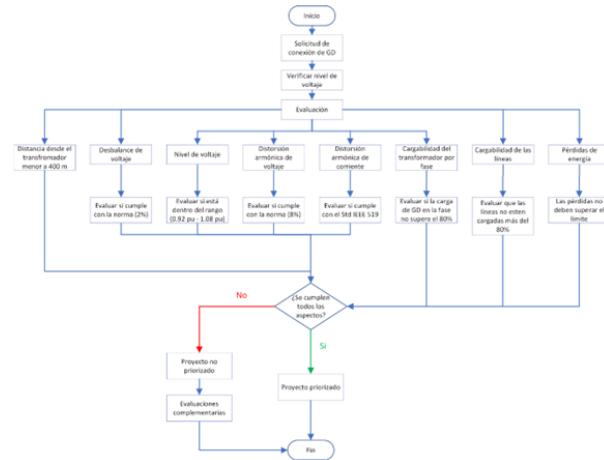


Figura 14: Metodología de Selección de GD Monofásica en la Red de Baja Tensión.[2]

Según la propuesta metodológica, los aspectos más importantes a considerar para la selección de proyectos de GD-FV conectados en redes de baja tensión son los siguientes [2]:

- La potencia máxima por norma será de 100 kW; sin embargo, deberá tomarse en cuenta que la potencia de GD no superará el 90% de la capacidad del transformador de distribución.
- Dado que se evidenció que las pérdidas se incrementan significativamente con proyectos mayores de 90 kW a más de 500 m, la metodología recomienda limitar la conexión de GD a un máximo de 400 m.
- La fase a la cual se conecte la GD no debe superar el 80% de la capacidad de la fase del transformador.
- En proyectos concentrados de 1–3 MW (Esc. 1, 4, 7), los niveles de distorsión de corriente superaron el **20%**, siendo el efecto adverso más crítico.

En el caso de no cumplir con uno de los aspectos técnicos, el proyecto se vuelve no prioritario y se deben realizar estudios adicionales de flujos de carga, flujos de potencia monofásicos, estudios de cortocircuito, estudios de protección y un mayor análisis de impacto en la red.

- **Proyectos de GD-FV trifásicos**

La priorización sigue la misma sistemática de la metodología de GD monofásica, con la diferencia de que además se consideran estudios de cargabilidad del transformador y del alimentador; así como el análisis de distorsión armónica de tensión, distorsión armónica de corriente y niveles de tensión [2].

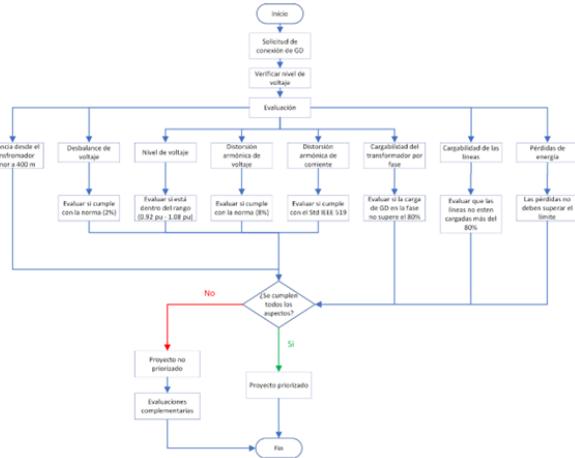


Figura 15: Metodología de Selección de GD Trifásica Conectada a la Red de Baja Tensión [2]

Los aspectos más relevantes que considerar respecto a los proyectos de GD trifásicas son[2]:

- Flujos de potencia trifásicos, pérdidas técnicas, análisis de cortocircuito y estudios de protecciones.
- En el caso de no cumplir uno de los aspectos técnicos, el proyecto se vuelve no prioritario.

4.2 Propuesta Metodológica: Proyectos Conectados en Media Tensión.

A continuación, se presenta la metodología de selección para la red de media tensión de fig.16:

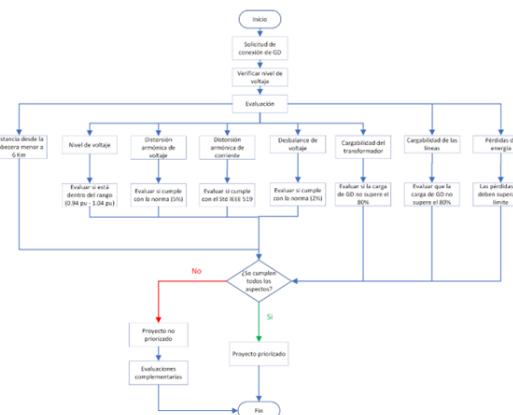


Figura 16: Metodología de Selección de GD-FV Conectada a la Red de Media Tensión[2]

La metodología para la selección de GD-FV conectada a red de media tensión determina lo siguiente [2]:

- Capacidad de proyectos: Actualmente los proyectos están limitados a 2 MW, con la posibilidad de aumentar la capacidad a 3 MW con los estudios pertinentes; sin embargo, de los análisis presentados se determina que, para no afectar el desempeño de la red, la capacidad no debe superar el 90% de la capacidad del transformador; aunque límites óptimos de penetración de GD para evitar sobretensiones se ubican entre el 50 % y 70 % de la capacidad del transformador a nivel internacional.
- Distancia máxima: El análisis de sensibilidad determina que la distancia límite es de 6 km desde la cabecera, asegurando así no superar los límites de distorsión armónica.
- El límite de desbalance de tensión máximo es de 2%; sin embargo, en algunos países, el límite está en 3%.
- La capacidad del alimentador no debe superar el 80% al instalar la GD Fotovoltaicos.
- La distorsión armónica total de tensión no debe superar el 5%, pero se recomienda realizar análisis armónicos individuales.
- Las pérdidas no deben ser mayores del 6,2%; sin embargo, a nivel internacional se utilizan límites de 10%.
- En el caso de no cumplir con los criterios técnicos, el proyecto entra a ser no priorizado. El interesado en el proyecto debería realizar mejoras para reducir el impacto en la red de baja y media tensión. Adicional, se debe considerar estudios complementarios de flujos de carga, estudios de cortocircuitos, estudio de protecciones y análisis de impacto en la red

5. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta una metodología técnica para la evaluación y priorización de proyectos de generación distribuida fotovoltaica, basada en un análisis multivariable del impacto en redes de distribución desbalanceadas de baja y media tensión. A diferencia de los enfoques tradicionales centrados en indicadores individuales, la metodología integra parámetros de calidad del producto, cargabilidad, pérdidas, desbalance de tensión y distancia de conexión, proporcionando una visión integral del comportamiento de la red.

Los resultados obtenidos a partir de simulaciones en redes reales permiten identificar umbrales técnicos relevantes para la planificación de la GD-FV. En redes de baja tensión, se evidencia que la conexión concentrada de GD con capacidades superiores al 60% de la capacidad del transformador incrementa el riesgo de sobretensión, flujo de potencia inverso y aumento de pérdidas. Asimismo, la conexión monofásica, especialmente al final del alimentador, produce incrementos significativos en el desbalance de tensión y en la distorsión armónica.

En redes de media tensión, los niveles de tensión se mantienen dentro de los límites permisibles en todos los escenarios analizados; sin embargo, la distorsión armónica de corriente se incrementa considerablemente en configuraciones de GD concentrada, alcanzando valores superiores al 20%, lo que resalta la necesidad de incorporar este parámetro en los procesos de priorización técnica.

La metodología permite establecer distancias máximas de conexión de aproximadamente 400 m para redes de baja tensión y 6 km para redes de media tensión, garantizando condiciones operativas aceptables en términos de tensión y pérdidas. Estos valores no son universales, pero constituyen referencias técnicas útiles para redes con características similares.

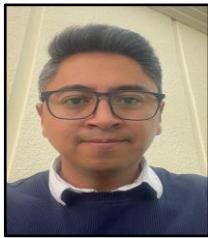
Finalmente, los resultados confirman que la conexión dispersa de GD-FV mitiga los efectos negativos asociados a configuraciones concentradas; sin embargo, la viabilidad de proyectos concentrados dependerá del cumplimiento estricto de los criterios técnicos establecidos. La metodología propuesta se presenta como una herramienta aplicable por empresas distribuidoras y entes reguladores para mejorar la toma de decisiones y asegurar una integración técnica eficiente de la generación distribuida

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Chicaiza, “Estudio del impacto de la conexión de generación distribuida en redes de distribución desbalanceadas de bajo voltaje.”, feb. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25404>
- [2] D. Agila, “Metodología para el análisis del impacto técnico de la conexión de sistemas de generación distribuida conectados de forma dispersa o concentrada, en redes de distribución radiales y desbalanceadas de medio y bajo voltaje.”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2025. [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/26974>
- [3] A. Villamarín, “Estudio del impacto en la calidad del producto en las redes de distribución desbalanceadas de medio voltaje tras la conexión de generación distribuida dispersa o concentrada”, mar. 2025. [En línea].



- línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/26656>
- [4] ARCONEL, “Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas interesadas en realizar la actividad de generación”, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://arconel.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-ARCONEL-006-24-1-3.pdf>
- [5] “Centrales de Generación Distribuida - Empresa Eléctrica Quito - Empresa Electrica Quito”. [En línea]. Disponible en: <https://www.eeq.com.ec/central-gen-dis>



Edison Novoa. Nació en Quito, Ecuador, en 1992. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en Quito, Ecuador; el grado de Máster en Ingeniería Eléctrica en Distribución de la misma institución; y actualmente cursa el Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional. Sus campos de investigación se relacionan con la optimización y operación de redes eléctricas de distribución, el flujo óptimo de potencia, la integración de generación distribuida y la participación de sistemas de almacenamiento de energía en los mercados eléctricos y en los servicios auxiliares.



Daniela Ágila. Nació en Quito, Ecuador, el 28 de enero de 2002. Realizó sus estudios primarios y secundarios en la Unidad Educativa “Sagrado Corazón de Jesús”. Recibió su título de ingeniera eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional en 2025,

además de ser becada en dos ocasiones por excelencia académica. Sus campos de interés son energías renovables y gestión de proyectos.



Dylan Joel Torres Benalcazar. – Nació en Quito, Ecuador, el 17 de octubre de 1999. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Técnico Salesiano “Don Bosco” de la Kennedy. Se encuentra cursando la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.



Patricia Gavela. Doctora en ingeniería eléctrica. Destaca su experiencia en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, donde se desempeñó dentro del área de regulación técnica y de control del sector eléctrico ecuatoriano. Actualmente es docente investigadora en la Escuela Politécnica Nacional.

Energy and Environmental Assessment of a Solar-Assisted Heat Pump for Water Heating

Evaluación Energética y Ambiental de una Bomba de Calor Asistida por Energía Solar para el Calentamiento de Agua

I. Simbaña¹

ID 0000-0002-3324-3071

C. Guilcaso²

ID 0000-0003-4745-8951

F. Tipantocta³

ID 0000-0002-4880-8725

¹Instituto Superior Universitario Sucre, Grupo de Investigación en Ingeniería Mecánica y Pedagogía de la Carrera de Electromecánica (GIIMPCEM), Quito, Ecuador

E-mail: isimbana@tecnologicosucre.edu.ec

²Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador

E-mail: cristian.guilcaso6706@utc.edu.ec

³Instituto Superior Universitario Sucre, Carrera de Electrónica, Quito, Ecuador

E-mail: tipantoceta@tecnologicosucre.edu.ec

Abstract

The study analyzes the performance of a solar-assisted heat pump for residential water heating, aiming to demonstrate its feasibility as a sustainable and energy-efficient alternative while contributing to CO₂ emission reduction in step to the Sustainable Development Goals. The research combined hands-on experimentation with energy analysis, monitoring operational parameters, heating time, and calculating the coefficient of performance for 10 liters of water under varying solar radiation conditions. Additionally, the environmental impact of photovoltaic panels and battery storage was evaluated, alongside operating costs and estimated CO₂ emissions. The results revealed a maximum coefficient of performance of 6.2 and a minimum of 3.3, with heating times ranging from 30 to 35 minutes, indicating stable and efficient performance. The system consumes just 2.33 kW·h per year for active components, producing only 9.6 kg of CO₂, far below conventional electric or LPG heaters, whereas solar integration further lowers its carbon footprint. Overall, the findings highlight that this solar-assisted heat pump is technically effective, economically competitive, and environmentally responsible.

Index terms— Solar-assisted heat pump, Energy efficiency, Renewable energy, Sustainable development goals, Carbon emissions.

Resumen

La investigación evaluó la eficiencia energética y el rendimiento de una bomba de calor asistida por energía solar para el calentamiento de agua, validando su viabilidad como alternativa sostenible, que se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. El estudio combinó experimentación práctica y análisis energético, midiendo parámetros operacionales, tiempo de calentamiento y calculando el coeficiente de rendimiento en un volumen de 10 litros de agua en diferentes condiciones de radiación solar, además de la estimación de emisiones de CO₂ y costos de operación, incluyendo la contribución ambiental de paneles fotovoltaicos y baterías de almacenamiento. El coeficiente de rendimiento máximo fue 6.2 y un mínimo de 3.3, con tiempos de calentamiento de 30 a 35 minutos, con un rendimiento eficiente y estable. El sistema consume 2.33 kW·h anuales para sus componentes, generando 9.6 kg de CO₂, inferiores a alternativas eléctricas o a GLP, y reduce la huella de carbono mediante la integración de energía solar. Por lo que este sistema es una solución técnica, competitiva económicamente y ambientalmente responsable para la calefacción de agua residencial.

Palabras clave— Bomba de calor asistida por energía solar, Eficiencia energética, Objetivos de desarrollo sostenible, Energía renovable, Emisiones de carbono.

Recibido: 07-11-2025, Aprobado tras revisión: 14-01-2026

Forma sugerida de citación: Simbaña, I.; Guilcaso-Molina, C.; Tipantoceta, F. (2026). "Energy and Environmental Assessment of a Solar-Assisted Heat Pump for Water Heating". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 95-103

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.725>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCTION

Ecuador still depends heavily on conventional energy sources, reflected in a per capita electricity consumption of approximately 1629 kW·h for 2024, with fossil fuels accounting for around 63 % of the country's primary energy supply [1]. For the housing sector, electricity demand has increased over the past decade at annual rates of 4 to 6 %, reaching 6428 GW·h. This trend is influenced by regulated energy prices and substantial subsidies for fuels such as liquefied petroleum gas (LPG), which promote intensive fossil fuel use for domestic water heating and other household needs. Globally, the transition to renewable energy sources, such as solar, has proven critical for decarbonizing electricity systems [2], emphasizing the need for Ecuador to accelerate the adoption of cleaner and more efficient energy solutions in the residential sector.

Despite a seemingly renewable energy matrix, with hydroelectric power providing 90% of electricity generation due to strategic investments in water resources [3], other renewables, such as solar, wind, and biomass, contribute only marginally, at 0.6, 0.7, and 1 to 2 %, respectively [4]. Although solar potential is high across several regions, its exploitation remains limited by installation and storage costs. This highlights the necessity of integrating complementary renewable technologies to strengthen energy security and reduce CO₂ emissions. Residential energy consumption, particularly through LPG and electricity from fossil fuels, directly affects the national carbon footprint, with the energy sector responsible for up to 69% of total greenhouse gas emissions [5].

According to Yildiz et al. [6], globally, water heating accounts for roughly 26 % of building energy use. In Ecuador, conventional electric and LPG water heaters significantly contribute to emissions without optimizing efficiency. This situation exacerbates environmental impacts, such as climate change, and increases household energy costs and dependence on imported fuels. Consequently, there is a pressing need for alternative solutions that reduce carbon intensity while enhancing the efficiency and sustainability of domestic hot water services, particularly in urban and residential contexts where equitable energy access is important.

Lu et al. [7] examined the energy performance of various solar-assisted heat pump (SAHP) configurations for water heating across 39 cities in China. The study compared parallel and series arrangements, incorporating auxiliary heat sources, such as air, water, or electric resistance, while accounting for solar irradiance, ambient temperature, and auxiliary system efficiency. The results showed that the parallel configuration, in which the solar collector and heat pump operate simultaneously, generally achieves better energy performance, especially with air-to-water heat pumps under irradiance above 500 W/m². Conversely, the series configuration, where the solar collector preheats the water before the heat

pump, performs more efficiently only in colder climates or when the auxiliary system reaches a coefficient of performance (*COP*) above 6.9 with supply temperatures exceeding 45 °C. These findings highlight the importance of adapting SAHP design to local climatic conditions, providing practical guidelines for integrating hybrid solar systems into residential buildings.

SAHP systems combine solar thermal energy with the vapor compression cycle, using solar radiation as the primary heat for the evaporator. Over the past decade, research has highlighted their potential to replace electric and LPG water heaters in households. Hai et al. [8] demonstrated that an optimized SAHP system can significantly reduce electricity consumption, operational costs, and CO₂ emissions, making it a promising solution for urban areas with high hot water demand. Similarly, Abbasi et al. [9] reported that a dual-source solar/air SAHP system can achieve *COP* values between 2.4 and 3.94, cut electricity use by 25%, and lower annual CO₂ emissions by 1,450 kg, offering a stable and efficient operation despite solar variability, though with a payback period of about 19 years.

Meena et al. [10] directed an experimental study on the energy performance of SAHP systems aimed at water heating and improving building energy efficiency. Their setup featured a heat pump coupled with a single flat-plate solar collector with a transparent cover and copper absorber, capable of heating 60 liters of water from 15 to 45 °C in approximately 70 minutes under an average solar irradiance of 700 W/m², achieving a maximum *COP* of 6. The study showed that system efficiency scales with solar irradiance, reaching *COP* values above 5.6 under optimal conditions and dropping to around 2 when irradiance falls below 450 W/m². Energy consumption was only 0.3 to 0.4 kW·h, resulting in savings of up to 2.5 kW·h compared to conventional electric water heaters and estimated payback period of six years, four months.

The Sustainable Development Goals (SDGs), recognized in 2015 by the United Nations 2030 Agenda, present a framework for global efforts to eradicate scarcity, protecting the environment, and endorse prosperity for all [11]. Yumnam et al. [12] highlighted that research on SDGs has grown exponentially, particularly in areas, as renewable energy, weather action, impartial access to resources, and sustainable urban development. While developed nations remain the primary contributors, emerging economies are increasingly producing impactful scientific research, reflecting the global and interdisciplinary nature of sustainability challenges.

Olabi et al. [13] review recent progress in solar thermal systems and their potential as sustainable alternatives for water heating, emphasizing goals beyond simple energy efficiency. The study examines different solar collector types, including flat-plate, evacuated tube, and photovoltaic-thermal (PV/T) hybrid systems, and

evaluates their performance under changing climatic conditions. It also identifies practical applications for residential, industrial, and agricultural contexts, such as zero-energy buildings, greenhouses, water pumping, and solar cooling. By effectively harnessing solar radiation and integrating thermal storage, these systems can provide a continuous hot water supply, enhance energy self-sufficiency, support environmental sustainability, and generate social and financial benefits, including job conception and reduced dependence on fossil fuels.

Prolonged dependence on unrenovable energy sources, as fossil-fuel electricity and LPG, leads to significant environmental and economic impacts, including higher CO₂ emissions, fuel import dependence, and vulnerability to market fluctuations [14]. As highlighted by Singh et al. [15], this situation relates directly to SDG 7, ensuring admittance to reasonably priced, unfailing, sustainable, and modern energy, and SDG 13, which emphasizes urgent climate action. Furthermore, adopting clean and efficient technologies boosts responsible consumption and sustainable production in line with SDG 12, optimizing energy use while reducing environmental impact. In this context, hybrid solar-based systems emerge as key strategies to improve energy efficiency, mitigate climate change, and foster sustainability in residential and urban settings, supporting global sustainability commitments.

Mercedes-Garcia et al. [16] investigate the enhancement of energy efficiency and the incorporation of renewable technologies in water heating systems to promote sustainability and advance the SDGs. The study evaluates 61 optimized water pumping and distribution systems that incorporate clean energy and energy recovery strategies, assessed through energy, economic, and environmental indicators. Findings show that more than 70 % of the systems achieved significant efficiency gains, with solar energy integration notably reducing fossil fuel consumption and greenhouse gas emissions. These improvements contribute to SDG 7, reasonable and clean energy, and support other SDGs, considering scarcity reduction, hunger, economic growth, and responsible consumption.

The present study aims to assess the performance of the SAHP system for water heating, validating its feasibility as a sustainable and energy-efficient solution. By optimizing energy use and integrating renewable sources, the work addresses SDGs related to clean energy, water sustainability, and emission reduction. The paper is organized as follows: the Methodology section details the SAHP system and the mathematical models used for analytical evaluation. The Results section presents comparative figures representing experimental and analytical outcomes. The Discussion section contrasts these results with existing literature to validate the findings and highlight potential innovations. Finally, the Conclusions summarize the key contributions and insights obtained from the study.

2. METHODOLOGY

2.1 SAHP System

A heat pump works on a thermodynamic refrigeration cycle, which transfers heat from a low-temperature source to a higher-temperature sink [17]. In this process, the evaporator absorbs heat either from the surrounding environment or from a solar collector, causing the refrigerant to vaporize. The vapor is subsequently compressed by the compressor, raising its pressure and temperature, then the stored energy is released to water in the condenser as the refrigerant condenses. The expansion valve drops the pressure of the liquid refrigerant, completing the cycle and allowing continuous operation. The SAHP system integrates these four main components: compressor, condenser, expansion valve, evaporator, into a coordinated system designed for efficient water heating. To monitor performance, pressure gauges (P) and thermocouples (T) are installed at the inlet of each component. Fig. 1 presents a schematic of the SAHP system and its instrumentation setup.

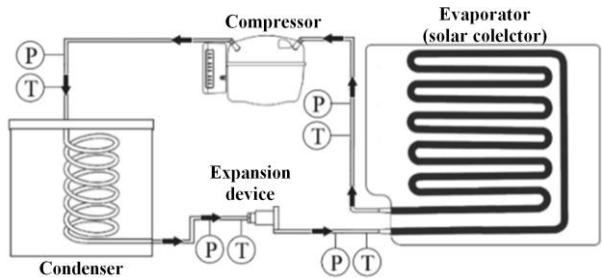


Figure 1: Schematic Representation of the SAHP System [18]

2.2 Thermodynamic Analysis

The thermodynamic cycle of the SAHP system was quantitatively analyzed using the heat transfer equation, which allows estimation of the thermal energy delivered to the water (Q_{water}) during the heating process. This analysis accounts for variations in the operating conditions of the working fluid, particularly the temperature difference between its initial and final states (ΔT) [19]. Following the first law of thermodynamics, which asserts energy conservation in a system according to equation (1), the energy absorbed or released by the refrigerant at each stage of the cycle can be expressed as:

$$Q_{water} = m_{water} \cdot c_p \cdot \Delta T, \quad (1)$$

where m_{water} represents the water mass, assumed constant during operation, and c_p is the water specific heat water. The rate of heat transfer from a system component to the surrounding medium (\dot{Q}_{ref}) can be considered as the product of the working fluid's mass flow rate (\dot{m}_{ref}) and the enthalpy difference between inlet and outlet (Δh) [20]. This formulation is useful for processes where energy changes cannot be described solely by temperature differences, incorporating both internal energy variations and flow work. Equation (2),

therefore, provides a practical representation of the system's real energy behavior and allows for the precise calculation of heat transfer at each stage of the cycle:

$$\dot{Q}_{ref} = \dot{m}_{ref} \cdot \Delta h \quad (2)$$

The electrical power supplied to the compressor (\dot{W}_{comp}) represents the effective energy input to the system, which is converted into mechanical work to compress the working fluid. This can be calculated using equation (3), accounting for the applied voltage (V), current (I), and motor efficiency (η) [21]:

$$\dot{W}_{comp} = V \cdot I \cdot \eta \quad (3)$$

The coefficient of performance (COP) is an important parameter for evaluating the energy efficiency of a heat pump, as it relates the useful thermal energy delivered to the fluid (\dot{Q}_{out}) to the electrical power consumed [22]. A higher COP indicates a more efficient system, transferring more thermal energy per unit of electricity. In solar-assisted heat pumps, COP can be notably enhanced because solar input preheats the refrigerant in the evaporator, reducing the compression work required. Equation (4) provides the calculation of this parameter:

$$COP = \frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{W}_{comp}} \quad (4)$$

2.3 Energy Analysis

The thermal energy released by LPG combustion (E_{LPG}) is calculated using equation (5), by considering the lower heating value (LHV_{LPG}), which represents the energy available from complete combustion without including the latent heat of water vapor in exhaust gases, with a LHV of 11860 kcal/kg for LPG [23]:

$$E_{LPG} = m_{LPG} \cdot LHV_{LPG}, \quad (5)$$

where m_{LPG} is the mass of fuel consumed. The associated CO_2 emissions ($E_{emission}$) are estimated with equation (6), using the emission factor (EF_{LPG}), which reflects both the fuel composition and combustion efficiency, and for LPG, has a value of 2.96 kg CO_2 per kg fuel [24]:

$$E_{emission} = m_{LPG} \cdot EF_{LPG} \quad (6)$$

2.4 Cost Analysis

Data from the National Institute of Statistics and Censuses (INEC) [25] indicate that the average electricity consumption in urban areas of Ecuador is approximately 155 kW·h per month, with an average monthly cost of USD 18.52 in Quito, one of the cities with the highest electricity tariffs in the country. From these values, the unit electricity cost can be estimated at USD 0.0904 per kW·h. For a typical 5 kW electric shower used 20 minutes per day, the monthly energy consumption reaches roughly 55 kW·h, corresponding to an energy cost of about USD 17. When additional charges, such as distribution, public lighting, fire

services, and waste collection, are included, the total monthly cost rises to USD 30, resulting in an effective cost ($c_{kW\cdot h}$) of USD 0.33 per kW·h consumed. The operational price of the SAHP system ($Cost$) is calculated applying equation (7), which evaluates the economic feasibility of the prototype in comparison with conventional water heating systems relative to the energy consumed ($E_{consume}$) [26]:

$$Cost = E_{consume} \cdot c_{kW\cdot h} \quad (7)$$

LPG represents another common energy source for Ecuadorian households, with prices heavily subsidized by the government. The market cost of a 15 kg cylinder is USD 12. However, due to a 650 % subsidy, the consumer price is reduced to just USD 1.60 [27]. Considering the lower heating value of 11860 kcal/kg, the actual cost per unit of energy is approximately USD 1.05×10^{-4} per kcal, equivalent to USD 0.0906 per kW·h. Without subsidies, LPG is comparable in cost to electricity, but the subsidized rate makes it a far more economical option for domestic water heating.

3. RESULTS

The analyzed SAHP system incorporates a solar collector that functions directly as the evaporator. In addition, a photovoltaic power source supplies 12 V of direct current to operate the digital display meters and the variable-speed compressor. The compressor's estimated monthly energy consumption is approximately 2.33 kW·h, which is fully provided by solar energy. Fig. 2 illustrates the experimental SAHP prototype, where a flat-plate aluminum collector serves as the evaporator, and a copper coil submerged in the storage tank performances as the condenser.



Figure 2: SAHP System Prototype

The experimental data, shown in Fig. 3, present the variation in the system's COP as a function of water temperature during the heating process. As the water temperature increases from its initial range of 16 to 17 °C, a gradual decline in COP is observed. This behavior results from the higher workload imposed on the compressor and the reduced thermal gradient between the evaporator and the condenser. To meet domestic hot

water requirements of approximately 30 °C, the thermostat was adjusted to automatically switch off the system once the water temperature reached 45 °C, taking into account thermal losses along the distribution pipes before reaching the point of use.

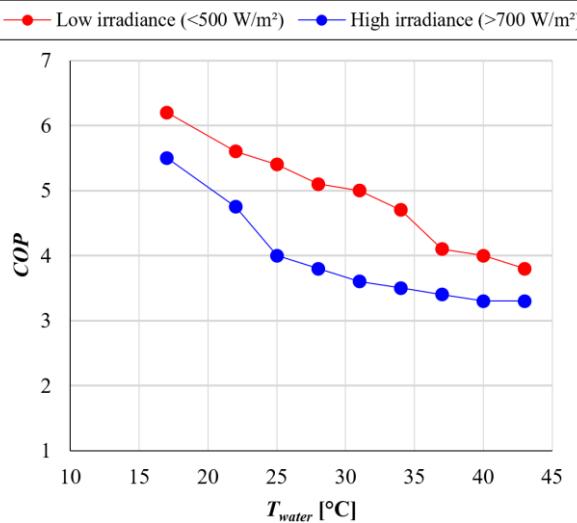


Figure 3: COP Analysis of the SAHP System

Under favorable solar conditions, with irradiance levels exceeding 700 W/m², the system achieved peak *COP* values of around 5.5, reflecting a strong energy performance due to the additional thermal input from the solar collector. This efficiency notably surpasses that of conventional heat pump systems, which typically operate with average *COP* values near 3. Conversely, when solar radiation dropped below 500 W/m², the *COP* ranged between 3.6 and 6.2, highlighting the direct influence of solar availability on system performance. Overall, these findings confirm that integrating solar energy with heat pump technology is a real-world and effective solution for domestic water heating, enabling significant reductions in electrical energy consumption.

Domestic water heating accounts for approximately 60 to 70 % of total household energy use in urban areas, equivalent to about 17.40 m³ of water per month from an average total consumption of 26 m³. Considering that heating 1 m³ of water requires 41.84 kW·h, the monthly cost of heating this volume is roughly USD 3.80 using LPG and USD 3.20 using electricity, excluding subsidies. With government subsidies applied to LPG, however, the monthly cost drops dramatically to USD 5.50, compared to USD 66.03 without subsidies. While the intrinsic energy costs of LPG and electricity are comparable, subsidies distort their real competitiveness, underscoring the need to explore sustainable alternatives, such as solar-assisted or hybrid systems, which can reduce both costs and emissions while minimizing reliance on government support.

Fig. 4 illustrates the cost of heating one cubic meter of water using different technologies. The analysis highlights the economic advantage of the SAHP system

compared to conventional methods. Electric showers incur an average cost of USD 0.90 per m³, while LPG heaters cost USD 3.80 per m³ without subsidy, and USD 0.24 per m³ with subsidy. By contrast, the proposed SAHP system significantly lowers operational expenses by leveraging both photovoltaic and thermal solar energy, demonstrating its potential as a cost-effective solution.

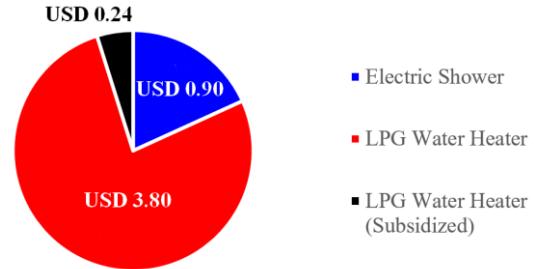


Figure 4: Comparative Cost of Heating per m³ of Water

Fig. 5 presents a comparative evaluation of energy consumption, monthly costs, and annual CO₂ emissions across different water-heating systems, emphasizing their environmental and economic impacts. Conventional systems, such as electric showers and LPG heaters, exhibit the highest energy consumption and emissions, 55 kW·h/month and 226.55 kg CO₂/year for electric showers, and up to 1,065.6 kg CO₂/year for LPG systems. Although LPG subsidies reduce monthly costs, from USD 66.03 to USD 5.50, emissions remain significant.

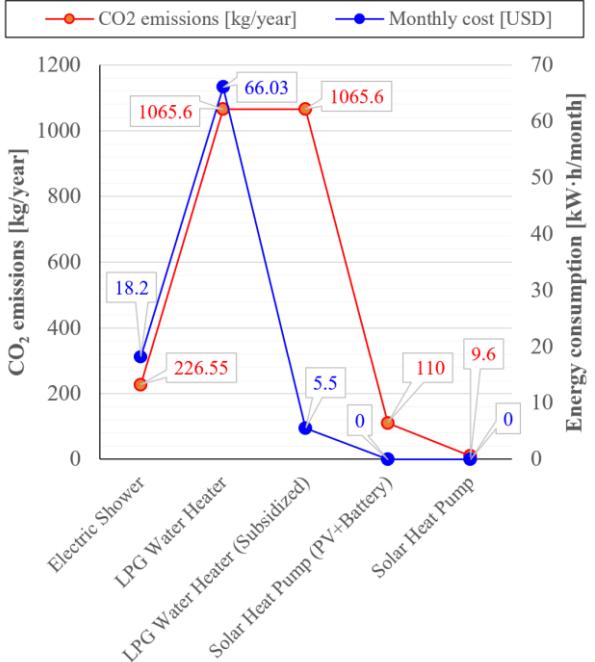


Figure 5: CO₂ Emissions and Energy Consumption for Different Water-Heating Systems

Conversely, the SAHP system, both in its standalone configuration and when assisted by photovoltaic panels and batteries, eliminates direct electricity use and reduces CO₂ emissions dramatically to only 9.6 and 110 kg/year,

respectively, confirming the system's efficiency, sustainability, and economic viability for residential water heating.

While the solar heat pump generates no direct operational emissions, the manufacturing of photovoltaic panels and energy storage components contributes indirectly to its carbon footprint. Solar panel production typically releases 30 g CO₂ per kW·h generated over a 25-year lifespan, whereas gel batteries emit approximately 170 kg CO₂ per unit, with a 6-year lifespan. Distributed across their operational life, this results in an annual contribution of around 43.8 kg CO₂ from the panels and 56.7 kg CO₂ from the batteries, substantially lower than the emissions from conventional water-heating technologies.

4. DISCUSSION

Quitiaquez et al. [28] provided an important experimental foundation for understanding the thermal behavior of SAHP systems, emphasizing how the tilt angle influences the heat transfer coefficient (HTC) of an aluminum flat-plate collector/evaporator using R600a as the working fluid. Building on this principle, the present study also harnesses solar radiation as the primary thermal energy source for refrigerant evaporation, enhancing overall energy efficiency through improved *COP*. Unlike the earlier work, which focused on statistical analysis and two-phase flow transitions based on collector inclination, this research evaluates the practical performance of a photovoltaic-assisted SAHP system for sustainable water heating. Moreover, it incorporates a more integrated perspective by connecting thermal performance with environmental and economic outcomes, quantifying reductions in energy consumption and CO₂ emissions.

Similarly, Yi et al. [29] reviewed technological developments in SAHP systems, highlighting gains in energy efficiency and limitations at low temperatures. In line with these findings, this study implements a photovoltaic-assisted SAHP that enhances *COP* and reduces electrical dependence through the combined use of solar thermal and photovoltaic energy. Distinct from primarily theoretical studies, this work integrates experimental and multidisciplinary analysis in the Ecuadorian context, evaluating system performance, operational costs, and emissions under real conditions. The results confirm the technical, environmental, and economic feasibility of the system as a sustainable alternative for residential hot water, supporting SDGs 7 and 13 while aligning with global trends in energy transition and decarbonization.

Obura et al. [30] emphasize the importance of renewable energy technologies to improve water resource management and decrease reliance on conventional energy sources. This research addresses similar challenges, aligning with multiple SDGs. Specifically, it supports SDG 7 – Affordable and Clean

Energy by demonstrating a solar-assisted heat pump that reduces conventional electricity and LPG consumption while promoting efficient renewable sources. It contributes to SDG 13 – Climate Action by showing that hybrid renewable systems can significantly lower CO₂ emissions from domestic energy use. Additionally, it addresses SDG 6 – Clean Water and Sanitation by improving heating processes and reducing energy waste associated with water usage, and SDG 12 – Responsible Consumption and Production by encouraging the adoption of sustainable, low-impact technologies that integrate efficiency, economic viability, and environmental responsibility. Fig. 6 illustrates the sequential relevance and overall feasibility of implementing clean energy-based solutions, positioning the proposed system as a practical contribution toward the SDGs of the 2030 Agenda.



Figure 6: Relationship and Significance of the SDGs with the Proposed SAHP System

Manesh and Liu [31] highlight the importance of a multidisciplinary approach for advancing innovative energy technologies that consider technical, economic, and environmental dimensions. This research demonstrates that SAHP systems improve thermal performance through higher *COP* and solar efficiency, improving electricity consumption and reducing CO₂ emissions. Fig. 7 depicts the integrated approach, combining Mechanical Engineering, Renewable Energy, Environmental Engineering, and Economics to empower a comprehensive evaluation of the SAHP system. Thermodynamic analysis guided the design and assessment of thermal performance, while environmental evaluation addressed life-cycle impacts and emission reductions. Economic and energy assessments determined financial feasibility and operational efficiency. Collectively, these findings show that the proposed solution is technically sound, environmentally responsible, and economically viable, reinforcing its scientific relevance and alignment with the SDGs.

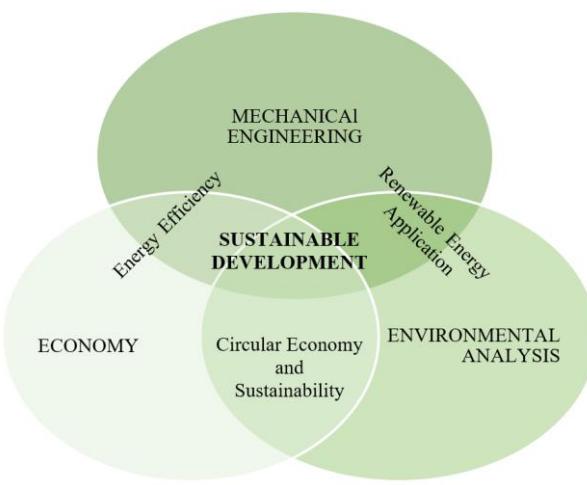


Figure 7: Multidisciplinary Framework for Evaluating the SAHP System

5. CONCLUSIONS

The solar-assisted heat pump revealed adequate thermal performance, achieving a maximum coefficient of performance (*COP*) of 6.2 and a minimum of 3.3 for heating 10 liters of water from 17 °C to 45 °C under varying solar radiation conditions. The integration of an aluminum flat-plate solar collector as the evaporator helped raise the refrigerant's evaporation temperature, improving heat transfer and ensuring stable operation across a solar irradiance range of 500 to 700 W/m². These findings confirm the technical feasibility of the system and highlight its economic advantage, as it reduces operating time and enhances energy efficiency compared to conventional water heating methods.

Energy consumption analysis exposed that the solar heat pump system requires only about 2.33 kW·h per year to power the compressor and digital components, resulting in 9.6 kg of CO₂ emissions annually. In comparison, a conventional electric shower emits 226.55 kg/year, and an LPG water heater emits 1,065.6 kg/year. Considering the lifecycle emissions of photovoltaic panels and batteries, indirect CO₂ emissions range from 43.8 to 56.7 kg/year, demonstrating a substantial reduction in household carbon footprint. These results establish the SAHP system as an environmentally sustainable option capable of significantly lowering greenhouse gas emissions while reducing residential electricity consumption.

The adoption of the SAHP system aligns with the SDGs, supporting reasonable and clean energy (SDG 7), climate action (SDG 13), sustainable water management (SDG 6), and responsible consumption and production (SDG 12). The verified reductions in energy use and CO₂ emissions illustrate that such hybrid renewable systems can be effectively integrated into local sustainability strategies, promoting cleaner energy transitions and contributing to climate change mitigation in line with the 2030 Agenda.

REFERENCES

- [1] J. Hernández-Ambato, R. Fernández, A. Mora, and J. Alvarado, "Evaluación de la Huella de Carbono de Vehículos con Motor Eléctrico y de Combustión Interna según la Matriz Energética de Ecuador: Caso de Estudio KIA Soul vs KIA Soul EV," *Novasinergia*, vol. 5, no. 2, pp. 58–75, 2022. doi: <https://doi.org/10.37135/ns.01.10.04>
- [2] S. Meraj, S. Yu, M. Rahman, K. Hasan, M. Hossain Lipu, and H. Trinh, "Energy Management Schemes, Challenges and Impacts of Emerging Inverter Technology for Renewable Energy Integration Towards Grid Decarbonization," *Journal of Cleaner Production*, vol. 405, p. 137002, Jun. 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137002>
- [3] J. Chamorro and E. Mera, "Estudio de la Crisis Energética en el Ecuador por la Dependencia en la Generación de Energía Hidráulica," *Revista Científica INGENIAR: Ingeniería, Tecnología E Investigación*, vol. 8, no. 15, pp. 168–186, 2025, doi: <https://doi.org/10.46296/ig.v8i15.0240>
- [4] M. Lozano-Rojas and E. Sandoval-Sandoval, "The Biomass as a Source of Electrical Energy Generation in Ecuador," *Revista Científica Multidisciplinaria Generando*, vol. 5, no. 1, pp. 194–223, 2024. doi: <https://doi.org/10.60100/rcmg.v5i1.189>
- [5] J. Borja-Patiño, A. Robalino-López, and A. Mena-Nieto, "Breaking the Unsustainable Paradigm: Exploring the Relationship Between Energy Consumption, Economic Development and Carbon Dioxide Emissions in Ecuador," *Sustainability Science*, vol. 19, no. 2, pp. 403–421, 2024. doi: <https://doi.org/10.1007/s11625-023-01425-x>
- [6] B. Yildiz, J. Bilbao, M. Roberts, S. Heslop, J. Dore, A. Bruce, I. Macgill, R. Ega, and A. Sproul, "Analysis of Electricity Consumption and Thermal Storage of Domestic Electric Water Heating Systems to Utilize Excess PV Generation," *Energy*, vol. 235, p. 121325, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121325>
- [7] J. Lu, Y. Tang, Z. Li, and G. He, "Solar Heat Pump Configurations for Water Heating System in China," *Applied Thermal Engineering*, vol. 187, p. 116570, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.116570>
- [8] T. Hai, N. Delgarm, D. Wang, and M. H. Karimi, "Energy, Economic, and Environmental (3 E) Examinations of the Indirect-expansion Solar Heat Pump Water Heater System: A Simulation-oriented Performance Optimization and Multi-objective Decision-making," *Journal of Building Engineering*, vol. 60, p. 105068, 2022. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jobe.2022.105068>

- [9] B. Abbasi, S. Li, and A. Mwesigye, "Energy, Exergy, Economic, and Environmental (4E) Analysis of SAHP Water Heaters in Very Cold Climatic Conditions," *Renewable Energy*, vol. 226, p. 120391, 2024. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.120391>
- [10] C. Meena, A. Prajapati, A. Kumar, and M. Kumar, "Utilization of Solar Energy for Water Heating Application to Improve Building Energy Efficiency: An Experimental Study," *Buildings*, vol. 12, no. 12, p. 2166, 2022. doi: <https://doi.org/10.3390/buildings12122166>
- [11] C. Anderson, M. Denich, A. Warchold, J. Kropp, and P. Pradhan, "A Systems Model of SDG Target Influence on the 2030 Agenda for Sustainable Development," *Sustainability Science*, vol. 17, no. 4, pp. 1459–1472, 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s11625-021-01040-8>
- [12] G. Yumnam, Y. Gyanendra, and C. Singh, "A Systematic Bibliometric Review of the Global Research Dynamics of United Nations Sustainable Development Goals 2030," *Sustainable Futures*, vol. 7, p. 100192, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.sfr.2024.100192>
- [13] A. Olabi, N. Shehata, H. Maghrabie, L. Heikal, M. Abdelkareem, S. Rahman, S. Shah, and E. Sayed, "Progress in Solar Thermal Systems and Their Role in Achieving the Sustainable Development Goals," *Energies*, vol. 15, no. 24, p. 9501, 2022. doi: <https://doi.org/10.3390/en15249501>
- [14] Y. Zhu, D. Taylor, and Z. Wang, "The Role of Renewable Energy in Reducing Residential Fossil Energy-related CO₂ Emissions: Evidence from Rural China," *Journal of Cleaner Production*, vol. 366, p. 132891, 2022. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132891>
- [15] D. Singh, D. Singh, V. Mishra, J. Kushwaha, R. Dev, S. Patel, R. Shankar, and B. Giri, "Sustainability Issues of Solar Desalination Hybrid Systems Integrated with Heat Exchangers for the Production of Drinking Water: A Review," *Desalination*, vol. 566, p. 116930, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2023.116930>
- [16] A. Mercedes-Garcia, P. López-Jiménez, F. Sánchez-Romero, and M. Pérez-Sánchez, "Objectives, Keys and Results in the Water Networks to Reach the Sustainable Development Goals," *Water*, vol. 13, no. 9, p. 1268, 2021. doi: <https://doi.org/10.3390/w13091268>
- [17] W. Quitiaquez, I. Simbaña, R. Caizatoa, C. Isaza, C. Nieto, P. Quitiaquez, and F. Toapanta, "Análisis del Rendimiento Termodinámico de una Bomba de Calor Asistida por Energía Solar Utilizando un Condensador con Recirculación," *Revista Técnica "Energía,"* vol. 16, no. 2, pp. 111–125, 2020, doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.358>
- [18] I. Simbaña, W. Quitiaquez, J. Estupiñán, F. Toapanta-Ramos, and L. Ramírez, "Evaluación del Rendimiento de una Bomba de Calor de Expansión Directa Asistida por Energía Solar Mediante Simulación Numérica del Proceso de Estrangulamiento en el Dispositivo de Expansión," *Revista Técnica "Energía,"* vol. 19, no. 1, pp. 110–119, 2022, doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.524>
- [19] A. Kijo-Kleczkowska, P. Bruś, and G. Więciorkowski, "Economic Analysis of Heat Pump Exploitation – A Case Study," *Energy*, vol. 280, p. 128184, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128184>
- [20] X. Liu, X. Peng, Y. Yang, X. Qin, D. Wang, G. Wang, and D. Wang, "Energetic Analysis and Performance Improvement Algorithm of Transcritical CO₂ Heat Pump Water Heater System," *Applied Thermal Engineering*, vol. 236, p. 121823, 2024. doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.121823>
- [21] K. Tomczuk and P. Obstawski, "Analysis of the Cooperation of a Compressor Heat Pump with a PV System," *Sustainability*, vol. 16, no. 9, p. 3797, 2024. doi: <https://doi.org/10.3390/su16093797>
- [22] S. Zhang, S. Liu, J. Wang, Y. Li, and Z. Yu, "Analysis of a Solar-assisted Heat Pump System with Hybrid Energy Storage for Space Heating," *Applied Thermal Engineering*, vol. 231, p. 120884, 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120884>
- [23] R. Song, V. Terzija, T. Hamacher, and V. S. Perić, "Integrating Air-Source Heat Pumps into the Demand-Side Fast Frequency Response Service: A Study Based on Thermal Dynamic Uncertainty," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 16, no. 1, pp. 323–335, 2025, doi: <http://doi.org/10.1109/TSTE.2024.3456068>
- [24] P. Valdiserri, V. Ballerini, and E. di Schio, "Interpolating Functions for CO₂ Emission Factors in Dynamic Simulations: The Special Case of a Heat Pump," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, p. 102725, 2022. doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102725>
- [25] S. Naranjo-Silva, D. Guerrero, and J. del Castillo, "Costo Comparativo por Kilovatio de los Últimos Proyectos Hidroeléctricos en Ecuador," *Revista InGenio*, vol. 5, no. 1, pp. 22–34, 2022. doi: <https://doi.org/10.18779/ingenio.v5i1.473>

- [26] M. Farghali, A. Osman, Z. Chen, A. Abelhaleem, I. Ihara, I. Mohamed, P. Yap, and D. Rooney, "Social, Environmental, and Economic Consequences of Integrating Renewable Energies in the Electricity Sector: A Review," *Environmental Chemistry Letters*, vol. 21, no. 3, pp. 1381–1418, 2023. doi: <https://doi.org/10.1007/s10311-023-01587-1>
- [27] S. Peña-Murillo, J. Ochoa-Celi, F. Torres-Córdova, and E. Zambrano-Nevárez, "Subsidios de Combustibles en Ecuador: Análisis Bibliográfico de su Costo y Sostenibilidad," *Revista Iberoamericana de Educación*, vol. 9, no. 1, pp. 55–72, 2025. doi: <https://doi.org/10.31876/rie.v9i1.288>
- [28] W. Quitiaquez, I. Simbaña, A. Herrera, P. Quitiaquez, C. Nieto-Londoño, E. Pilataxi, A. Andrade, and Y. Retirado-Mediaceja, "Statistical Analysis of Heat Transfer Effects on Flow Patterns Maps in a Flat-Plate Collector/Evaporator with R600a Under Variable Tilt Angles," *Processes*, vol. 13, no. 11, p. 3419, 2025, doi: <https://doi.org/10.3390/pr13113419>
- [29] Y. Fan, X. Zhao, Z. Han, J. Li, A. Badiei, Y. Akhlaghi, and Z. Liu, "Scientific and Technological Progress and Future Perspectives of the Solar Assisted Heat Pump (SAHP) System," *Energy*, vol. 229, p. 120719, 2021. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120719>
- [30] D. Obura, D. Kimera, and D. Dadebo, "Application of GIS and Hydraulic Modeling for Sustainable Management of Water Supply Networks: A Pathway for Achieving Sustainable Development Goal (SDG) 6," *Process Integration and Optimization for Sustainability*, vol. 8, no. 4, pp. 1017–1034, 2024. doi: <https://doi.org/10.1007/s41660-024-00410-w>
- [31] A. M. Manesh and H. Liu, "Thermo-environmental Analysis of a Novel Solar-assisted Heat Pump System; Comparison with Conventional Single Stage and Cascaded Air Source Heat Pumps," *Energy*, vol. 322, p. 135647, 2025. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135647>

Newman, y en agosto del 2024 inició sus estudios de Doctorado en Ciencias. Trabaja como Docente en el Instituto Superior Universitario Sucre y es Director del Grupo de Investigación en Ingeniería Mecánica y Pedagogía de la Carrera de Electromecánica (GIIMPCEM). Tiene más de 6 años de experiencia en campo, 4 años de experiencia en docencia universitaria y más de 7 años de experiencia en investigación científica. Sus campos de investigación están relacionados al Análisis Numérico Computacional y Estadístico, así como a la Termodinámica, Eficiencia Energética, Procesos de Manufactura, Ciencia de Materiales, Logística, Gestión de Operaciones, y Educación enfatizando en innovación, pedagogía, didáctica e integración de TICs.



Cristian Guilcaso-Molina.– Nació en la ciudad de Latacunga, en 1987. Graduado en la Universidad Técnica de Ambato como Ingeniero Mecánico en el año 2011, de Magíster en Mecánica Mención en Diseño, de la Universidad Técnica de Ambato, en 2020, El campo de investigación al que se dedica es diseño de máquinas, simulación y mantenimiento industrial.



Fabricio Tipantoc.– Recibió su título de Ingeniero en Electrónica y Control de la Escuela Politécnica Nacional, en 2008, de Magíster en Diseño, Producción y Automatización de la Escuela Politécnica Nacional, en 2017. Es Docente en el Instituto Superior Universitario Sucre, de la Carrera en Tecnología Superior en Electrónica por más de 7 años. Es el Coordinador de Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación (CIDTI). Es Investigador registrado en SENESCYT, y es Revisor de Artículos Científicos. Ha realizado varias publicaciones científicas y su campo de investigación es en Inteligencia Artificial, Robótica, Sistemas de Rehabilitación, Electrónica e IoT.



Isaac Simbaña.– Nació en Quito, Ecuador, en 1990. Recibió su título de Ingeniero Mecánico, de Magíster en Métodos Matemáticos y Simulación Numérica en Ingeniería, de Magíster en Educación, Mención Desarrollo del Pensamiento, de la Universidad

Politécnica Salesiana, en 2018, 2022 y 2024, respectivamente, y de Magíster en Administración y Dirección de Empresas, en la Universidad Bolivariana del Ecuador, en 2025. Actualmente, es egresado de la Maestría en Industria 4.0, de la Escuela de Posgrados



Experimental Evaluation of the Photometric Performance of LED Luminaires for Public Lighting under Accelerated Aging

Evaluación Experimental del Desempeño Fotométrico de Luminarias LED para Alumbrado Público Bajo Envejecimiento Acelerado

A. R. Meneses¹

ID 0000-0002-7684-503X

A. Pombo¹

ID 0009-0007-3311-1064

C. H. Ventura¹

ID 0000-0002-6729-9209

E. Lourenço¹

ID 0000-0002-9534-9509

M. Z. Fortes¹

ID 0000-0003-4040-8126

R. Ayres¹

ID 0000-0001-6239-9705

¹ Fluminense Federal University, Niterói, BrazilE-mail: anarmsb@id.uff.br, alanpombo@id.uff.br, carloshenriques@id.uff.br, eduardo_lourenco@id.uff.br,
mzamboti@id.uff.br, rafaelayres@id.uff.br

Abstract

This work presents an experimental investigation of the effects of aging on the photometric performance of public luminaires equipped with LED technology. Four commercial models with powers of 40W, 80W, 150W, and 200W were evaluated, subjected to standardized tests under controlled laboratory conditions. The tests followed the IES LM-80-15 standards and INMETRO regulations, and included photometric analyses, goniometric tests, UV radiation tests, and In-Situ thermal measurements (ISTMT). The results reveal significant variations in luminous flux, energy efficiency, and light quality over six thousand hours of simulated operation. Optical degradation, especially of the lenses, showed a direct impact on the uniformity of light distribution. The study provides relevant technical support for the specification, acquisition, and maintenance of public luminaires, contributing to the increase of the lifespan and efficiency of the urban lighting system.

Resumen

Este trabajo presenta una investigación experimental sobre los efectos del envejecimiento en el desempeño fotométrico de luminarias públicas equipadas con tecnología LED. Se evaluaron cuatro modelos comerciales con potencias de 40 W, 80 W, 150 W y 200 W, sometidos a ensayos estandarizados en condiciones controladas de laboratorio. Las pruebas se realizaron de acuerdo con las normas IES LM-80-15 y las regulaciones del INMETRO, e incluyeron análisis fotométricos, ensayos goniométricos, pruebas de radiación ultravioleta y mediciones térmicas *in situ* (ISTMT). Los resultados revelan variaciones significativas en el flujo luminoso, la eficiencia energética y la calidad de la luz más de seis mil horas de operación simulada. La degradación óptica, especialmente de las lentes, mostró un impacto directo en la uniformidad de la distribución luminosa. El estudio proporciona un soporte técnico relevante para la especificación, adquisición y mantenimiento de luminarias públicas, contribuyendo al aumento de la vida útil y la eficiencia del sistema de alumbrado urbano.

Index terms— Public lighting, LED, accelerated aging, photometric performance, laboratory tests, regulatory compliance.

Palabras clave— Alumbrado público, LED, envejecimiento acelerado, desempeño fotométrico, ensayos de laboratorio, cumplimiento normativo.

Recibido: 07-11-2025, Aprobado tras revisión: 14-01-2026

Forma sugerida de citación: Meneses, A.; Pombo, A.; Ventura, C.; Lourenço, E.; Fortes, M.; Ayres A. (2026). “Evaluación Experimental del Desempeño Fotométrico de Luminarias LED para Alumbrado Público Bajo Envejecimiento Acelerado”. Revista Técnica “*energía*”. No. 22, Issue II, Pp. 104-113

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.726>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCTION

The replacement of traditional public lighting systems with luminaires based on LED (Light Emitting Diode) technology represents a milestone in the advancement of public policies aimed at energy efficiency, sustainability, and urban safety. This technological transition has been widely encouraged by regulatory bodies and government programs, such as the National Electric Energy Conservation Program (PROCEL), due to the high luminous efficacy, longer lifespan, and lower environmental impact of LED solutions ([1], [2]). However, the long-term reliability of LED luminaires still raises technical concerns, especially regarding the stability of their photometric parameters in operating environments. The optical degradation of materials, aging of electronic components, and thermal variations directly affect the performance and regulatory compliance of these devices ([3][4],[6]). It is therefore essential to conduct experimental investigations that simulate real conditions of prolonged use, considering not only the initial tests but also the impact of extended operation cycles, ultraviolet radiation, temperature variations, and environmental exposure. Technical standards such as IES LM-80-15 and INMETRO Ordinance No. 25/2022 establish the criteria and methodologies for characterizing the maintenance of luminous flux, luminous efficacy, thermal stability, and chromatic characteristics of LED luminaires ([3], [5], [7]). Recent research (e.g., [4], [5]) demonstrates that, although LEDs exhibit slow and progressive degradation, optical elements such as polycarbonate or polypropylene lenses are highly susceptible to UV radiation and can present yellowing, cracks or loss of transparency.

These effects compromise the photometry of the luminaire even when the emitting chip still maintains satisfactory performance. Thus, it becomes essential to evaluate the system as a whole — LED, driver, housing, heatsink, and optics — in an integrated manner and in accordance with the conditions of use. In this context, this article proposes a rigorous approach to evaluating the photometric performance of four models of LED luminaires used in public lighting in Brazil. The research was conducted at the Luminotechnics Laboratory of the Federal Fluminense University (LABLUX/UFF), accredited by INMETRO, through the performance of photometric tests, goniometric tests, UV aging, in situ thermal tests (ISTMT), and lifespan tests, according to the recommendations of applicable standards.

The study aims to quantify the impacts of accelerated aging on photometric parameters, validate compliance with legal requirements, and provide technical support for decision-making by municipalities, concessionaires, and manufacturers. The article is structured as follows: section 2 presents the theoretical and normative foundations that support the adopted methodology; section 3 defines the specific objectives of the investigation; section 4 describes the models of luminaires studied and the experimental protocol; section 5 details the tests performed; section 6 discusses the results obtained; and section 7 presents the conclusions and technical recommendations.

This study contributes to scientific literature by presenting laboratory-measured data obtained in accordance with applicable technical standards, emphasizing the relevance of evaluating key parameters throughout the service life of LED public lighting luminaires. The assessment of these parameters is essential for verifying performance stability, degradation behavior, and luminous quality, thereby supporting compliance evaluation, product qualification, and regulatory decision-making.

2. THEORETICAL FRAMEWORK AND LUMINOTECHNICAL FOUNDATIONS

2.1 Fundamentals of Photometry and Luminotechnics

The characterization of the performance of public lighting systems with LED technology requires the understanding and application of fundamental principles of photometry, a field of optics dedicated to measuring visible light in terms of its perception by the human eye. The basic photometric quantities used in this study include Luminous Flux (Φ), Luminous Intensity (I), Illuminance (E), Luminance (L), Luminous Efficacy (η), Correlated Color Temperature (CCT or CCT), Color Rendering Index (CRI), Maintenance Factor (FM).

In addition to these classic concepts, the present study makes use of complementary metrics such as the BUG parameter (Backlight, Uplight, Glare), developed by the Illuminating Engineering Society of North America (IESNA), which classifies the distribution of luminous flux in zones for controlling light pollution.

2.2 Fundamental Technical Standards

The investigation is anchored on a solid normative basis, composed of regulations and technical procedures that ensure the comparability and reproducibility of results. The following applied standards stand out:

- IES LM-80-15 – Defines the procedures for measuring the maintenance of luminous flux of LEDs over time. [8]
- INMETRO Ordinance No. 25/2022 – Establishes criteria for performance evaluation and energy efficiency of public lighting fixtures. [9]
- ENERGY STAR TM-21-11 – Protocol for estimating the lifespan of LEDs based on LM-80 data. [10]
- IESNA LM-79-19 – Procedure for photometric and electrical measurement of LED-based lighting products. [11]
- ASTM G154-16 – Standard for accelerated UV exposure testing for plastics and polymeric materials. [12]
- CIE 13.3-1995 - Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources [13].



These standards ensure that the tests conducted at LABLUX/UFF comply with national and international performance and safety requirements. They also underpin the criteria for mandatory certification of products in Brazil.

2.3 Degradation of Optical Components

Although LED chips exhibit good stability over the projected lifespan (50,000 hours or more), several studies indicate that the optical elements of luminaires — such as diffusers and collimating lenses made of polycarbonate or polypropylene — are sensitive to degradation induced by ultraviolet radiation and thermal variations ([5], [6]). Phenomena such as yellowing, loss of transparency, formation of microcracks, and modification of the refractive index result in significant losses of useful luminous flux, alteration of the emission spectrum, and distortion of the spatial distribution of light. Figure 1 illustrates the outcome of this process in lenses exposed for six thousand hours in a UV chamber.

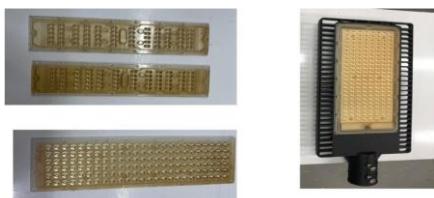


Figure 1: Process in Lenses Exposed for Six Thousand Hours in a UV Chamber.

2.4 Importance of Systemic Evaluation

The photometric behavior of an LED luminaire cannot be evaluated in isolation from the emitting source. The interaction between the various elements — light source, driver, housing, heat sink, optical elements, and mounting system — determines the actual performance of the luminaire in the field ([4], [5]). Thus, tests such as absolute photometry, ISTMT (In Situ Temperature Measurement Test), and accelerated aging simulations are essential to extrapolate the LED behavior in the laboratory to real urban operating conditions. The use of the TM-21/LM-80 spreadsheet, as recommended by Energy Star [4], enables this projection based on reliable measurements.

3. STUDY OBJECTIVE

The increasing adoption of LED luminaires in public lighting requires systematic analyses that demonstrate their durability, photometric stability, and compliance with technical standards under real or simulated prolonged use conditions. Thus, the main objective of this study is: To evaluate the impact of accelerated aging on the photometric, chromatic, and energy performance of different models of LED luminaires used in public lighting, focusing on the degradation of optical components and the variation of normative parameters of technical compliance. Specifically, the work seeks to:

- Quantify the depreciation of luminous flux, luminous efficacy, and correlated color temperature

(CCT) over six thousand hours of simulated operation.

- Verify the maintenance of luminous distribution through goniometric tests according to the BUG criteria of IESNA.

- Evaluate the effect of ultraviolet (UV) radiation on the optical behavior of polypropylene and polycarbonate lenses, with special attention to the color rendering index (CRI) and the R9 parameter.

- Conduct In Situ Test (ISTMT) for critical thermal analysis of the most exposed LED of the luminaire, correlating the measurements with the LM-80 data and estimating the projected lifespan (L70) through the ENERGY STAR model ([10]).

- Validate compliance with INMETRO Ordinance No. 25/2022 and other applicable standards regarding the minimum performance required for the marketing and certification of public LED luminaires in Brazil.

4. CASE STUDY

4.1 Luminaire Models

The following LED luminaire models were analyzed as shown in Table 1, with typical application in public lighting:

Table 1: LED Luminaire Models

Model	Power	Color Temp.	Degree of Protection	Optical Class.
GL 421	200W	5000K	IP66	Type II - Medium
Modular LED Aries	80W	4000K	IP66	Type II - Short
MG	150W	6500K	IP66	Type I - Short
Modular LED Aries	40W	5000K	IP66	Type II - Short

The selection of models was based on availability at the LABLUX/UFF laboratory and the representativeness of the national market. All models were provided by manufacturers with a consolidated presence in the public lighting segment.

4.2 Methodological Considerations

The luminaires used were made available exclusively for testing purposes, with mandatory return to the manufacturer at the end of the study, according to the granting protocol.

The 200W luminaire (GL 421) was the only one to have the LM-80 report of the LED, allowing the In Situ Test (ISTMT) to be conducted with an estimated lifespan based on TM-21 extrapolation. The other luminaires were subjected to flux maintenance tests, according to the guidelines of [9].

All experimental tests were conducted on fully assembled luminaires, evaluated as integrated



systems. The in-situ measurement was the only test performed at the LED level; however, it was carried out with the LED mounted within the luminaire assembly, ensuring that the electrical, thermal, and optical operating conditions were representative of actual luminaire operation.

All tests were conducted at the LABLUX laboratory, and the reported results present traceable measurement uncertainty values.

4.3 Equipment Used

The following instruments were used (Figure 2), all properly calibrated according to metrological requirements:

- Ulbricht Integrating Sphere – Measurement of total luminous flux.
- Everfine DPS Voltage Source – Control of voltage and supply frequency (220 VAC / 60 Hz).
- Everfine HAAS 2000 Spectroradiometer – Measurement of spectrum, CCT, and color rendering index.
- Yokogawa WT210 Wattmeter – Accurate measurement of active power and power factor.



Figure 2: Ulbricht Integrating Sphere and Goniophotometer

All tests were conducted in a controlled environment ($25 \pm 1^\circ\text{C}$ and relative humidity $< 65\%$).

4.4 Testing Schedule

The luminaires remained in continuous operation for six thousand hours, with data collection at regular intervals. Table 2 summarizes the adopted schedule:

Table 2: Summary of the schedule

Time Marker	Operating Time Actual	Date
Installation	0 h	06/11/2017
1st Measurement	1000 h	20/07/2023
2nd Measurement	2000 h	07/11/2023
3rd Measurement	3000 h	20/12/2023
Final Test	6000 h	(according to simulation)

5. TESTS CONDUCTED

This section details the experimental procedures applied in the evaluation of the performance of LED luminaires, according to technical standards and testing protocols adopted by the Lighting Laboratory of the Federal Fluminense University (LABLUX). The

tests were conducted with the aim of measuring changes in the photometric and electrical parameters of the devices over six thousand hours of simulated operation.

5.1 Photometric Test

The photometric tests were conducted according to the parameters of IES LM-79-19 and INMETRO Ordinance No. 25/2022. Measurements were taken initially and after intervals of 1000h, 2000h, 3000h, and 6000h. The following parameters were recorded:

- Luminous Flux (lm).
- Luminous Efficiency (lm/W).
- Correlated Color Temperature (CCT).
- Color Rendering Index (CRI and R1 to R15).
- Electric Current (A), Voltage (V), Power (W), and Power Factor (PF).

5.2 Goniometric Test

The goniometric test was conducted using a type C goniophotometer, according to the IES LM-79-19 specification. The equipment allows measuring the spatial distribution of luminous intensity in spherical coordinates and generating photometric files (.IES). Variations of the BUG (Backlight, Uplight, Glare) system were evaluated over the initial 3000h of operation. The 80W and 150W luminaires showed variations in the glare index and in the flow distribution, changing from B2-U2-G2 to B3-U2-G2 and B3-U1-G1 respectively. The 200W luminaire showed stability in the BUG parameter, maintaining the classification B4-U2- G4.

5.3 Ultraviolet Test (UV)

The UV test was conducted in the OTS UV Test Machine chamber, illustrated in Figure 3, simulating continuous solar exposure with UV-B radiation (280–315 nm) and control of temperature and humidity.



Figure 3: Temperature Trend Line of the Studied Models

The polypropylene lenses remained in the chamber for 2016h, in cycles of 12h, with 8h exposed to 70°C and 0.49 W/m^2 , and 4h with humidity at 100% at 50°C . Cloudiness, loss of transparency, and color change were observed in the lenses.

5.4 Life Test

The luminaires were kept in continuous operation for six thousand hours in a controlled environment as illustrated in Figure 4. This test, according to [3], allows verifying the maintenance of luminous flux and other characteristics over time. The measurements followed the same periodicity as the photometric tests.



Figure 4: Life Test

5.5 In Situ Thermal Test (ISTMT)

The ISTMT test was applied exclusively to the 200W GL 421 luminaire, which had an LM-80 report provided by the manufacturer. According to IES TM-21-11 and Energy Star [4], the LED temperature was measured using a type K thermocouple, installed at the point of highest thermal dissipation, as shown in Figure 5.

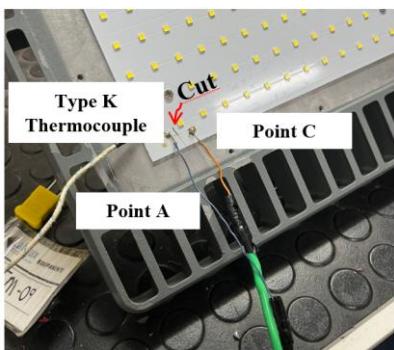


Figure 5: Connections in the Luminaire for the ISTMT Test

During the tests, the luminaire was positioned in the climate chamber at 45 °C for 40 minutes as illustrated in Figure 6. The temperature and current data allowed for a comparison of performance with the limits of LM-80.

6. RESULTS AND DISCUSSION

The analysis of the results obtained over six thousand hours of testing demonstrated measurable variations in the photometric, spectral, and thermal performance of the evaluated luminaires. The results are presented below by evaluated parameters, emphasizing degradation behavior and compliance with applicable technical requirements.

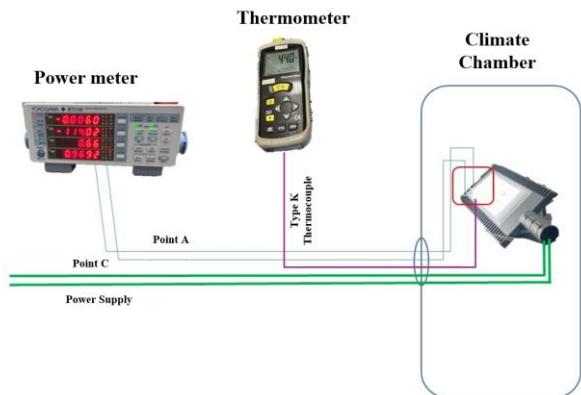


Figure 6: Schematic of the ISTMT Test

Table 3 presents a comparison of the photometric parameters measured before and after the aging tests, highlighting the depreciation of luminous flux, correlated color temperature (CCT), and luminous efficacy.

Table 3: Compares the Photometric Parameters

Power	40 W		80 W		150 W		200 W	
Maintenance	Initial	Final	Initial	Final	Initial	Final	Initial	Final
Luminous Flux (lm)								
6953.80	5640.60	11551.70	10363.79	16072.60	11977.20	38992.30	31493.88	
Eficiencia								
Luminosa (lm/W)	172.55	140.98	143.28	129.06	116.88	86.00	195.73	159.74
CCT (K)	5033.88	4361.00	4118.04	3852.36	6822.36	5311.44	5063.04	4335.12
R _a	77.70	75.60	76.70	75.60	79.90	76.30	77.70	75.70
R ₁	75.00	71.00	74.00	72.00	77.00	71.00	74.00	71.00
R ₂	83.00	81.00	83.00	82.00	84.00	82.00	84.00	82.00
R ₃	88.00	89.00	89.00	90.00	87.00	90.00	89.00	90.00
R ₄	76.00	74.00	75.00	73.00	79.00	77.00	75.00	72.00
R ₅	75.00	71.00	73.00	71.00	79.00	72.00	74.00	71.00
R ₆	75.00	73.00	75.00	74.00	78.00	75.00	76.00	74.00
R ₇	87.00	87.00	84.00	84.00	87.00	87.00	86.00	86.00
R ₈	64.00	59.00	60.00	57.00	68.00	60.00	63.00	59.00
R ₉	-3.00	-12.00	-6.00	-9.00	1.00	-16.00	-6.00	-13.00
R ₁₀	57.00	54.00	58.00	57.00	60.00	56.00	59.00	57.00
R ₁₁	71.00	67.00	69.00	67.00	75.00	67.00	68.00	65.00
R ₁₂	56.00	50.00	56.00	53.00	64.00	54.00	55.00	50.00
R ₁₃	76.00	73.00	75.00	74.00	79.00	73.00	76.00	73.00
R ₁₄	93.00	93.00	93.00	94.00	92.00	94.00	94.00	94.00
R ₁₅	70.00	66.00	69.00	67.00	74.00	66.00	70.00	66.00
I (A)	0.20	0.20	0.38	0.37	0.65	0.66	0.92	0.91
U (V)	220.00	220.00	220.00	220.00	219.80	219.80	219.60	219.70
P (W)	40.30	40.01	80.62	80.30	137.50	139.30	199.20	197.10
PF	0.92	0.92	0.97	0.98	0.96	0.96	0.98	0.98

Goniometric testing identified changes in luminous intensity distribution and glare-related parameters for the 80 W and 150 W luminaires. The 80 W luminaire exhibited a change in BUG classification from B2–U2–G2 to B3–U2–G2, while the 150 W model changed from B3–U1–G1 to B3–U2–G2. The 200 W luminaire maintained its BUG classification throughout the test period, remaining at B4–U2–G4.

The ultraviolet (UV) exposure test revealed visible yellowing of the optical lenses after aging, as shown in Figure 2, indicating degradation of the optical material. Life test results further indicated that most luminaires experienced significant performance depreciation after three thousand hours of operation. Although the 40 W luminaire exhibited greater thermal and spectral stability up to this point, it did not comply with the CCT acceptance criteria at six thousand hours.



6.1 Maintenance of Luminous Flux

The depreciation of luminous flux was evaluated through photometric measurements conducted at multiple time intervals over six thousand hours of operation. The results indicate that luminous flux loss becomes more pronounced after three thousand hours, with the most significant degradation observed in the 150W and 200W luminaires. The 150W model exhibited an approximate luminous flux reduction of 25% at 6000 h, suggesting potential non-compliance with the maintenance criteria established by INMETRO Ordinance No. 25/2022.

The distinct luminous flux behaviors observed between the 150W and 80W luminaires are attributed to differences in thermal and optical stress associated with their respective operating power levels. Higher-power luminaires are subjected to increased thermal load, elevated LED junction temperatures, and higher photon density, which accelerate degradation mechanisms at both the LED package and system levels. Consequently, the 150 W luminaire presented a more pronounced luminous flux depreciation over time, whereas the 80 W model exhibited a comparatively more stable performance.

These results are consistent with findings reported in scientific literature, which indicate that luminous flux degradation in LED luminaires is primarily driven by the combined effects of thermally induced LED lumen depreciation and aging of optical components, particularly polymeric lenses and protective covers [14], [15]. Optical materials exposed to elevated temperatures and short-wavelength radiation are prone to yellowing and transmittance loss, leading to a reduction in effective luminous flux even when electrical operating conditions remain within specified limits [16].

To support the comparison between luminaires of different wattages, a deviation analysis was performed using coefficients of variation and temporal performance trends. This methodology enables the identification of systematic degradation effects while reducing the influence of measurement uncertainty, thereby confirming that the observed differences in luminous flux behavior are physically meaningful and directly related to operating conditions rather than experimental variability [13].

Overall, the results demonstrate that higher-power LED luminaires are more susceptible to accelerated photometric degradation due to combined thermal and optical stresses, underscoring the importance of system-level evaluation and extended aging tests for the assessment of long-term performance, durability, and regulatory compliance. In this context, it is recommended that the testing period be extended

beyond 6,000 hours to enable a more robust evaluation, as this operating duration corresponds to stabilized and representative operating conditions of the luminaire components.

Table 4 Maintenance of Luminous Flux shows the measured luminous flux values in the different luminaires over 6000 h of operation:

Table 4: Maintenance of Luminous flux (lm)

Model	0h	1000h	2000h	3000h	6000h
40W	6953.8	6566.4	7307.3	7786.8	5640.6
80W	11551.7	11945.9	10997.6	12720.2	10363.8
150W	16072.2	15189.1	15958.1	14669.6	11977.2
200W	38992.3	29539.1	33002.6	43337.2	31493.9

6.2 Luminous Efficiency

The luminous efficiency followed a trajectory like the luminous flux. Fixtures with higher initial power showed greater sensitivity to thermal and optical degradation. The efficiency of the 150W model dropped from 116.88 lm/W to 86.00 lm/W by the end of the period, while the 200W model reduced from 195.73 lm/W to 159.74 lm/W. Such values, although still technically acceptable under certain applications, indicate that optical systems (lenses and diffusers) strongly contribute to efficiency losses, even when the LEDs maintain their internal performance. Table 4 The analysis of the coefficient of variation (CV%) of luminous efficiency reinforces the observed trend. The 200W model showed the highest fluctuation, with a CV of 15.52%, followed by the 150W model (12.31%). The 40W and 80W models demonstrated greater stability over 6000h, with CVs of 11.45% and 7.85%, respectively.

These results indicate a more pronounced sensitivity to thermal and optical degradation in higher power models.

6.3 Correlated Color Temperature (CCT) and IRCA

The correlated color temperature (CCT) of the evaluated luminaires exhibited significant variations throughout the aging process, particularly for the 150 W and 200 W models. The 150 W luminaire showed a pronounced shift from 6822 K to 5311 K, characterizing a critical deviation in light coloration that is strongly associated with optical aging effects. This behavior is further corroborated by the reduction of the R9 index (saturated red) from +1 to -16, indicating selective spectral absorption typically linked to yellowing and partial opacification of polypropylene lenses, as evidenced in Figure 1.

The coefficient of variation (CV) of the CCT reinforces the observed spectral instability in higher-power luminaires, with values of 9.93% and 6.36% for the 150 W and 200 W models, respectively. In contrast, the 40 W and 80 W luminaires exhibited greater chromatic stability,

with CVs of 5.92% and 3.35%, respectively. These results suggest a clear correlation between luminaire power, increased thermal and optical stress, and susceptibility to chromatic degradation. Such spectral shifts directly compromise color fidelity and may adversely affect visual perception and safety in public lighting applications.

According to CIE Publication 13.3, the Color Rendering Index (CRI), referred to in Portuguese as Índice de Reprodução de Cor (IRC), is defined as a metric for characterizing the color rendering properties of a light source relative to a reference illuminant. The general color rendering index, Ra, is calculated as the arithmetic mean of the first eight special color rendering indices (R1–R8), which represent color samples of moderate saturation and are widely adopted in technical specifications. However, Ra does not account for saturated colors or specific visual conditions. To address this limitation, the special color rendering indices R9 to R15 are defined as complementary parameters, representing highly saturated colors and specific samples, including saturated red (R9), skin tones, foliage, and other relevant materials. These indices are not included in the calculation of Ra and provide additional insight into spectral deficiencies of the light source.

Several studies have demonstrated that light sources with high Ra values may still exhibit poor reproduction of saturated red colors, a deficiency effectively captured by the R9 index [14], [17]–[20]. Therefore, R9 is widely recognized as a critical complementary metric for assessing the spectral quality and long-term color rendering performance of LED-based lighting systems, particularly in applications where accurate color perception is essential.

6.4 BUG Parameters and Photometric Distribution

Goniometric tests showed changes in the BUG parameters over time, especially in the glare index. The 80W model evolved from B2-U2-G2 to B3-U2-G2 after two thousand hours, indicating an increase in the glare component. Such variations may be associated with microfissures or imperfections in the lenses, which redirect light beams and affect spatial distribution. The 200W model, on the other hand, maintained the B4-U2-G4 classification throughout the entire test, demonstrating greater optical robustness and stability of the lens and reflector system.

Table 6 BUG Classification Over Time

Model	1000h	2000h	3000h
40W	B2-U1-G1	B2-U1-G1	B2-U1-G1
80W	B2-U2-G2	B3-U2-G2	B3-U2-G2
150W	B3-U1-G1	B3-U2-G1	B3-U2-G1
200W	B4-U2-G4	B4-U2-G4	B4-U2-G4

6.5 Impacts of the UVO

Test accelerated aging in UV chamber revealed degradations consistent with the results of photometric tests. A reduction in TCC was observed in all models, visible yellowing of the lenses, and loss of optical transparency. The 150W luminaire also showed the worst results in this test, indicating the fragility of its components against UV radiation. Figure 7 shows the main impacts recorded before and after six thousand hours of exposure.

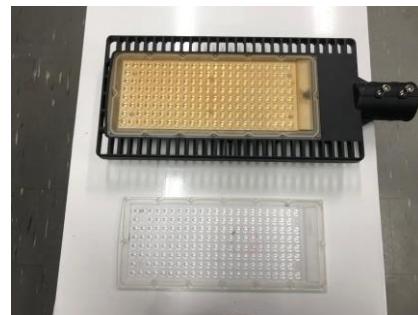


Figure 7: The 150W Luminaire Recorded Before and After Six Thousand Hours of Exposure

The correlation between UV and TCC loss was clear and consistent among the models, strengthening the hypothesis that plastic diffusers represent the critical link in the optical durability of luminaires.

Table 7 Table 6 BUG Classification Over Time

Model	Initial Flux (lm)	Final Flux (lm)	Initial Efficiency (lm/W)	Final Efficiency (lm/W)	ΔR9
40W	6953.8	5640.6	172.55	140.98	-9
80W	11551.7	10363.79	143.28	129.06	-3
150W	16072.6	11977.2	116.88	86.00	-17
200W	38992.3	31493.88	195.73	159.74	-7

6.6 Comparison with LM-80

Model GL 421 The only model evaluated based on the manufacturer's LM-80 was the GL 421 (200W). The comparison between the measured values and the reference curves (85 °C and 105 °C) indicated compliance only up to 3000h, with performance exceeding expectations. However, at 6000h, the measured flux represented only 81% of the initial value, while the LM-80 curve suggested maintenance above 97%. The discrepancy suggests the direct influence of external elements to the LED, such as heat sinks, encapsulation, and lenses. Table 8 presents the percentage comparison between the predicted and measured flux, reinforcing the importance of the systemic analysis of the luminaire — not just the LED components in isolation.



Table 8 Data Referring to the LED Indicated in the LM80

Manufacturer: Hongli Zihui Grip Co., Ltd. Guangzhou Branch		
Number: HL-EMC-3030DW-2C-S1-HR3		
Part Type: Conjunto LED; Operating Current: DC 150mA;		
Nominal CCT: 2700K; Power: 1,02W; Current Density per LED die: 930.0019mA/mm ² ; Power Density per LED die: 3.162W/mm ²		
LM-80 test details		
Total number of units tested per case temperature:	25	
Number of failures:	0	
Number of units measured:	25	
Test duration (hours):	9000	
Test drive current (mA) (mA):	150	
Temperature 1 (T _c , °C):	85	
Temperature 2 (T _c , °C):	105	
Temperature 3 (T _c , °C):	45	
In-Situ Input Data		
	Indicinal	3000h
LED operating current per package/strip/module (mA):	44	43,9
In-Situ case temperature (T _c , °C):	43.9	42.7
Percentage of initial lumens to project to (e.g., for L70, enter 70):	70	70
Results:		
Time (t) for lumen maintenance projection (hours):	54.000	54.000
Lumen maintenance at time (t) (%):	84.51%	83%
Reported L70 (hours):	>54,000	>54,000

Table 8 shows the result of the extrapolation of useful life. The estimated L70 value was over 54,000 hours, confirming the thermal robustness of the system for this model. The wiring diagram of the measurement cables and the position of the thermocouple are presented in Figures 5 and 6, which accurately illustrate the experimental procedure.

7. CONCLUSIONS AND TECHNICAL RECOMMENDATIONS

This research clearly demonstrated that accelerated aging tests demonstrated a significant degradation of LED public luminaires after 6,000 hours of simulated operation. Luminous flux losses intensified after 3,000 hours, reaching approximately **25%** in the 150 W luminaire and **19%** in the 200 W model, while lower-power luminaires showed comparatively better stability.

Luminous efficacy decreased by up to **26%**, indicating that performance losses are strongly associated with optical degradation rather than electrical instability alone. Pronounced chromatic shifts were observed, with correlated color temperature reductions exceeding **1,500 K** in higher-power luminaires and **R9 decreases of up to 17 points**, confirming selective spectral degradation in the red region and the inadequacy of relying solely on Ra for long-term color quality assessment.

Goniometric measurements revealed changes in luminous distribution and glare-related BUG

components for some models, while comparison with LM-80 data showed that luminaire-level luminous flux dropped to approximately **81%** of the initial value despite projected LED L70 values above **54,000 hours**.

These results quantitatively confirm that optical components are the primary limiting factor in the long-term photometric performance of LED public luminaires, highlighting the necessity of system-level aging evaluation in certification and specification processes.

The methodology used, based on IES standards LM-80, LM-79, TM-21, TM-28 and Brazilian regulations from INMETRO, ensures the credibility and robustness of the results obtained. The presence of ISTMT tests also allowed for the extrapolation of useful life based on thermal and optical data under real application conditions. It is recommended, based on the results:

- Revaluation of the criteria for selecting optical materials, prioritizing lenses with greater UV resistance and lower spectral variation.
- Mandatory inclusion of ISTMT tests in certification processes to ensure thermal compatibility and maintenance of luminous flux of the LEDs used.
- Application of more conservative methodologies in estimating useful life when LM-80 is not provided by the manufacturer.
- Creation of preventive maintenance programs based on photometric and thermal metrics collected in the field.
- The study contributes to the technical advancement in the field of public lighting, providing quantitative and methodological data that support public policies, regulations, and engineering decisions for more efficient, durable, and sustainable projects.
- It is recommended for
- Future study that the testing period be extended beyond 6,000 hours to allow for a more robust evaluation of long-term performance, as this operating duration corresponds to the phase in which the luminaire components reach stabilized and representative operating conditions.

8. ACKNOWLEDGMENTS

The authors would like to acknowledge the Fundação Euclides da Cunha (FEC) for its institutional support throughout the development of this work, and the Laboratory of Photometry and Electrical Measurements (LABLUX) for providing the infrastructure, equipment, and technical assistance required for the execution of the experimental tests. The collaboration of both institutions was essential for the completion and quality of the results obtained.

REFERENCES

- [1] Y. KRAFTMAKHER, "Experiments with light-emitting diodes," *Am. J. Phys.*, vol. 79, no. 8, pp. 825–830, 2011, doi: 10.1119/1.3599072.
- [2] R. B. SOARES FILHO, "Resposta humana à luz: alterações não visuais e o projeto luminotécnico residencial com LEDs," p. 152, 2018.
- [3] "Efficiency of LEDs: The highest luminous efficacy of a white LED," Dial. <https://www.dial.de/en-GB/projects/efficiency-of-leds-the-highest-luminous-efficacy-of-a-white-led> . [Accessed Jul. 06, 2025]
- [4] F. B. Insights, "Lighting Market Size, Share & COVID-19 Impact Analysis, By Lighting Type (LED, CFL, LFL, HID, Halogen, and Incandescent), By Application (General Lighting, Automotive Lighting, Backlighting, and Others), By End User (Residential, Commercial, and Industrial, Semiconductor & Electronics / Lighting Market, 2022. [Online]. Available: <https://www.fortunebusinessinsights.com/industry-reports/lighting-market-101542> . [Accessed Jul. 05, 2025]
- [5] MarketandMarket, "LED Lighting Market Size, Share, Industry Growth and Analysis, by Product (lamp, Luminaire), Application (Indoor, Outdoor), Installation (New, Retrofit), Sales Channel (Direct, retail, E-commerce) and Region (North America, Europe, APAC, Rest of the World," Fevereiro, 2024, 2024. [Online]. Available: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/led-lighting-market-201130554.html>. [Accessed: 25-Jun-2025].
- [6] IEA (2023), Lighting efficacy by technology in the Net Zero Scenario, 2010-2030, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lighting-efficacy-by-technology-in-the-net-zero-scenario-2010-2030>, License: CC BY 4.0.
- [7] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, "Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023," pp. 1–6, 2023, [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sitespt/publicacoes-dados-abertos/publicações/PublicaçõesArquivos/publicação-160/topicos-168/anuario-factsheet.pdf>
- [8] ANSI/IES, "LM-80-15," 2015.
- [9] INMETRO, PORTARIA 62. 2022.
- [10] ANSI/IES, "TM-21-21.pdf." 2021.
- [11] IES, LM-79. 2019.
- [12] CIE 154 The maintenance of outdoor lighting systems. 2003.
- [13] CIE 13.3-1995 - Method of Measuring and Specifying Colour Rendering Properties of Light Sources.
- [14] Y. Ohno, "Color rendering and luminous efficacy of white LED spectra," *Optical Engineering*, vol. 43, no. 11, pp. 2595–2599, 2004.
- [15] M. Wei et al., "Spectral optimization of warm-white LED lamps with high CRI and R9," *AIP Advances*, vol. 1, no. 3, p. 032160, 2011.
- [16] K. Houser et al., "Review of measures for light-source color rendition," *Optics Express*, vol. 21, no. 8, pp. 10393–10411, 2013.
- [17] Y. Ohno, "Spectral design considerations for white LED color rendering," *Optics & Photonics News*, vol. 16, no. 7, pp. 34–41, Jul. 2005.
- [18] C. Li, Y. Xu, Z. Wang, Y. Guo, and M. Wei, "Realizing superior white LEDs with both high color-rendering index and high luminous efficacy by using dual red phosphors," *RSC Advances*, vol. 7, pp. 25964–25968, 2017.
- [19] K. Houser, M. Wei, A. David, M. R. Krames, and X. Shen, "Review of measures for light-source color rendition and considerations for a two-measure system for characterizing color rendition," *Optics Express*, vol. 21, no. 8, pp. 10393–10411, Apr. 2013.
- [20] IES, TM-30-24: IES Method for Evaluating Light Source Color Rendition, Illuminating Engineering Society, New York, NY, USA, 2024.

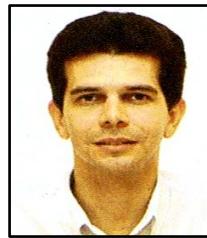


Ana Regina Meneses e Silva Becker. - Obtuvo el título de Ingeniera Electricista por la Universidade Federal Fluminense (UFF), Brasil, en 2010. Obtuvo un posgrado en Ingeniería de Seguridad del Trabajo en 2016 y una maestría en Ingeniería Eléctrica y Telecomunicaciones en 2024. Cuenta con más de diez años de experiencia profesional en empresas nacionales y multinacionales de los sectores de Petróleo y Gas, Proyectos de Ingeniería, Distribución de Energía y Ensayos y Certificación para el sector energético global. Actualmente es investigadora y estudiante de doctorado en la Universidade Federal Fluminense (UFF). Sus intereses de investigación incluyen sistemas de alumbrado público, eficiencia energética, calidad de la energía y redes inteligentes.





Alan Lopes Pombo. - Nació en Magé, Río de Janeiro, Brasil, es Técnico en Electrónica e Ingeniero Electricista, con posgrado en Ingeniería de Control y Automatización Industrial. Es Magíster en Ingeniería Eléctrica y Telecomunicaciones y Doctorando en Ingeniería Eléctrica y Telecomunicaciones en el PPGEET-UFF. Es funcionario del Instituto de Física de la Universidad Federal Fluminense (UFF), donde actúa como Metrologista e Ingeniero Desarrollador de Sistemas de Ensayo en el Laboratorio de Luminotecnia (LABLUX-UFF), desempeñándose en la interpretación de normas técnicas, definición de metodologías de ensayo, desarrollo de sistemas experimentales y expansión de los alcances de actuación y acreditación del laboratorio. Sus áreas de actuación e investigación incluyen el desarrollo de soluciones técnicas multidisciplinarias aplicadas a campos como Luminotecnia, Calidad de Energía, Sistemas Fotovoltaicos, Microondas, Altas Energías, Plasma y Espectroscopía Atómica. Actúa además como Analista de Normas Técnicas, consultor en desarrollo tecnológico y participa en Grupos de Trabajo junto al INMETRO, contribuyendo a la revisión normativa y a la elaboración de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR).



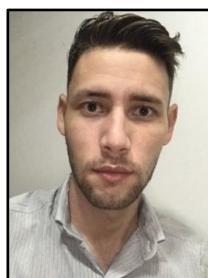
Marcio Zambotti Fortes. - Nació en Volta Redonda, Brasil en 1969. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escola de Engenharia de Vassouras en 1991; de Master en Ingeniería Energética de la Universidad Federal de Itajuba en 2000; y su título de Doctor en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de São Paulo. Sus campos de investigación están relacionados con Eficiencia energética, calidad energética, fuentes renovables y gestión/mantenimiento de sistemas industriales.



Rafael Ayres Soares. - Nació en Rio de Janeiro, Brasil en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico por la Universidad Federal Fluminense (UFF) en 2020; Es Magíster en Ingeniería Eléctrica y en el PPGEET-UFF (2025). Sus campos de investigación están relacionados con el Sistemas Fotovoltaicos y los aspectos de instalación, regulación e impacto en la red eléctrica de estos sistemas, calidad de energía e luminotecnia.



Carlos Henriques Ventura do Rosário Oliveira. - Nació en Río de Janeiro, Brasil, en 1958. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Federal Fluminense (UFF) en 1983; Especialización en Servicios de Telecomunicaciones en la UFF en 2002; y su título de Maestro en Sistemas de Gestión en la Universidad Federal Fluminense, en Niterói, Brasil, en 2004. Se desempeña como profesor de la Universidad Federal Fluminense y sus campos de investigación están relacionados con la automatización y la luminotecnia.



Eduardo Lourenco de Sousa. - Nació en Río de Janeiro, Brasil, el 19 de noviembre de 1996, es Ingeniero Electricista, Máster y doctorando en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Federal Fluminense, con investigación de maestría orientada a la certificación de equipos de iluminación, con énfasis en seguridad, eficiencia y compatibilidad electromagnética, actuando profesionalmente en el mantenimiento de sistemas eléctricos de media y alta tensión en los sectores industrial y offshore, además de desarrollar actividades técnicas y académicas relacionadas con la ingeniería eléctrica en el doctorado.

Electrical Model of a Piezoelectric System for Generating Energy Through the Force Applied in a Step

Modelo Eléctrico de un Sistema Piezoeléctrico para Generación de Energía a Través de la Fuerza Aplicada en un Paso

D.P. Chacon¹
J.M. Salinas¹

 0000-0002-7761-5287 M.A. Romero¹
 0009-0005-3270-7072 L.I. Culcay¹

 0009-0007-0326-4799
 0009-0003-8505-8251

¹Universidad Politécnica Salesiana, Grupo de Investigación en Sistemas Mecatrónicos, Cuenca – Ecuador
E-mail: dchacon@ups.edu.ec, mromero@ups.edu.ec, jsalinasc4@est.ups.edu.ec, lculcayl@est.ups.edu.ec

Abstract

Piezoelectric systems have become important in exploring new methods of energy generation. When force is applied to a piezoelectric transducer, it undergoes mechanical deformation and generates a certain amount of energy. This energy can be used to transform the force exerted by a person's footsteps into electrical energy. Improving the efficiency of the mechanical-electrical conversion of piezoelectric materials could reduce our dependence on traditional energy sources. However, the lack of a specific model limits its practical application in energy storage. Although theoretical models exist, they are rarely validated against practical models. This document aims to simulate the operation of the PZT-51 piezoelectric transducer using its electrical model and considering its mechanical characteristics in energy storage applications. To validate the Simulink®-generated model, parameters such as dielectric permittivity, piezoelectric coefficient and loss factor were used, as provided by the manufacturer. This ensures that the results obtained are close to reality.

Resumen

Los sistemas piezoeléctricos han tomado relevancia al momento de explorar nuevos métodos de generación de energía. La deformación mecánica que se produce en un transductor piezoeléctrico al aplicar una fuerza sobre éste origina cierta cantidad de energía que puede emplearse para transformar la fuerza que ejerce una persona mediante una pisada en energía eléctrica. La eficiencia en la conversión mecánica-eléctrica del material piezoeléctrico puede reducir la dependencia de fuentes tradicionales. Sin embargo, la falta de un modelo específico limita la aplicación práctica en almacenamiento energético, aunque existen modelos teóricos su validación con modelos prácticos es casi nula. Este documento busca simular el funcionamiento del transductor piezoeléctrico PZT-51 a través de su modelo eléctrico tomando en consideración las características mecánicas, en aplicaciones de almacenamiento de energía. Para la validación del modelo generado en Simulink® se emplearon parámetros como la permitividad dieléctrica, el coeficiente piezoeléctrico y el factor de pérdida, proporcionados por el fabricante para garantizar que los resultados obtenidos se asemejan a la realidad.

Index terms— Piezoelectric, energy harvesting, force, real model.

Palabras clave— Piezoeléctrico, fuentes de energía, fuerza, modelo real.

Recibido: 10-11-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Chacon D.; Romero M.; Salinas J.; Culcay L.(2026) “Modelo Eléctrico de un Sistema Piezoeléctrico para Generación de Energía Través de la Fuerza Aplicada en un Paso”. Revista Técnica “*energía*”. No. 22, Issue II, Pp. El 114-121

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.723>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

La creciente necesidad de fuentes energéticas sostenibles ha incentivado el desarrollo de tecnologías capaces de capturar y reutilizar energía ambiental. Entre estas, los sistemas piezoelectricos han cobrado relevancia como una alternativa factible para la recolección de energía en entornos urbanos densamente poblados. Este enfoque se basa en la capacidad de ciertos materiales de generar electricidad cuando son sometidos a deformaciones mecánicas, lo cual, permite convertir vibraciones ambientales como las generadas por pisadas humanas en energía eléctrica [1].

Los materiales piezoelectricos cerámicos, como el titanato zirconato de plomo (PZT), han demostrado un alto rendimiento en términos de densidad energética y fiabilidad. En particular, el modelo PZT-51 se destaca por su elevado coeficiente piezoelectrico d33 su estabilidad bajo excitaciones cíclicas, y una buena relación entre su rigidez mecánica y sensibilidad eléctrica [2]. Estas propiedades lo convierten en un candidato ideal para aplicaciones donde la energía mecánica es de baja frecuencia, pero alta recurrencia como es el caso del tránsito peatonal urbano.

No obstante, la transición del laboratorio a aplicaciones reales presenta obstáculos fundamentales. Uno de ellos es la ausencia de modelos eléctricos validados y específicos para el material PZT-51 que permitan simular su respuesta de forma precisa bajo condiciones reales de carga, geometría y excitación. La mayoría de las aproximaciones disponibles utilizan modelos generalistas que no integran los parámetros físicos reales del material, lo que limita la capacidad predictiva y la eficiencia de los sistemas desarrollados [3].

Para abordar este vacío, el presente trabajo se fundamenta en el modelo eléctrico detallado en el documento técnico “Modelo de circuito equivalente Butterworth Van Dyke para transductores piezoelectricos” [4], donde se describe el comportamiento de materiales piezoelectricos mediante un circuito equivalente RLC en paralelo. En dicho modelo, la capacitancia representa la permitividad dieléctrica del material, la resistencia modela las pérdidas dieléctricas internas y la inductancia se asocia a la inercia mecánica equivalente del sistema. Este marco teórico permite aproximar el comportamiento dinámico del material piezoelectrico con mayor precisión que modelos idealizados no paramétricos.[6]

Proyectos como E-STEP, desarrollado por Ibáñez García [5], han demostrado que el diseño ergonómico de pavimentos inteligentes puede convertir el tránsito peatonal en una fuente de energía renovable, útil para iluminación de emergencia, sensores inalámbricos e incluso la carga de dispositivos móviles [10]. Estos prototipos integran materiales piezoelectricos en estructuras modulares que aprovechan la fuerza vertical

de la pisada para generar pulsos eléctricos. La validación experimental de E-STEP subraya la importancia de adaptar el diseño estructural y la configuración eléctrica del sistema a las características del material piezoelectrico utilizado, reforzando la necesidad de simulaciones específicas y precisas para optimizar su rendimiento en condiciones reales.[7]

La presente investigación, busca generar la respuesta de un modelo piezoelectrico, aplicando características propias de la fuerza que se ejerce al momento de realizar las pisadas, lo cual permite obtener una respuesta más cercana al funcionamiento real del dispositivo.

Las soluciones comerciales que se encuentran en el mercado son sistemas cerrados que no permiten escalabilidad, el modelo que se plantea con este documento corresponde a una arquitectura adaptable y abierta, planteándose como una plataforma conceptual que puede escalarse a modelos que se adapten a los contextos y realidades de su aplicación.

Con base en ese enfoque, se ha desarrollado una simulación del comportamiento eléctrico del material PZT-51 en el entorno Simulink, utilizando parámetros reales proporcionados por el fabricante He-Shuai Ltd. como permitividad dieléctrica, factor de perdida dieléctrica y coeficiente piezoelectrico. El objetivo principal es validar un modelo que permita optimizar la captación y almacenamiento de energía eléctrica en edificios mediante configuraciones de celdas en serie y paralelo. Se analiza también la viabilidad de escalar el sistema para alcanzar corrientes del orden de 1 amperio, mediante el uso coordinado de múltiples unidades piezoelectricas.

El documento se estructura para presentar primero la caracterización del material piezoelectrico PZT-51 mediante un modelo eléctrico RLC basado en parámetros reales. También se definen las condiciones de operación simulando pisadas humanas como fuente de excitación mecánica. Posteriormente se describe el modelado en Simulink, donde una fuente de corriente controlada alimenta un circuito RLC que representa la celda piezoelectrica, se detalla la señal de excitación utilizada, un impulso tipo campana diseñado para reproducir el impacto de una pisada humana sobre el material.

2. CARACTERIZACIÓN DEL MATERIAL PZT-51:

Según el modelo eléctrico estándar de materiales piezoelectricos descrito en el documento “Modelo de circuito equivalente Butterworth Van Dyke para transductores piezoelectricos,”, se considera una red RLC en paralelo como representación funcional del comportamiento eléctrico.[8]

Los parámetros técnicos proporcionados por el fabricante para el material piezoelectrico son:

- Permitividad dieléctrica (ϵ_{33}^t): 2250 [adimensional]
- Coeficiente piezoelectrónico (d_{33}): 460 pC/N
- Factor de pérdida dieléctrica ($\tan\delta$): 0.017

2.1 Condiciones de Operación

Para el modelo generado se toma en consideración las siguientes condiciones de operación:

- Carga mecánica simulada: 67.9 kg (masa de una persona promedio)
- Frecuencia de excitación: 3 Hz (simulando el ritmo de pisadas humanas)
- Capacitores:
 - a) $C_1 = 4.78 \text{ nF}$ (modela la capacitancia intrínseca del PZT-51)
 - b) $C_2 = 1.20 \text{ nF}$ (capacitancia parásita)
- Resistencia: $R = 1.57 \text{ M}\Omega$ (pérdidas dieléctricas)
- Inductancia: $L = 2.7 \mu\text{H}$ (inerzia mecánica del sistema)

Cuando una persona camina, su cuerpo interactúa dinámicamente con el suelo en cada paso. Aunque pueda parecer que simplemente transfiere su peso de un pie al otro el proceso es mucho más complejo. La pisada no solo aplica una fuerza vertical hacia el suelo, sino que involucra aceleraciones, frenado, despegue y deformación de materiales como el calzado, la superficie o incluso los músculos y articulaciones. Esta interacción genera energía mecánica pero gran parte de ella se dispersa o se pierde. Parte de la fuerza se convierte en calor, parte se amortigua en materiales que no transfieren correctamente la energía, y solo una pequeña fracción se canaliza de forma útil, por ejemplo, hacia un sistema piezoelectrónico. El cuerpo humano no fue diseñado para generar energía, sino para desplazarse de manera eficiente, lo que significa que su fuerza al caminar se distribuye en muchas direcciones y formas. Por eso, cuando se intenta captar esa energía, se debe reconocer que se está tomando solo un fragmento de todo lo que realmente se está generando [5].

Una persona de 68 kg con un 15 % de grasa corporal almacena alrededor de 384 MJ de energía química [11]. Durante la actividad de caminar, puede generar hasta 67 W de potencia mecánica a una frecuencia de 2 pasos por segundo. Suponiendo una velocidad de 1.5 m/s, esto equivale a una fuerza mecánica de aproximadamente 44.7 N. [5]

2.2 Cálculos para la Simulación Eléctrica del Piezoelectrónico PZT-51

Para realizar la simulación eléctrica del piezoelectrónico PZT-51 se requiere calcular ciertos parámetros como la permeabilidad del material empleando la fórmula (1):

$$\epsilon_{33}^t = 2250$$

$$\text{Permitividad del vacío } \epsilon_0 = 8.854 \times 10^{-12} \text{ C/N}$$

$$(\text{factor de pérdida dieléctrica}) \tan\delta = 0.017$$

$$\epsilon_{33}^t = \frac{\epsilon_{\text{material}}}{\epsilon_0} \quad (1)$$

$$\epsilon_{\text{material}} = \epsilon_{33}^t \times \epsilon_0$$

$$\epsilon_{\text{material}} = 2250 \times 8.854 \times 10^{-12}$$

$$\epsilon_{\text{material}} = 1.99 \times 10^{-8} \text{ F/M}$$

Capacitancia: Para el cálculo de la capacitancia piezoelectrónica se emplea la ecuación 2.

$$C_p = \epsilon_{33}^t \frac{A}{h} \quad (2)$$

Donde:

A corresponde al área superficial de los electrodos, h distancia entre los electrodos.

$$A = 3 \text{ cm}^2 = 3 \times 10^{-4} \text{ m}^2$$

$$h = 1 \text{ mm} = 0.001 \text{ m}$$

reemplazando se obtiene

$$C_p = 1.99 \times 10^{-8} \frac{3 \times 10^{-4}}{0.001}$$

$$C_p = 5.97 \times 10^{-9} \text{ F}$$

$$C_p = 5.97 \text{ nF}$$

$$C_1 = 80\% C_p = 4.78 \text{ nF}$$

$$C_2 = 20\% C_p = 1.20 \text{ nF}$$

Resistencia:

Los datos proporcionados por el fabricante permiten conocer los valores para una frecuencia de excitación de 1kHz, en este caso de estudio, la frecuencia de pasos de una persona es de 1-3Hz. La resistencia R_p modela las pérdidas internas a través de la ecuación (3), si la respuesta eléctrica tiene un ancho de banda alto, aunque el estímulo sea lento la respuesta eléctrica es rápida.

$$R_p = \frac{1}{2\pi f C_p \tan\delta} \quad (3)$$



Donde,

f corresponde a la frecuencia de excitación,

C_p capacitancia piezoelectrica

$\tan\delta$ factor de pérdida dieléctrica

$$R_p = \frac{1}{2\pi \times 1000 \times 5.97 \times 10^{-9} \times 0.017}$$

$$R_p = 1.57 M\Omega$$

Impedancia: La impedancia del modelo de piezoelectrico puede calcularse a partir de la formula (4).

$$f_r = \frac{1}{2\pi(\sqrt{L_p C_1})} \quad (4)$$

Donde para el cálculo de la frecuencia resonante (f_r) se emplea la inercia mecánica equivalente (5).

$$N_{33} = 1410$$

$$f_r = \frac{N_{33}}{h} \quad (5)$$

$$f_r = \frac{1410}{0.001} = 1.41 MHz$$

$$L_p = \frac{1}{(2\pi \times 1.41 \times 10^6)^2 4.78 \times 10^{-9}}$$

$$L_p = 2.7 \times 10^{-6} H$$

Corriente generada:

El cálculo de la corriente que genera un piezoelectrico (ec. 6) corresponde a la relación electromecánica entre la corriente generada y la fuerza aplicada en el piezoelectrico.

$$I = \lambda \times F \quad (6)$$

Donde:

λ corresponde al desplazamiento mecánico total y se calcula empleando la ecuación (7).

$$\lambda = d_{33} \times \frac{A}{h} \quad (7)$$

Donde,

d_{33} corresponde a la constante piezoelectrica del material que indica cuanta deformación ha sufrido.

A corresponde al área superficial de los electrodos,

h distancia entre los electrodos.

$$\lambda = 460 \times 10^{-12} \frac{3 \times 10^{-4}}{1 \times 10^{-3}}$$

$$\lambda = 1.38 \times 10^{-10} C/N$$

$$I = 1.38 \times 10^{-10} \times 664.1$$

$$I = 9.16 \times 10^{-9} A$$

2.3 Frecuencia de Resonancia y Antirresonancia

En dispositivos piezoelectricos, la frecuencia de resonancia corresponde al punto donde la impedancia eléctrica es mínima lo que favorece una máxima conversión de energía mecánica en eléctrica. Esto ocurre cuando la reactancia inductiva y capacitativa se anulan generando una corriente elevada ante una excitación de frecuencia coincidente.

La frecuencia de antirresonancia, en cambio, se caracteriza por una impedancia máxima. En este estado, la transferencia energética se reduce drásticamente, ya que la reactancia se vuelve predominantemente capacitativa o inductiva. En discos cerámicos piezoelectricos, suele ubicarse ligeramente por encima de la resonancia y delimita la banda de operación eficiente.[9]

Ambas frecuencias dependen de las propiedades físicas y geométricas del material. En modelos eléctricos tipo RLC, se identifican como puntos críticos en la respuesta de amplitud del sistema detectables mediante un barrido de frecuencia clave para optimizar la captación energética.

Frecuencia de resonancia (8):

$$fr = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{em} \cdot C_{em}}} \quad (8)$$

$$fr = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{2.7 \mu H \cdot 0.78 nF}} = 1.402 MHz$$

Donde,

L_{em} corresponde a la inductancia electromecánica y,

C_{em} a la capacitancia electromecánica.

Ctotal capacitancia total (9)

$$C_{total} = \frac{C_{em} \cdot C_p}{C_{em} + C_p} \quad (9)$$

$$C_{total} = \frac{4.78 nF \cdot 1.20 nF}{4.78 nF + 1.20 nF} = 0.9599 nF$$

$$= 0.9599 \times 10^{-9}$$

Frecuencia de antirresonancia (9):

$$fa = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{L_{em} \cdot C_{total}}} \quad (10)$$

$$fa = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{2.7 \mu H \cdot 0.9599 nF}} = 3.126 MHz$$

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO RLC (BUTTERWORTH–VAN DYKE)

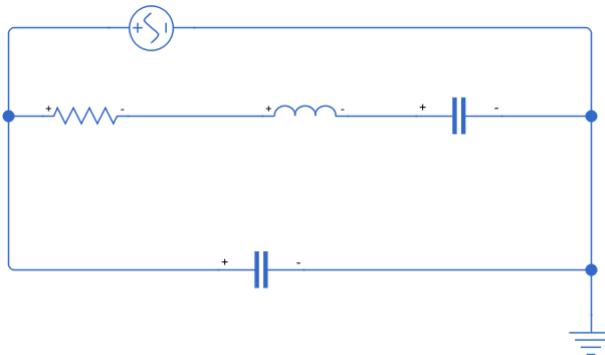


Figura 1: Circuito RLC Equivalente de un Piezoelectrónico

El circuito implementado en la simulación representa una única celda piezoelectrónica mostrado en la figura 1, modelada como un generador de corriente controlada que alimenta una red pasiva compuesta por una resistencia, una inductancia y una capacitancia conectadas en paralelo (modelo RLC). Esta configuración corresponde a una representación estándar del comportamiento eléctrico de un material piezoelectrónico polarizado transversalmente tal como se establece en modelos de equivalencia eléctrica ampliamente aceptados en la literatura técnica.

Dicho modelo, también conocido como circuito equivalente Butterworth–Van Dyke (BVD), es utilizado de manera recurrente para describir la respuesta dinámica de materiales piezoelectrónicos tanto en régimen transitorio como en estado estable. En este enfoque, la capacitancia simboliza la permitividad dieléctrica del material bajo campo constante, la resistencia representa las pérdidas internas debidas a disipación dieléctrica y efectos parásitos, mientras que la inductancia modela la inercia mecánica y resonancia estructural del sistema bajo excitación periódica.

Esta abstracción no solo permite emular de forma precisa el acoplamiento entre el estímulo mecánico y la salida eléctrica, sino que también facilita el análisis en plataformas de simulación como Simulink, donde los bloques eléctricos pueden relacionarse directamente con parámetros físicos extraídos del material real. En consecuencia, el uso del modelo BVD proporciona una base robusta para el diseño y validación de sistemas de captación energética basados en materiales piezoelectrónicos, asegurando coherencia entre los resultados simulados y el comportamiento esperado bajo condiciones reales de operación.

3.1 Análisis de la Señal de Salida

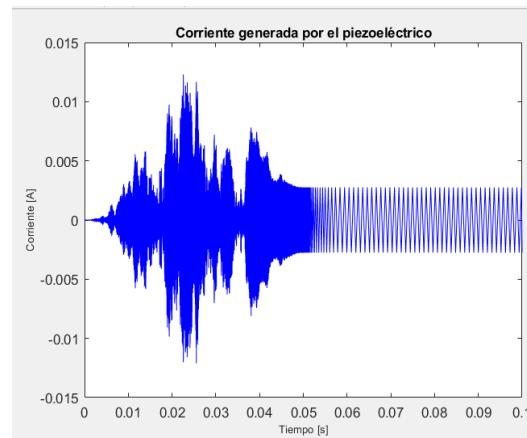


Figura 2: Corriente Generada por un Piezoelectrónico

La Figura 2 muestra la señal de corriente generada por una celda piezoelectrónica PZT-51 sometida a una excitación mecánica periódica simulada. Esta respuesta fue obtenida a partir de un modelo eléctrico equivalente tipo RLC excitado por una fuente de corriente proporcional a una señal tipo campana, representando una pisada humana breve sobre la superficie del transductor.

La señal de excitación empleada se ha generado a la frecuencia de resonancia calculada empleando una señal tipo campana para obtener una simulación más real tomando en consideración una fuente mecánica irregular con impactos repetitivos.

Se observa una respuesta transitoria inicial caracterizada por un crecimiento rápido de la amplitud de corriente, con múltiples oscilaciones de alta frecuencia superpuestas. Este comportamiento refleja el acoplamiento dinámico entre la fuerza aplicada y la respuesta resonante del sistema piezoelectrónico. La corriente alcanza picos de aproximadamente ± 0.012 A durante los primeros 22 milisegundos, momento en el cual la excitación alcanza su máximo valor.

A partir de los 0.04 segundos, se evidencia un amortiguamiento progresivo en la señal, producto de la disipación interna del sistema modelada por la resistencia equivalente en el circuito. La fase final muestra una oscilación decreciente con frecuencia estable, lo que indica que el sistema entra en una etapa dominada por su respuesta natural, ya sin influencia de la fuente externa.

Este resultado valida el modelo eléctrico adoptado, mostrando un comportamiento realista ante cargas dinámicas, y confirma que una sola celda puede generar corrientes en el orden de miliamperios durante eventos breves. Además, permite inferir que la integración de múltiples celdas en paralelo puede escalar esta salida hacia magnitudes más útiles para sistemas de recolección energética urbana.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El modelo eléctrico implementado en Simulink representa una aproximación funcional y físicamente coherente del comportamiento piezoeléctrico del material PZT-51 bajo excitación mecánica periódica. La configuración general consiste en una fuente de corriente controlada que inyecta una señal proporcional a la fuerza externa aplicada, alimentando una red RLC en paralelo. Esta topología se corresponde con el modelo eléctrico equivalente clásico de un transductor piezoeléctrico polarizado transversalmente.

La fuente de corriente simulada está conectada a un arreglo paralelo de:

- Una resistencia que representa las pérdidas dieléctricas internas del material calculada como $R = 1.57 \text{ M}\Omega$
- Una capacitancia equivalente a la permitividad dieléctrica del material

$$C = 4.78 \text{ nF}$$

- Una inductancia que modela la inercia mecánica equivalente de la estructura deformada $L=2.7 \mu\text{H}$

Estas magnitudes fueron calculadas directamente a partir de los parámetros físicos reales del material PZT-51 suministrados por el fabricante He-Shuai Ltd. lo que garantiza que el modelo simulado no se basa en supuestos arbitrarios sino en características específicas del compuesto piezoeléctrico empleado.

La fuerza mecánica de entrada es generada por una onda senoidal con frecuencia de 3 Hz y amplitud de 666 N, que simula el impacto rítmico de una pisada humana. Esta entrada es transformada en una corriente de excitación mediante una constante de proporcionalidad basada en la relación: $I(t)=d_{33}A\cdot F(t)$ donde $d_{33}=460 \text{ pC/N}$ y A es el área efectiva de carga del sensor. Esta transformación asegura que la magnitud de la corriente generada esté en el rango de microamperios, tal como se observa en estudios experimentales de dispositivos piezoeléctricos bajo carga dinámica.

El voltaje resultante, medido en los extremos del arreglo RLC, presenta un comportamiento oscilatorio amortiguado cuya amplitud varía entre 1.2 y 2 V en régimen estacionario. Esta respuesta es consistente con los valores esperados en sistemas piezoeléctricos de baja frecuencia operando en condiciones similares, lo que refuerza la validez del modelo. Además, las formas de onda generadas reflejan la interacción armónica entre la reactancia inductiva, la capacitancia y la disipación resistiva del material.

4.1 Descripción de la Señal de Excitación Utilizada en la Simulación

Para modelar la carga mecánica aplicada sobre la celda piezoeléctrica se diseñó una señal temporal de tipo campana que simula la pisada humana, caracterizada por un impulso breve y localizado en el tiempo.

El vector de tiempo t abarca desde 0 hasta 1 segundo, con un paso temporal de 1 milisegundo, lo que proporciona una resolución adecuada para capturar la dinámica transitoria del sistema frente a la excitación.

La señal de fuerza se define mediante una función gaussiana centrada en 0.2 segundos con un ancho que produce una duración aproximada de 60 milisegundos para la pisada.

Esta forma de señal permite reproducir un estímulo suave y realista, representando cómo la fuerza ejercida por el paso humano varía en el tiempo durante el contacto con el material piezoeléctrico.

Los vectores de tiempo y fuerza se combinan en una matriz que se emplea como entrada directa para la simulación en Simulink, facilitando la aplicación dinámica de la carga sobre el modelo eléctrico equivalente.

4.2 Configuración del Sistema Piezoeléctrico:

Una vez determinados el voltaje y la corriente generados por el único elemento piezoeléctrico, procedemos a analizar la configuración más

adecuada para alcanzar el objetivo de energía. En este análisis determinamos que el voltaje inducido es significativamente mayor que la corriente obtenida, por lo tanto, se optó por implementar una conexión en

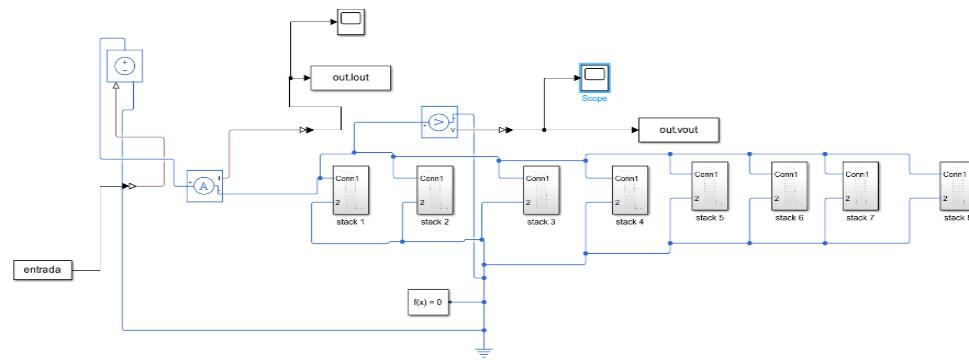


Figura 3: Representación del Sistema

paralelo entre múltiples elementos piezoeléctricos, lo que nos permitió incrementar la corriente total del sistema. La configuración eléctrica del sistema piezoeléctrico influye directamente en su rendimiento. Cárdenas Ramírez [6] concluye que la conexión en paralelo entre múltiples celdas permite escalar la corriente generada, optimizando así la captación energética en aplicaciones urbanas.

La configuración final del sistema consiste en un Stack formado por 10 transductores piezoeléctricos PZT-51 conectados en paralelo y replicando en un conjunto total de 8 Stack para captar el máximo de energía bajo condiciones lo más reales posibles de excitación mecánica.

En la figura 3 representamos el modelo eléctrico utilizado para simular el voltaje inducido por una baldosa piezoeléctrica bajo condiciones de excitación mecánica. Incluye componentes equivalentes como fuentes de corriente, capacitancias parásitas y elementos de carga, los cuales permiten evaluar la respuesta dinámica en tensión ante variaciones de frecuencia y amplitud de la excitación. Esta configuración posibilita el estudio detallado del comportamiento transitorio, resonancia y eficiencia energética del sistema piezoeléctrico dentro de un entorno controlado y reproducible.

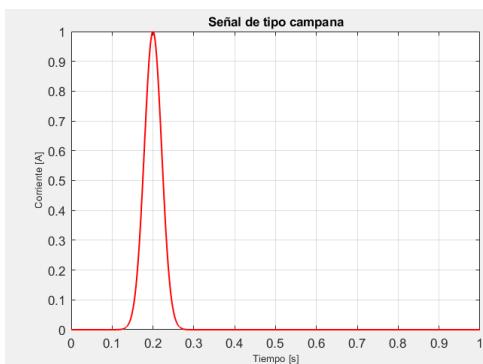


Figura 4: Señal de Corriente Generado por el Sistema de 8 Stacks de Piezoeléctricos

En la figura 4 podemos ver la señal de corriente generada durante la simulación en el eje vertical y en el eje horizontal que es el tiempo podemos visualizar el comportamiento del sistema final, el valor máximo de la corriente registrada.

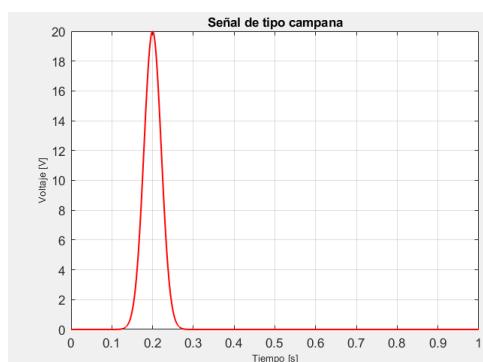


Figura 5: Señal de Voltaje Generado por el Sistema de 8 Stacks de Piezoeléctricos.

La figura 5 muestra la evolución temporal del voltaje generado en el eje vertical y el tiempo en el eje horizontal del sistema final. Se observa un pulso agudo correspondiente al pico de tensión máximo, indica el instante de mayor generación de energía por el sistema final.

Los resultados obtenidos al trabajar con un sistema de elementos piezoeléctricos constituyen a un modelo generado bajo condiciones ideales, considerando que la excitación en cada pisada tendrá el mismo impacto en todas las celdas.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este trabajo presenta un modelo eléctrico simplificado del material piezoeléctrico PZT-51 basado en parámetros reales, y su implementación en un entorno de simulación. Los resultados obtenidos indican que, bajo condiciones dinámicas similares al paso humano, el material es capaz de generar señales de voltaje de 20 voltios con corrientes de hasta 1 amperio pudiendo emplearse para aplicaciones de captación energética.

En este estudio se ha logrado demostrar que la generación de energía mediante transductores piezoeléctricos es factible y eficiente cuando se diseña un modelo eléctrico adecuado y se simulan lo más cercano a las condiciones realistas de excitación mecánica. A partir del análisis de un solo transductor y su posterior disposición final del sistema basada en stacks se alcanzó una corriente de salida cercana a 1 A. Estos resultados no solo evidencian el potencial del enfoque adoptado, sino que también nos permite aplicar en futuros proyectos orientadas a la generación y almacenamiento de energía renovable, especialmente en entornos urbanos o de alto tránsito peatonal, donde la integración de este tipo de tecnologías puede contribuir a soluciones sostenibles, autosuficientes y de bajo impacto ambiental.

El modelo, aunque limitado, permite aproximarse a una validación conceptual del diseño sin requerir prototipos físicos en la etapa inicial. Se recomienda ampliar el modelo a sistemas acoplados mecánico-eléctricos completos, e incluir validación experimental para ajustar la predicción a condiciones reales.

En trabajos posteriores debe realizar un estudio minucioso de las características mecánicas del piezoeléctrico, de tal manera que puedan incluirse en un estudio completo del modelo planteado en el presente documento.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Z. Leí, B. X. Tian y Q. Feng. "Recolección de energía piezoeléctrica a partir de la marcha humana mediante un mecanismo de amplificación de dos etapas". ScienceDirect. Accedido el 14 de abril de 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219318353>

- [2] B. Zubair, P. Riffat Asim y Q. Faisal. "Generación de energía eléctrica utilizando material piezoelectrónico de titanato de circonato de plomo (PZT-5A) : Verificaciones analíticas, numéricas y experimentales". Home page. Accedido el 28 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible: https://iris.uniroma1.it/bitstream/11573/1019687/1/Elahi_Generation_2016.pdf
- [3] M. Farnsworth, A. Tiwari y R. Dorey. "Modelización, simulación y optimización de un recolector de energía piezoelectrónica". ScienceDirect. Accedido el 9 de abril de 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212827114009718>
- [4] A. Kevin and S. Ordoñez, "Modelo de circuito equivalente Butterworth Van Dyke para transductores piezoelectrónicos," CD 12360, Documento técnico interno, 24 de agosto de 2022.
- [5] J. Ibáñez García, E-STEP: Generador piezoelectrónico. Aplicación a escaleras, Proyecto Final de Carrera, Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, 2012.
- [6] A. Menéndez Melé y A. Arribalzaga Jové. "Desarrollo de un prototipo de baldosa generadora de energía eléctrica a partir de la piezoelectricidad y almacenamiento de la energía producida". UPCommons :: Inici. Accedido el 18 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible: <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/b3c5ad59-ae56-4cb6-9792-f5930bab4eaf/content>
- [7] J. Cardenas Ramirez. "Configuración, material y eficiencia de sistemas piezoelectrónicos para la generación de energía eléctrica". repositorio.ucv. Accedido el 18 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible: https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/107176/Cardenas_RJ-SD.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [8] N. Martínez, "Energía piezoelectrónica: Aprovechando el movimiento humano para generar electricidad," Renovables Verdes, [En línea]. Disponible: <https://www.renovablesverdes.com/energia-piezoelectrica-convierte-movimiento-humano-en-electricidad/>
- [9] M. A. Salazar Lozano, L. G. Butzmann Álvarez, O. A. García Cano y M. Parra Escobedo, "Walking Energy: Generador de energía por pisada," Tecnológico Nacional de México/Instituto Tecnológico de Durango, México, 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.eumed.net/uploads/articulos/e9f1501a443fc2252f99b6e9dce62c8a.pdf>
- [10] M. Martínez Eukliadias, "Piezoelectricidad: usando las pisadas de los ciudadanos para generar energía," Tomorrow.City, 16 de noviembre de 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.tomorrow.city/es/piezoelectricidad-generar-energia-con-movimiento/>
- [11] Starner, T., & Paradiso, J. A. (2004). Human generated power for mobile electronics. Low-power electronics design, 45, 1-35.



Diego Paul Chacón Troya. - Nació en Loja, Ecuador en 1976. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana en 2000; de Máster en Domótica y Hogar Digital de la Universidad Politécnica de Madrid, en 2012; y de Maestro en Administración de Energías y sus Fuentes Renovables en 2016, en el Instituto Tecnológico de Monterrey, México.



Mónica Alexandra Romero Sacoto. - Nació en Azogues en 1987. Recibió su título de Ingeniera Electrónica de la Universidad Politécnica Salesiana en 2012; de Máster en Mecatrónica y Robótica en el Universidad de Investigación de Moscú, Instituto de Energía de Moscú.



Josselin Maribel Salinas Cañar. - Nació en Cuenca, Ecuador. Actualmente cursa el séptimo nivel de la carrera de Mecatrónica en la Universidad Politécnica Salesiana.



Leslie Iveth Culcay Lozano. - Nació en Cuenca, Ecuador. Actualmente cursa el séptimo nivel de la carrera de Mecatrónica en la Universidad Politécnica Salesiana.

Energy Subsidies and Urban Consumption in Ecuador: Distortions and Pathways for Transition

Subsidios Energéticos y Comportamiento de Consumo Urbano en Ecuador: Distorsiones y Alternativas para una Transición

G.F. Araujo^{1,2}ID 0000-0003-4555-1087 J.A. Robalino^{1,2}

ID 0000-0002-4809-5606

¹Departamento de Estudios Organizaciones y Desarrollo Humano, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador²Observatorio de la Organización y la Industria - O2I, Escuela Politécnica Nacional, EcuadorE-mail: gabriela.araujo@epn.edu.ec; andres.robalino@epn.edu.ec

Abstract

Since the 1970s, energy subsidies in Ecuador have sought to guarantee universal access, but they have distorted urban consumption by fostering inefficiency, dependence on fossil fuels, and inequality. This study examines how artificially low prices have discouraged clean technologies and hindered energy efficiency, particularly affecting the urban residential sector. Using a bottom-up approach, tariff sensitivity is evaluated through segmentation models with 16 and 7 variables, applying independence tests to identify significant redistributions. The results reveal structural stability in energy profiles, which supports the proposal of a gradual transition toward more rational pricing, accompanied by targeted policies, eco-innovation, and compensation for the most vulnerable, as a pathway to a more sustainable, equitable, and fiscally responsible energy matrix.

Resumen

Desde los años 70, los subsidios energéticos en Ecuador han buscado garantizar el acceso universal, pero han distorsionado el consumo urbano, promoviendo inefficiencia, dependencia de combustibles fósiles y desigualdad. Este estudio analiza cómo los precios artificialmente bajos han desincentivado tecnologías limpias y obstaculizado la eficiencia energética, afectando especialmente al sector residencial urbano. Mediante un enfoque bottom-up, se evalúa la sensibilidad tarifaria a través de modelos de segmentación con 16 y 7 variables, aplicando pruebas de independencia para identificar redistribuciones significativas. Los resultados evidencian estabilidad estructural en los perfiles energéticos, lo que permite proponer una transición gradual hacia precios más racionales, con políticas focalizadas, eco-innovación y compensación para los más vulnerables, como vía hacia una matriz energética más sostenible, equitativa y fiscalmente responsable.

Index terms— Household energy consumption, Consumption patterns, Subsidies, Energy policy, Ecuador.

Palabras clave—Consumo energético doméstico, Patrones de consumo, Subsidios, Política energética, Ecuador.

Recibido: 03-12-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Araujo, G.; Robalino, A. (2026). "Subsidios energéticos y comportamiento de consumo urbano en Ecuador: distorsiones y alternativas para una transición". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 122-135

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.742>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

Ecuador, al igual que muchos países de América Latina, ha sostenido históricamente una política de subsidios energéticos con fines redistributivos y de acceso social. Desde 1974, el Estado implementó subsidios generalizados a los derivados del petróleo —principalmente al gas licuado de petróleo (GLP), gasolina y diésel— y posteriormente también a la electricidad [1]. Estas medidas, inicialmente justificadas por la bonanza petrolera, se consolidaron como una forma de política social indirecta.

Sin embargo, esta estrategia ha generado efectos no deseados. Los precios artificialmente bajos han incentivado un uso intensivo de energía, promoviendo tecnologías ineficientes y prácticas poco sostenibles, tanto en el transporte como en los hogares [2]. En el sector residencial urbano —que representa el 13,20% de la demanda energética nacional— el GLP y la electricidad subsidiados han moldeado profundamente los patrones de consumo [3].

El objetivo de este trabajo es analizar cómo los subsidios energéticos han configurado el comportamiento del consumidor residencial urbano en Ecuador, integrando evidencia empírica, segmentación de hogares y un marco teórico-conceptual. Se propone, además, alternativas de transición energética socialmente justas, siguiendo el modelo planteado en trabajos previos [4], [5]. Para ello, se utilizan datos primarios recolectados en las dos principales ciudades del país: Quito y Guayaquil.

La formulación de políticas tarifarias en el sector energético requiere herramientas analíticas capaces de capturar la heterogeneidad socioeconómica de los hogares y anticipar sus respuestas ante variaciones en los precios de combustibles como el GLP y la gasolina. En contextos urbanos marcados por desigualdades estructurales y dinámicas informales, resulta clave identificar patrones de consumo energético que permitan diseñar estrategias de focalización más equitativas y sostenibles.

Este estudio propone una evaluación estadística de la sensibilidad tarifaria mediante un enfoque bottom-up, basado en la segmentación de hogares urbanos a partir de variables diferenciadoras. Se construyen clústeres energéticos utilizando dos modelos: uno completo con 16 variables y otro simplificado con 7 variables, ambos orientados a capturar perfiles estructurales relevantes para la política pública. A través de la aplicación de pruebas de independencia de Chi-cuadrado, se analiza si los cambios en los precios del GLP y la gasolina generan redistribuciones significativas en la composición de los clústeres.

Lo novedoso de este trabajo radica en la simulación de escenarios de cambio tarifario, utilizando primero un modelo multivariable con 16 variables y luego una versión refinada con 7 variables clave. Los resultados

permiten contrastar la estabilidad de los perfiles energéticos frente a escenarios tarifarios alternativos, aportando evidencia empírica para sustentar decisiones de política con menor riesgo de distorsión distributiva.

La robustez estadística observada en ambos modelos habilita una segunda fase de análisis centrada en la vulnerabilidad y la focalización, incorporando criterios cualitativos y territoriales que complementan la segmentación estructural. Este enfoque busca contribuir al diseño de mecanismos tarifarios más justos, resilientes y alineados con los objetivos de inclusión energética y sostenibilidad.

2. METODOLOGÍA

La presente investigación se fundamenta en el modelo conceptual desarrollado en [6], el cual articula cinco dimensiones clave: desarrollo sostenible, ODS 2030, eco-innovación, impulsores del consumo y contexto energético local. A partir de esta base, se aplica una metodología cuantitativa basada en análisis de conglomerados, utilizando el algoritmo K-means sobre una muestra de 1.094 encuestas aplicadas en Quito y Guayaquil.

Siguiendo los lineamientos metodológicos de [4]–[7], se adopta un enfoque bottom-up que permite caracterizar el comportamiento del consumidor desde la base social, en lugar de partir de agregados macroeconómicos. Este enfoque facilita la identificación de patrones diferenciados de consumo energético, vulnerabilidad y disposición al cambio, con base en variables observadas directamente en los hogares.

Como punto de partida, se retoman los modelos de segmentación construidos en el estudio previo [6], que identifican tres clústeres de hogares urbanos (HT1, HT2 y HT3) a partir de un conjunto estructurado de 16 variables agrupadas en cuatro categorías: características espaciales y sociodemográficas, estructura familiar y habitacional, infraestructura y patrones de consumo energético, y proceso de ecoinnovación. Posteriormente, se realiza una depuración estadística para identificar un subconjunto de siete variables diferenciadoras con mayor poder explicativo, centradas en ingreso, gasto energético, nivel educativo, tipo de vivienda y equipamiento tecnológico.

Con base en estos dos modelos —el completo de 16 variables y el simplificado de 7 variables— se simulan seis escenarios de reforma tarifaria, que modifican progresivamente los precios del GLP y la gasolina bajo el supuesto de ingresos constantes.

Los escenarios considerados son: i) condiciones actuales de subsidios, ii) GLP ajustado a \$5,00 por cilindro, iii) GLP ajustado a \$10,00 por cilindro, iv) GLP ajustado a \$15,00 por cilindro, v) GLP ajustado a \$20,00 por cilindro y vi) eliminación total de subsidios a la gasolina. Para cada escenario, se analiza la redistribución de hogares entre los tres clústeres, permitiendo observar

la sensibilidad estructural del modelo frente a variaciones tarifarias.

Una vez obtenidas las segmentaciones por escenario, se construyen matrices de distribución que permiten comparar la composición de los clústeres en cada caso. Finalmente, se aplica una prueba de Chi-cuadrado para tablas de contingencia, con el objetivo de evaluar si las diferencias observadas entre escenarios son estadísticamente significativas. Esta prueba permite determinar si los ajustes tarifarios generan redistribuciones relevantes en la segmentación, o si, por el contrario, el modelo refleja perfiles estructurales resistentes a cambios coyunturales.

En esta etapa, se comparan los tres tipos de hogares (HT1, HT2, HT3) a través de los seis escenarios tarifarios, evaluando la sensibilidad de la segmentación frente a variaciones en los precios del GLP y la gasolina. Además, se refuerza el análisis mediante comparaciones específicas entre el Escenario 1 y los cinco escenarios restantes, lo que permite identificar posibles desviaciones puntuales en la distribución por clúster.

La consistencia de los resultados —tanto en el modelo completo de 16 variables como en el simplificado de 7 variables— sugiere que los perfiles energéticos definidos por el modelo presentan una alta estabilidad estructural. Esta evidencia estadística constituye una base sólida para el diseño de estrategias de focalización tarifaria y protección social, orientadas a mitigar impactos distributivos sin comprometer la equidad energética ni la sostenibilidad fiscal.

3. RESULTADOS

3.1 Subsidios Energéticos y Estructura de Demanda en Ecuador

La política de subsidios energéticos en Ecuador ha configurado una matriz de consumo distorsionada, donde los precios subsidiados han incentivado el uso intensivo de combustibles fósiles y electricidad en sectores clave. Este apartado presenta una visión integrada de la demanda energética nacional, desagregada por sectores y tipos de energía, con énfasis en los efectos económicos y estructurales de los subsidios vigentes.

El sector residencial representa el 13,20% de la demanda energética nacional [3] y concentra el 88,00% de los usuarios del sistema eléctrico [8]. Los hogares urbanos consumen principalmente gas licuado de petróleo (GLP) y electricidad, con una marcada dependencia del primero para cocinar: aproximadamente 85,00% de los hogares utilizan cilindros de 15 kg, ofrecidos a un precio fijo de \$1,60, mientras que su costo real se estima en \$15,00 [9], [10]. Esta diferencia ha generado una alta dependencia del GLP y ha dificultado la adopción de tecnologías más limpias, como las cocinas de inducción.

En cuanto a la electricidad, el gobierno ecuatoriano introdujo en julio de 2007 la denominada “tarifa de dignidad”, fijada en \$0,04 por kWh para clientes residenciales de bajo consumo, como parte de un esquema de subsidio cruzado. Aunque esta medida buscaba aliviar el gasto energético de los hogares más vulnerables, los costos reales de generación y distribución han permanecido elevados. En 2022, el precio promedio alcanzó \$0,0929 por kWh (Ministry of Energy and Mines, 2022), y estudios especializados estiman que el costo real podría oscilar entre \$0,14 y \$0,16 por kWh [11].

El sector transporte constituye el principal consumidor de derivados del petróleo en Ecuador, con una participación superior al 40,00% en la demanda energética nacional [3]. Esta alta dependencia se refleja en las cifras de importación de combustibles: en 2021, el país adquirió 56,898 mil barriles de derivados, distribuidos en 41,80% diésel, 31,50% gasolina y 22,50% GLP [12]. Los precios subsidiados han sido un factor determinante en el sostenimiento de esta demanda. Por ejemplo, en 2016, el precio por litro de gasolina en Ecuador era de \$0,61, mientras que en países vecinos como Colombia y Perú alcanzaba \$0,68 y \$0,99, respectivamente; en el caso del diésel, el precio local era de \$0,29/litro, frente a \$0,64/litro en Colombia y \$0,88/litro en Perú [13]. Para corregir estas distorsiones, el Estado ecuatoriano ha iniciado reformas graduales. El Decreto Ejecutivo 619, emitido el 26 de diciembre de 2018, liberalizó el precio de la gasolina súper, permitiendo su ajuste según el valor de mercado [14]. Posteriormente, el Decreto Ejecutivo 1054, del 19 de mayo de 2020, estableció un sistema de comercialización mensual para los combustibles, con bandas de fluctuación de precios controladas por el gobierno, aplicables a la gasolina extra y al diésel [15]. Estas medidas buscan garantizar cierta estabilidad mientras se avanza hacia una liberalización progresiva.

Aunque menos beneficiados por subsidios directos, los sectores industrial y comercial presentan distorsiones tarifarias que afectan su competitividad y eficiencia energética. El sector industrial representa apenas el 2,00% de los usuarios eléctricos, pero consume aproximadamente el 20,00–22,00% de la demanda energética nacional, debido al uso intensivo de energía en procesos térmicos, productivos y de transformación [3], [8]. Este sector accede a tarifas diferenciadas según la potencia contratada y el horario de consumo, lo que genera incentivos específicos pero también desigualdades frente a otros sectores.

El sector comercial, que agrupa al 10,00% de los usuarios eléctricos, representa entre el 8,00-10,00% del consumo energético nacional [3], [8], utilizando energía principalmente para iluminación, climatización, refrigeración y operación de equipos electrónicos. Aunque no recibe subsidios directos como el residencial, se ve afectado por la estructura tarifaria heredada, que no



siempre refleja el costo real del servicio. En zonas urbanas, la densidad de carga y la estacionalidad del consumo comercial generan desafíos para la planificación energética y la asignación de precios.

Por otro lado, el sector agrícola, aunque con menor visibilidad en los balances energéticos, presenta una demanda energética relevante en zonas rurales, especialmente para bombeo de agua, riego tecnificado y maquinaria agrícola. Este sector se beneficia indirectamente del subsidio al diésel, utilizado en tractores, generadores y sistemas de bombeo. Su participación en la demanda energética nacional se estima entre 5,00-7,00%, y aunque no figura entre los principales consumidores [3], su impacto territorial y su vulnerabilidad ante reformas energéticas justifican una atención diferenciada en el diseño de políticas públicas.

Si bien los subsidios energéticos han cumplido históricamente una función social, su permanencia ha generado una matriz de consumo desequilibrada, con efectos negativos sobre la sostenibilidad fiscal, la eficiencia energética y la equidad intersectorial. La brecha entre precios subsidiados y costos reales no solo incentiva el uso intensivo de combustibles fósiles en el transporte y el sector residencial, sino que también introduce distorsiones tarifarias en los sectores industrial, comercial y agrícola, afectando la asignación eficiente de recursos. Las reformas iniciadas por el Estado ecuatoriano —como la liberalización parcial de precios y la implementación de bandas de ajuste— representan avances importantes, pero aún insuficientes frente a la magnitud del desafío. Una transición energética justa y ordenada requiere revisar integralmente el esquema de subsidios, incorporar criterios de desempeño ambiental y eficiencia, y diseñar mecanismos de compensación focalizados que protejan a los hogares vulnerables sin perpetuar prácticas ineficientes. Solo así será posible construir una política energética coherente con los objetivos de sostenibilidad, competitividad y equidad que demanda el contexto actual.

3.2 Segmentación de Hogares y Efecto de los Subsidios

Estudiar el sector residencial urbano es clave para comprender cómo las políticas energéticas impactan directamente en los hogares, revelando patrones de consumo, elasticidades frente a cambios tarifarios y barreras estructurales para la adopción de tecnologías más limpias [16], [17]. Este sector actúa como un termómetro social y técnico: concentra la mayor cantidad de usuarios, refleja desigualdades en el acceso energético y permite identificar los efectos reales de los subsidios sobre la eficiencia, la equidad y la sostenibilidad. Además, su análisis ofrece una base empírica para diseñar estrategias de transición energética que sean socialmente viables y técnicamente efectivas [4].

Esta caracterización se fortalece mediante un enfoque bottom-up que permite capturar la variabilidad energética y actitudinal de los hogares urbanos a través de un conjunto estructurado de 16 variables, agrupadas en cuatro categorías analíticas: características espaciales y sociodemográficas, estructura familiar y habitacional, infraestructura y patrones de consumo energético, y proceso de ecoinnovación [6]. Este marco metodológico facilita la segmentación de perfiles de consumo y la identificación de patrones diferenciados, fundamentales para el diseño de políticas públicas focalizadas y sostenibles.

3.2.1 Características espaciales y sociodemográficas (SSC)

Esta categoría recoge variables que permiten ubicar geográficamente al hogar y comprender su contexto económico y de gasto energético. Incluye:

- **SSC1:** Desagregación geográfica
- **SSC2:** Ingreso mensual
- **SSC3:** Gasto energético mensual

Estas variables son fundamentales para establecer correlaciones entre ubicación, capacidad de pago y presión tarifaria.

3.2.2 Estructura familiar y habitacional (FHS)

Agrupa variables que describen la composición del hogar y las características físicas de la vivienda, relevantes para el análisis de demanda energética estructural. Incluye:

- **FHS1:** Número de miembros del hogar
- **FHS2:** Género del jefe de hogar
- **FHS3:** Edad del jefe de hogar
- **FHS4:** Nivel educativo del jefe de hogar
- **FHS5:** Tipo de vivienda

Estas variables permiten identificar condiciones de vulnerabilidad, potencial de adopción tecnológica y segmentación por ciclo de vida.

3.2.3 Infraestructura y patrones de consumo energético (ICP)

Esta categoría recoge variables que reflejan el equipamiento del hogar y sus hábitos de consumo energético, tanto eléctrico como de transporte. Incluye:

- **ICP1:** Total de electrodomésticos
- **ICP2:** Total de dispositivos electrónicos
- **ICP3:** Número de vehículos propios
- **ICP4:** Tiempo semanal de uso de vehículos propios

Estas variables permiten estimar la carga energética instalada, la intensidad de uso y la dependencia de combustibles fósiles.

3.2.4 Proceso de ecoinnovación (EIP)

Agrupa variables que evalúan el nivel de conciencia ambiental, disposición al cambio y actitud frente a la



transición energética. Incluye:

- **EIP1:** Promedio de noción y etapa de reflexión
- **EIP2:** Promedio de etapa cognitiva
- **EIP3:** Promedio de etapa de experimentación y adopción
- **EIP4:** Promedio de etapa de actitud y estilo de vida

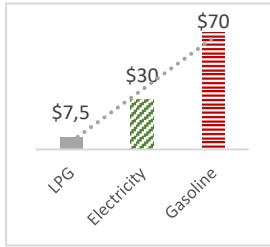
Estas variables permiten identificar el grado de madurez del consumo responsable del hogar.

Es así como este modelo permite construir clústeres con perfiles diferenciados, como los segmentos HT1, HT2 y HT3, y ofrece una base robusta para el análisis de elasticidades, vulnerabilidades y escenarios de reforma tarifaria. Su aplicación contribuye a una comprensión más fina de la demanda energética urbana y a la formulación de estrategias de transición que sean socialmente viables y técnicamente efectivas. Se identifican tres subgrupos con comportamientos

contrastantes frente al subsidio: HT1 (hogares con mayor capacidad económica), caracterizados por un alto consumo energético y menor dependencia relativa del subsidio; HT2 (hogares con capacidad media), con uso intensivo de GLP y electricidad, y alta dependencia del subsidio; y HT3 (hogares con menor capacidad económica), con acceso limitado a tecnologías, pero fuerte uso de subsidios, lo que los convierte en el grupo más vulnerable ante reformas tarifarias no compensadas.

La Tabla 1 presenta las características sociodemográficas, estructurales, de consumo energético y de ecoinnovación de los tres clústeres urbanos. Esta segmentación permite evidenciar contrastes en la dependencia de subsidios, el equipamiento tecnológico y la disposición hacia prácticas sostenibles, aportando una base empírica para el análisis de vulnerabilidad relativa frente a escenarios de reforma tarifaria.

Tabla 1: Comparativa de Variables por Clúster (HT1, HT2, HT3)

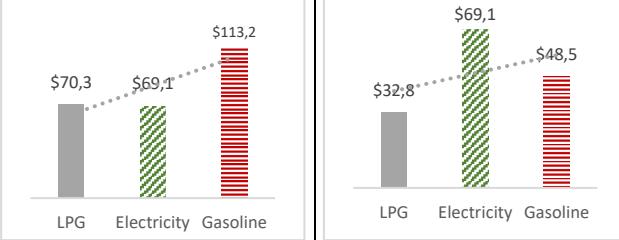
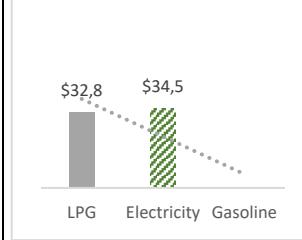
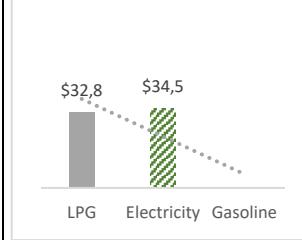
Cód.	Variable	HT1	HT2	HT3
SSC1	Desagregación geográfica	Quito	Quito	Guayaquil
SSC2	Ingreso mensual	\$523,00 – \$1,291,00	< \$522,00	< \$522,00
	Gasto energético mensual	\$60,01 – \$80,00	\$20,01 – \$40,00	\$20,01 – \$40,00
SSC3	Desagregación del gasto energético mensual			
FHS1	Número de miembros del hogar	4	4	3
FHS2	Género del jefe de hogar	Masculino	Masculino	Masculino
FHS3	Edad del jefe de hogar	45 a 54 años	35 a 44 años	35 a 44 años
FHS4	Nivel educativo del jefe de hogar	Educación superior completa	Educación secundaria completa	Educación secundaria completa
FHS5	Tipo de vivienda	2/3 hab., 2 baños, 100–150 m ²	2/3 hab., 2 baños, 100–150 m ²	1/2 hab., 1 baño, < 100 m ²
ICP1	Total de electrodomésticos	9	7	6
ICP2	Total de dispositivos electrónicos	9	6	5
ICP3	Número de vehículos propios	1	0	0
EIP1	Promedio de noción y etapa de reflexión	3,362	3,559	2,941
EIP2	Promedio de etapa cognitiva	3,249	3,429	2,245
EIP3	Promedio de etapa de experimentación y adopción	2,630	3,045	2,022
EIP4	Promedio de etapa de actitud y estilo de vida	2,566	3,135	2,187

Los hogares clasificados como HT1 corresponden al segmento de mayores ingresos. Son los principales beneficiarios de los subsidios energéticos, recibiendo hasta tres veces más apoyo fiscal que los hogares de menores ingresos (HT3). Este grupo tiene acceso a tecnologías avanzadas como calentadores de agua a gas, cocinas de inducción y sistemas solares domésticos, lo que les permite mantener un consumo energético elevado. Como se observa en la Tabla 2, en términos de impacto ambiental, HT1 presenta la mayor huella de carbono, emitiendo cinco veces más que HT3 y 1,9 veces más que HT2. Aunque la eliminación de subsidios afectaría proporcionalmente menos a este grupo, su nivel de consumo implica un alto costo fiscal y ambiental para el Estado. Los hogares HT2 representan el segmento de ingresos medios. Este grupo recibe 1,8 veces más subsidios que HT3 y combina tecnologías tradicionales con algunas modernas, lo que les otorga cierto acceso a equipos más eficientes. Su huella de carbono es intermedia, significativamente menor que la de HT1,

pero superior a la de HT3. Dada su posición en el espectro de consumo y vulnerabilidad, HT2 constituye un grupo estratégico para implementar programas de eficiencia energética y esquemas de transición gradual hacia tecnologías más limpias, con incentivos ajustados a su capacidad de adaptación.

Finalmente, los hogares HT3 corresponden al segmento de menores ingresos. Son los menos beneficiados por los subsidios energéticos, a pesar de enfrentar mayores condiciones de vulnerabilidad. Utilizan principalmente duchas eléctricas y tecnologías menos eficientes, y sus limitaciones económicas dificultan la adopción de equipos modernos. No obstante, este grupo muestra una mayor disposición a participar en iniciativas de ahorro energético, motivado por la presión económica cotidiana. Su consumo energético es el más bajo entre los tres grupos, pero serían desproporcionadamente afectados por aumentos tarifarios si no se aplican medidas de protección específicas.

Tabla 2: Indicadores y Estimaciones de Subsidios de Consumo de los Hogares Urbanos del ECUADOR

Indicadores	HT1	HT2	HT3
Gasto energético [U\$D] Ingresos [U\$D]	$\frac{\$107,50}{\$1,880,00} = 5,70\%$	$\frac{\$63,50}{\$910,00} = 7,00\%$	$\frac{\$18,50}{\$480,00} = 3,80\%$
Consumo energético [kWh]	2.407 [kWh]	1.244 [kWh]	483 [kWh]
Consumo energético mensual por miembro del hogar [kWh per capita]	601,75 [kWh per capita]	311 [kWh per capita]	120,75 [kWh per capita]
Promedio de emisiones de gases efecto invernadero [Kg CO2eq]	615,5 [Kg CO2eq]	325,4 [Kg CO2eq]	123,2 [Kg CO2eq]
Estimado del gasto energético sin subsidios [U\$D]			
Estimado promedio del subsidio mensual [U\$D]	\$145,06	\$86,88	\$48,84

En conjunto, las Tablas 1 y 2, no solo sintetizan las diferencias estructurales y actitudinales entre los tres clústeres urbanos, sino que establece una base empírica clara para proyectar escenarios de reforma tarifaria. Aunque el modelo considera 16 variables agrupadas [6], el análisis estadístico y la validación empírica permitieron identificar siete variables diferenciadoras que explican con mayor claridad la segmentación entre clústeres. Estas son: SSC2 (ingreso mensual), SSC3 (gasto energético mensual), FHS4 (nivel educativo del jefe de hogar), FHS5 (tipo de vivienda), ICP1 (total de electrodomésticos), ICP2 (total de dispositivos

electrónicos), y ICP3 (número de vehículos propios). Estas variables concentran el poder explicativo del modelo, al capturar diferencias estructurales en capacidad de pago, equipamiento tecnológico, condiciones habitacionales y presión tarifaria. Su selección permite construir perfiles robustos y contrastantes, fundamentales para el diseño de políticas públicas focalizadas y sostenibles, especialmente en contextos de reforma energética.

3.3 Simulación de Escenarios Tarifarios

Con el objetivo de evaluar la sensibilidad de los hogares urbanos frente a reformas energéticas, se plantean seis escenarios progresivos que modifican los precios del GLP y la gasolina. A partir de los datos levantados y la segmentación en clústeres, se analiza si las configuraciones varían bajo el supuesto de que los ingresos se mantienen constantes y que únicamente se incrementa el gasto energético. Se presentan los resultados de simulación aplicados tanto al conjunto completo de las 16 variables como al subconjunto de las 7 variables diferenciadoras previamente identificadas.

Los cambios más apreciables se concentran en estas siete, lo que confirma su capacidad explicativa frente a variaciones tarifarias. Este enfoque permite identificar la vulnerabilidad relativa de cada grupo, proyectar impactos distributivos diferenciados y anticipar los desafíos sociales asociados a la eliminación gradual de subsidios. Así, se aporta evidencia empírica para el diseño de políticas de transición energética más focalizadas, equitativas y sostenibles.

Escenario 1: Clústeres con datos iniciales (condiciones actuales de subsidios).

Este escenario representa la línea de base del análisis, construida a partir de los datos levantados en campo bajo el esquema vigente de subsidios al GLP y a la gasolina. Permite identificar los perfiles energéticos actuales sin alteraciones en los precios.

Escenario 2: Simulación con precio de GLP ajustado a \$5,00 por cilindro.

Se modela el impacto de una reforma parcial al subsidio del GLP, elevando su precio de \$1,60 a \$5,00. El objetivo es observar los cambios en la carga económica de los hogares y su respuesta según clúster.

Escenario 3: Simulación con precio de GLP ajustado a \$10,00 por cilindro.

Este escenario representa una transición más agresiva, duplicando el precio del GLP respecto al escenario anterior. Se analizan las variaciones en el gasto energético y la vulnerabilidad relativa entre clústeres.

Escenario 4: Simulación con precio de GLP ajustado a \$15,00 por cilindro.

Este escenario representa el punto de inflexión en la reforma tarifaria, al establecer el precio del GLP en \$15,00 por cilindro, equivalente al valor comercial estimado sin subsidio. Bajo el supuesto de ingresos constantes, se analiza cómo este incremento impacta el gasto energético de los hogares urbanos y si genera variaciones significativas en la composición de los clústeres.

Escenario 5: Simulación con precio de GLP ajustado a \$20,00 por cilindro (sin subsidio).

Este escenario representa el nivel más alto de presión tarifaria dentro del ejercicio de simulación, al establecer el precio del GLP en \$20,00 por cilindro, muy por encima del valor comercial estimado. Bajo el supuesto de ingresos constantes, se analiza cómo este incremento extremo afecta el gasto energético de los hogares urbanos y si genera alteraciones en la composición de los clústeres.

Escenario 6: Eliminación total de subsidios a la gasolina.

La Tabla 3 presenta la distribución de hogares urbanos en tres clústeres (HT1, HT2 y HT3) a lo largo de seis escenarios de simulación tarifaria. Esta simulación se construyó exclusivamente con base en las 16 variables del modelo.

3.3.1 Escenarios de reforma tarifaria según clústeres de hogares urbanos construidos con modelo de 16 variables

La Tabla 3 presenta la distribución de hogares urbanos en tres clústeres (HT1, HT2 y HT3) a lo largo de seis escenarios de simulación tarifaria. Esta simulación se construyó exclusivamente con base en las 16 variables del modelo.

Tabla 3: Segmentación de Hogares Urbanos por Clúster en Seis Escenarios de Reforma Tarifaria (Modelo de 16 variables)

Escenarios		HT1	HT2	HT3
Escenario 1	GLP = \$2,50	347	528	219
Escenario 2	GLP = \$5,00	349	526	219
Escenario 3	GLP = \$10,00	330	544	220
Escenario 4	GLP = \$15,00	339	537	218
Escenario 5	GLP = \$20,00	342	530	222
Escenario 6	GASOLINAS	349	517	218

Bajo el supuesto de ingresos constantes, se observa que el número de observaciones por clúster se mantiene relativamente estable, lo que sugiere una baja sensibilidad estructural en la segmentación frente a variaciones tarifarias. Esta estabilidad también se aprecia en la Figura 1, donde se visualizan los seis escenarios simulados sin cambios apreciables en la distribución por clúster, lo que permite observar la consistencia estructural de la segmentación con base en las 16 variables.

3.3.2 Escenarios de reforma tarifaria según clústeres de hogares urbanos construidos con modelo de 7 variables

La Tabla 4 presenta la distribución de hogares urbanos en los tres clústeres (HT1, HT2 y HT3) bajo los mismos seis escenarios de simulación tarifaria, pero esta vez utilizando únicamente las siete variables diferenciadoras previamente identificadas. Esta simplificación permite observar con mayor claridad los



efectos del incremento tarifario sobre las variables más sensibles del modelo.

Tabla 4: Segmentación de Hogares Urbanos por Clúster en Seis Escenarios de Reforma Tarifaria (Modelo de 7 variables)

Escenarios		HT1	HT2	HT3
Escenario 1	GLP = \$2,50	215	327	552
Escenario 2	GLP = \$5,00	213	328	553
Escenario 3	GLP = \$10,00	210	316	568
Escenario 4	GLP = \$15,00	187	369	538
Escenario 5	GLP = \$20,00	191	377	526
Escenario 6	GASOLINAS	217	318	559

A diferencia del modelo completo de 16 variables, el modelo simplificado de 7 variables revela una mayor sensibilidad en la redistribución de hogares entre clústeres a lo largo de los seis escenarios de reforma tarifaria. El número de observaciones en HT1 disminuye progresivamente conforme aumenta el precio del GLP, mientras que HT2 y HT3 absorben esa variación, especialmente en los escenarios de mayor presión tarifaria. Esta mayor movilidad indica que las variables seleccionadas —centradas en ingreso, gasto energético, equipamiento y tipo de vivienda— capturan con mayor precisión los efectos distributivos de una reforma energética. Aunque las variaciones en la asignación de clústeres son sutiles, el comportamiento observado en el Figura 2 sugiere que este modelo es más reactivo a los cambios tarifarios, lo que lo convierte en una herramienta útil para identificar grupos vulnerables y diseñar mecanismos de compensación más focalizados.

Tal como se observa en la Tabla 3 y la Figura 1 (modelo de 16 variables), y en la Tabla 4 y la Figura 2 (modelo de 7 variables), se procederá a aplicar una prueba de Chi-cuadrado para evaluar si las diferencias entre escenarios son estadísticamente significativas. Un resultado significativo indicaría que los ajustes tarifarios generan redistribuciones relevantes en la composición de los clústeres, mientras que un resultado no significativo reforzaría la interpretación de que el modelo capta perfiles estructurales resistentes a cambios coyunturales.

3.4 Distorsiones del Consumo y Desafíos para la Transición Energética

La prueba de Chi-cuadrado se emplea para evaluar si la distribución de hogares entre los clústeres HT1, HT2 y HT3 se mantiene homogénea a lo largo de los distintos escenarios tarifarios, o si existen diferencias estadísticamente significativas. Para ello, se utilizó el software R y se aplicó una prueba de independencia de Chi-cuadrado, formulando las siguientes hipótesis:

Hipótesis nula (H_0): La distribución de hogares por clúster (HT1, HT2, HT3) es independiente del escenario tarifario.

Hipótesis alternativa (H_1): La distribución de hogares por clúster (HT1, HT2, HT3) depende del escenario tarifario.

3.4.1 Evaluación estadística de sensibilidad tarifaria en el modelo de 16 variables

La prueba de independencia de Chi-cuadrado aplicada a la matriz de distribución de hogares por clúster en los seis escenarios tarifarios arroja un valor de $X^2 = 1,5914$, con 10 grados de libertad y un p-valor de 0,9986. Este resultado no alcanza el umbral convencional de significancia estadística ($p < 0,05$), lo que indica que no se puede rechazar la hipótesis nula de independencia entre los escenarios tarifarios y la composición de los clústeres.

En términos interpretativos, esto sugiere que, bajo el modelo completo de 16 variables, la segmentación estructural de los hogares urbanos se mantiene relativamente estable frente a variaciones en los precios del GLP y la gasolina. La baja sensibilidad estadística refuerza la idea de que el modelo capta perfiles energéticos robustos, con una distribución que no se altera significativamente ante cambios coyunturales en la política tarifaria. Asimismo, se llevó a cabo una comparación entre el Escenario 1 y los Escenarios 2 al 6, utilizando los resultados de la prueba de independencia de Chi-cuadrado. Los hallazgos obtenidos se sintetizan en la Tabla 5, donde se evalúa la significancia estadística de las diferencias en la composición de los clústeres entre escenarios.

Tabla 5: Comparaciones entre Escenario (E1) y los Otros Escenarios en 16 Variables Mediante Prueba Chi-Cuadrado

Comparación	X^2	Grados de libertad (df)	Valor p	Significación ($p < 0,05$)
E1 vs E2	0,0095	2	0,9952	No significativa
E1 vs E3	0,6680	2	0,7161	No significativa
E1 vs E4	0,1716	2	0,9178	No significativa
E1 vs E5	0,0605	2	0,9702	No significativa
E1 vs E6	0,0779	2	0,9618	No significativa

En todos los casos, los valores p son muy superiores al umbral de 0,05, lo que indica que no hay evidencia estadística suficiente para afirmar que la distribución por clúster cambia significativamente entre el Escenario 1 y los demás escenarios. Esto refuerza la idea de estabilidad estructural en la segmentación de hogares frente a variaciones tarifarias.

En conjunto, los resultados obtenidos bajo el modelo de 16 variables permiten concluir que la segmentación energética de los hogares urbanos presenta una notable estabilidad frente a modificaciones en los precios del GLP y la gasolina. La ausencia de significancia estadística en todas las comparaciones sugiere que los clústeres definidos mantienen su coherencia estructural, lo que valida la robustez del enfoque multivariable aplicado. Esta consistencia brinda una base sólida para avanzar hacia un análisis más focalizado, centrado en las 7 variables clave, con el objetivo de explorar con mayor precisión los factores que podrían incidir diferencialmente en la sensibilidad tarifaria.

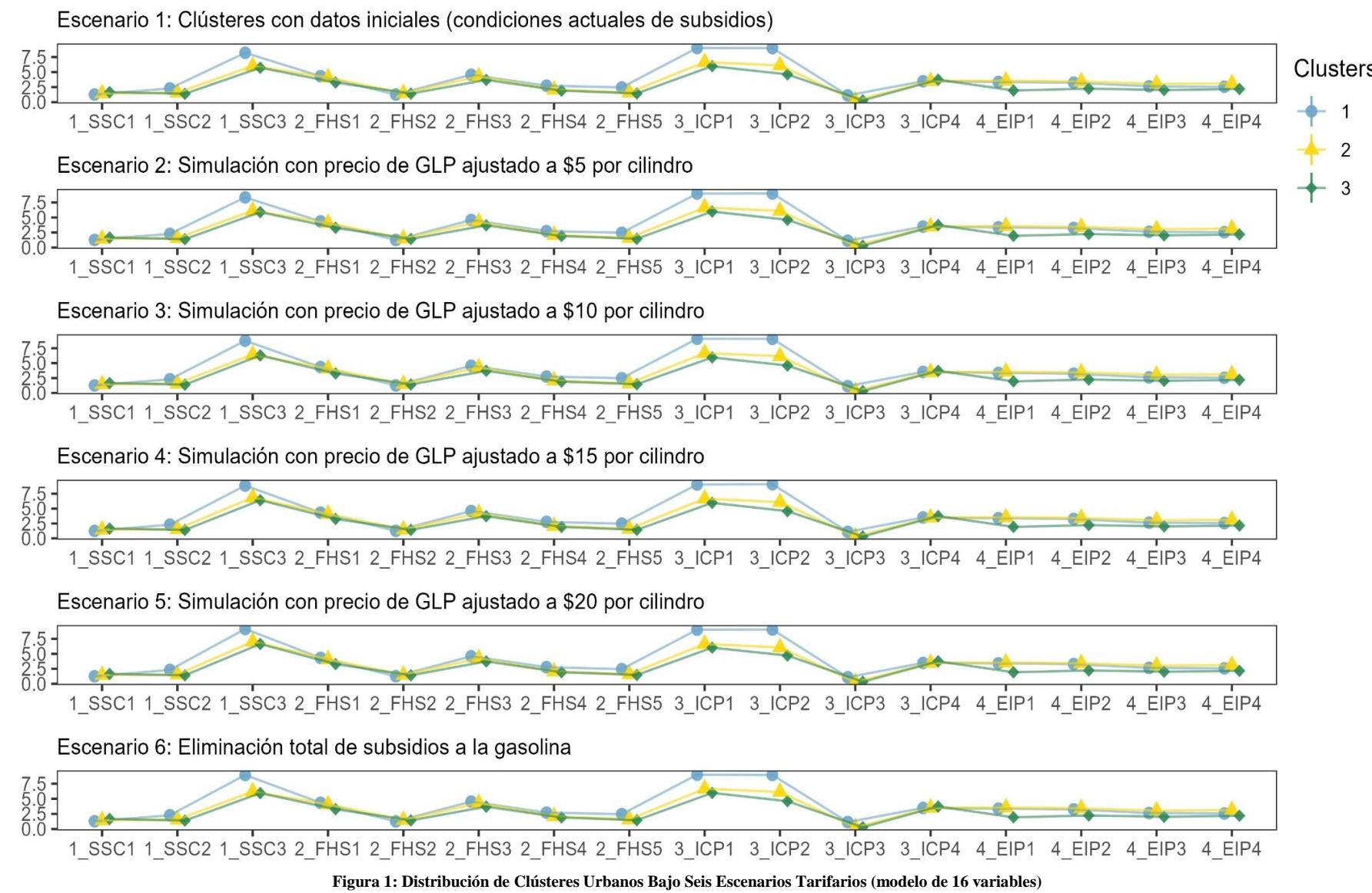
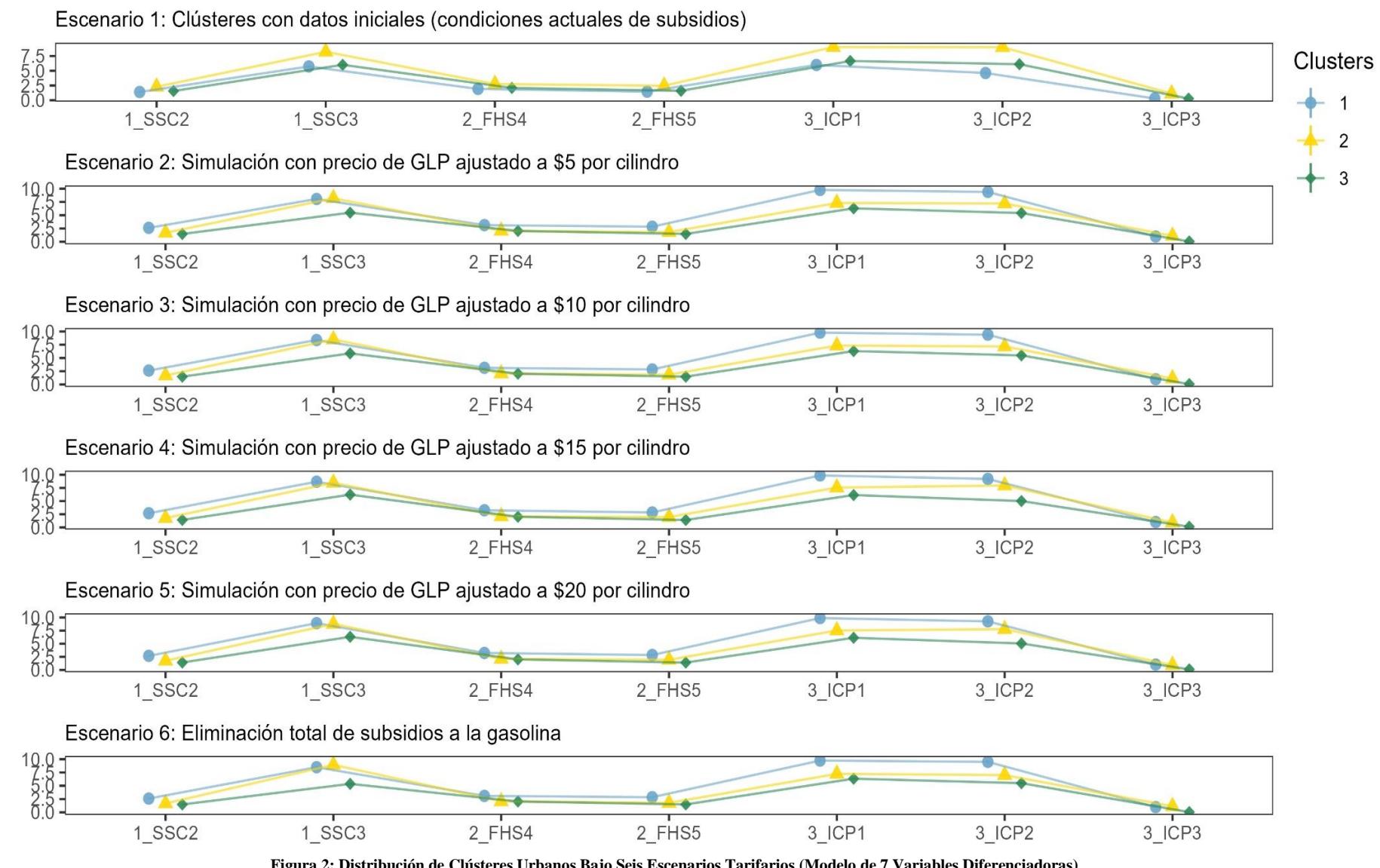


Figura 1: Distribución de Clústeres Urbanos Bajo Seis Escenarios Tarifarios (modelo de 16 variables)



3.4.2 Evaluación estadística de sensibilidad tarifaria en el modelo de 7 variables diferenciadoras

La prueba de independencia de Chi-cuadrado aplicada a la matriz de distribución de hogares por clúster en los seis escenarios tarifarios, bajo el modelo simplificado de 7 variables, arroja un valor de $X^2 = 16,762$, con 10 grados de libertad y un p-valor de 0,0798. Al igual que en el modelo completo, este resultado no supera el umbral convencional de significancia estadística ($p < 0,05$), lo que indica que no se puede rechazar la hipótesis nula de independencia entre los escenarios tarifarios y la composición de los clústeres.

Este hallazgo sugiere que, incluso con una reducción en el número de variables, la segmentación estructural de los hogares urbanos permanece relativamente estable frente a variaciones en los precios del GLP y la gasolina. La consistencia del resultado respecto al modelo de 16 variables refuerza la robustez del enfoque bottom-up, evidenciando que los perfiles energéticos captados por el modelo no se alteran significativamente ante cambios coyunturales en la política tarifaria.

La Tabla 6 muestra las comparaciones entre el Escenario 1 (E1) y los cinco escenarios restantes, usando la prueba de Chi-cuadrado aplicada a las 7 variables:

Tabla 6: Comparaciones entre Escenario (E1) y los Otros Escenarios en 7 Variables Diferenciadoras Mediante Prueba Chi-Cuadrado

Comparación	X^2	Grados de libertad (df)	Valor p	Significancia ($p < 0,05$)
E1 vs E2	0,0118	2	0,9941	No significativa
E1 vs E3	0,4756	2	0,7884	No significativa
E1 vs E4	4,6645	2	0,0971	No significativa
E1 vs E5	5,5969	2	0,0609	No significativa
E1 vs E6	0,1789	2	0,9144	No significativa

3.5 Implicaciones Políticas: Hacia una Política Tarifaria de Transición Energética Justa

Las implicaciones políticas derivadas del análisis empírico y conceptual desarrollado en este estudio se organizan en torno a tres ejes estratégicos que permiten abordar de manera integral los desafíos de la transición energética en contextos urbanos marcados por desigualdad y heterogeneidad estructural: a. Reorientación fiscal y corrección de inequidades estructurales, b. Segmentación estructural y sensibilidad territorial y, d. Gobernanza inclusiva y corresponsabilidad fiscal.

3.5.1 Reorientación fiscal y corrección de inequidades estructurales

Las evidencias presentadas en el estudio permiten avanzar hacia el diseño de subsidios más equitativos, evitando la asignación regresiva de recursos. El análisis revela que los hogares de mayores ingresos (HT1) se

benefician principalmente de los subsidios energéticos debido a su mayor acceso a fuentes de energía y equipamiento [2], [4], lo que plantea la necesidad de reorientar los mecanismos de apoyo fiscal para corregir las inequidades estructurales existentes.

Asimismo, se destaca que los hogares de menores ingresos (HT3) están más inclinados a participar en iniciativas de ahorro energético, probablemente debido a su conciencia sobre los desafíos económicos [18], lo que abre espacio para estrategias de protección social basadas en incentivos conductuales, acceso a tecnologías eficientes y programas de ecoinnovación adaptados a cada perfil socioeconómico [4]. Es decir, se necesita fomentar comportamientos de conciencia ambiental y reconfigurar las actitudes grupales hacia la energía [19], lo que implica una combinación de intervenciones educativas, regulatorias y comunitarias [4], [20].

Por tanto, el análisis de segmentación habilita la formulación de políticas tarifarias sensibles a las realidades socioeconómicas y culturales de cada grupo. En este marco, se recomienda la implementación de tarifas favorables, impuestos específicos y marcos regulatorios que incentiven la adopción de tecnologías eficientes, como parte de una transición energética que no comprometa ni la sostenibilidad fiscal ni la equidad distributiva [4], [21]. Al mismo tiempo, se reconoce que las medidas de protección para los segmentos más vulnerables de la sociedad siguen siendo fundamentales, lo que refuerza la necesidad de diseñar mecanismos compensatorios que acompañen cualquier reforma tarifaria. Estos mecanismos deben ser transparentes, graduales y desvinculados de intereses políticos coyunturales [21].

Finalmente, se enfatiza que la gestión energética no puede abordarse únicamente desde un enfoque tecnocéntrico; se requiere una estrategia holística que integre dimensiones económicas, sociales, ambientales, políticas, tecnológicas, educativas y culturales [22], lo que refuerza la necesidad de políticas públicas integrales, capaces de transformar los hábitos de consumo sin generar exclusión ni sobrecarga fiscal.

3.5.2 Segmentación estructural y sensibilidad

El estudio plantea que las intervenciones de política deben adaptarse a los comportamientos energéticos específicos y a las vulnerabilidades de cada segmento de hogares, ya que ello permite identificar con mayor precisión los hogares que requieren protección social directa, aquellos que pueden ser incentivados hacia la eficiencia energética y los que deben asumir un costo más realista del consumo energético [4].

La eliminación generalizada de subsidios puede exacerbar la desigualdad si no se acompaña de mecanismos compensatorios y apoyos focalizados [21], sin comprometer la equidad energética. Por tanto, las reformas tarifarias graduales deben integrarse en marcos más amplios de política, que consideren dimensiones



económicas, culturales y territoriales.

En este sentido, se destaca que la tarificación energética debe reflejar los costos ambientales y sociales, pero también ser sensible a la resiliencia de los hogares y a su capacidad de adaptación [22], recalmando que la focalización tarifaria no debe limitarse a criterios de ingreso, sino incorporar patrones de consumo, capacidades de adaptación y contextos territoriales específicos.

3.5.3 *Gobernanza inclusiva y corresponsabilidad fiscal*

El estudio subraya que las políticas de transición energética deben diseñarse con la justicia distributiva como eje central [23], [24], lo que establece una base para estrategias de focalización tarifaria que reconozcan las asimetrías estructurales del consumo urbano. Esta orientación implica que los hogares de mayores ingresos (HT1) deben asumir una mayor corresponsabilidad fiscal, mientras que los hogares vulnerables requieren medidas compensatorias que garanticen su acceso sostenido a servicios energéticos esenciales (HT3).

Además, se advierte que las reformas generalizadas generan rechazo si no se acompañan de apoyos focalizados y mecanismos participativos [25]. En esta línea, se enfatiza que involucrar a las comunidades en el diseño de las políticas energéticas mejora su legitimidad y aceptación [20], [25].

En términos de gobernanza, se enfatiza que construir legitimidad para la reforma energética requiere comunicación transparente y procesos de co-diseño con las poblaciones afectadas [20], [26], [27].

Finalmente, se puede afirmar que una política tarifaria justa para la transición energética debe combinar corrección fiscal, sensibilidad y gobernanza inclusiva. El análisis evidencia que no basta con reformar precios o eliminar subsidios: se requiere una arquitectura institucional capaz de reconocer las desigualdades estructurales, adaptar las intervenciones a las capacidades reales de los hogares y construir legitimidad social mediante procesos participativos. Esta visión integral permite avanzar hacia un modelo de transición que sea fiscalmente sostenible, socialmente equitativo y territorialmente pertinente.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir del análisis desarrollado en el estudio, puede concluirse que los subsidios energéticos en Ecuador han contribuido a consolidar un patrón de consumo urbano ineficiente y altamente dependiente de combustibles fósiles. Esta política, sostenida durante décadas, ha generado distorsiones distributivas al beneficiar en mayor medida a los hogares de mayores ingresos, quienes poseen mayor acceso a tecnologías, equipamiento y fuentes energéticas, pero no necesariamente requieren apoyo fiscal. La evidencia empírica muestra que estos hogares (HT1) consumen

hasta cinco veces más energía que los hogares vulnerables (HT3) y reciben tres veces más subsidios, lo que refuerza la urgencia de reorientar los mecanismos de apoyo hacia esquemas más equitativos, sostenibles y sensibles a las capacidades reales de adaptación de cada grupo.

Si bien la eliminación de los subsidios energéticos puede constituir una medida fiscalmente necesaria, su implementación debe ser gradual, contextualizada y cuidadosamente articulada. El modelo desarrollado demuestra que no se producen cambios estructurales significativos, incluso bajo escenarios críticos que consideran un precio de referencia de 20 USD por tanque de gas GLP. No obstante, esta estabilidad técnica no debe interpretarse como una vía libre para reformas abruptas. Es indispensable avanzar en procesos de adaptación progresiva, mediante mecanismos participativos, estrategias de información accesible y políticas sensibles a las capacidades reales de los hogares. Se requiere fomentar comportamientos de conciencia ambiental y reconfigurar las actitudes grupales hacia el uso de la energía. La transición energética no es un problema técnico aislado, sino una cuestión multidimensional que exige políticas públicas integrales, capaces de articular sostenibilidad fiscal, equidad distributiva y legitimidad democrática.

5. AGRADECIMIENTOS

Se expresa un especial reconocimiento al Observatorio de la Organización y la Industria (O2I) de la Escuela Politécnica Nacional, cuya colaboración parcial o total ha sido fundamental para el desarrollo de la investigación presentada.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Espinoza and V. Guayanlema, “Balance y proyecciones del sistema de subsidios energéticos en Ecuador,” **Análisis**, pp. 1–28, 2017. [Online]. Available: <http://library.fes.de/pdf-files/bueros/quito/13648.pdf>
- [2] R. Jiménez and A. Yépez-García, “Understanding the Drivers of Household Energy Spending: Micro Evidence for Latin America,” **IDB Publ.**, Working Paper, vol. 805, pp. 1–40, 2017. [Online]. Available: <https://ideas.repec.org/s/idb/brikps.html>
- [3] Ministry of Energy and Mines, “Balance Energético Nacional 2023,” 2023. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.036>
- [4] G. Araujo-Vizuete, A. Robalino-López, and Á. Mena-Nieto, “Looking beyond subsidies: Understanding the complexity of household energy consumption dynamics of Ecuador’s main cities,” **Cities**, vol. 163, Apr. 2025. doi: 10.1016/j.cities.2025.106008
- [5] G. Araujo, A. Robalino-López, and J. L. Román, “Propuesta de modelo teórico referente al comportamiento de consumo energético del sector



- residencial urbano ecuatoriano,” in *Responsabilidad Social y Sostenibilidad: Disrupción e Innovación ante el Cambio de Época*, 2021, pp. 611–634.
- [6] G. Araujo-Vizuete, A. Robalino-López, and Á. Mena-Nieto, “Decoding urban energy use variability: A bottom-up approach in Ecuador,” *Energy*, vol. 327, May 2025. doi: 10.1016/j.energy.2025.136459
- [7] G. Araujo-Vizuete and A. Robalino-López, “Aportes desde el enfoque analítico: Consumo energético del sector residencial del Ecuador,” *Rev. Gestão e Secr.*., vol. 14, no. 4, pp. 6275–6294, 2023. doi: <http://doi.org/10.7769/gesec.v14i4.2050>
- [8] MEER, “Plan Maestro de Electricidad 2016-2025,” Quito, 2016.
- [9] C. F. Gould, S. B. Schlesinger, E. Molina, M. L. Bejarano, A. Valarezo, and D. W. Jack, “Household fuel mixes in peri-urban and rural Ecuador: Explaining the context of LPG, patterns of continued firewood use, and the challenges of induction cooking,” *Energy Policy*, vol. 136, Sep. 2019, p. 111053, 2020. doi: 10.1016/j.enpol.2019.111053
- [10] M. Villavicencio and M. Ruiz, “Efecto de eliminar subsidio al gas para uso doméstico en el Ecuador,” *RECUS*, vol. 4, no. 3, pp. 29–34, 2019. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/7368629.pdf>
- [11] F. Schaffitzel, M. Jakob, R. Soria, A. Vogt-schilb, and H. Ward, “¿Pueden las transferencias del gobierno hacer que la reforma de los subsidios energéticos sea socialmente aceptable? Un estudio de caso sobre Ecuador,” *Banco Interam. Desarrollo*, p. 25, 2019.
- [12] EP Petroecuador, “Informe estadístico. Enero - Diciembre 2021,” 2022. [Online]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/03/INFORME-ESTADISTICO-ENERO-DICIEMBRE-2021.pdf>
- [13] World Bank, “International Prices of Petroleum Derivatives: Gasoline and Diesel,” 2016. [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/indicator/EP.PMP.DESL.CD?locations=EC-CO-PE-1W>
- [14] Ministry of Energy and Mines, “El precio de la gasolina súper se regulará de acuerdo a su valor en el mercado,” 2018. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/el-precio-de-la-gasolina-super-se-regulara-de-acuerdo-a-su-valor-en-el-mercado/>
- [15] Ministry of Energy and Mines, “El 11 de julio rige nuevo mecanismo de fijación de precios de combustibles,” Jul. 2020. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/el-11-de-julio-rige-nuevo-mecanismo-de-fijacion-de-precios-de-combustibles/>
- [16] W. Glad, “Everyday Governance of Domestic Energy Systems,” *Procedia Eng.*., vol. 180, pp. 1612–1621, 2017. doi: 10.1016/j.proeng.2017.04.324
- [17] M. Csutora, A. Zsoka, and G. Harangozo, “The Grounded Survey – An integrative mixed method for scrutinizing household energy behavior,” *Ecol. Econ.*., vol. 182, 2021. doi: 10.1016/j.ecolecon.2020.106907
- [18] N. Iliopoulos, M. Onuki, and M. Esteban, “Shedding light on the factors that influence residential demand response in Japan,” *Energies*, vol. 14, no. 10, pp. 1–23, 2021. doi: 10.3390/en14102795
- [19] G. Shippee, “Energy consumption and conservation psychology: A review and conceptual analysis,” *Environ. Manage.*., vol. 4, no. 4, pp. 297–314, 1980. doi: 10.1007/BF01869423
- [20] G. Araujo-Vizuete and A. Robalino-López, “A Systematic Roadmap for Energy Transition: Bridging Governance and Community Engagement in Ecuador,” *Smart Cities*, vol. 8, no. 80, 2025. doi: <https://www.mdpi.com/2624-6511/8/3/80>
- [21] FMI, “Energy Subsidy Reform—Lessons and Implications,” 2022. [Online]. Available: <https://www.imf.org/en/Topics/climate-change/energy-subsidies>
- [22] A. Pelfini, G. Fulquet, and A. Beling, *La energía de los emergentes: innovación y cooperación para la promoción de energías renovables en el Sur Global*. Buenos Aires: Teseo, 2012.
- [23] A. Florini and B. K. Sovacool, “Who governs energy? The challenges facing global energy governance,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 12, pp. 5239–5248, 2009. doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.039
- [24] B. K. Sovacool, “An international comparison of four polycentric approaches to climate and energy governance,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 6, pp. 3832–3844, 2011. doi: 10.1016/j.enpol.2011.04.014
- [25] A. Faiers, M. Cook, and C. Neame, “Towards a contemporary approach for understanding consumer behaviour in the context of domestic energy use,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 8, pp. 4381–4390, 2007. doi: 10.1016/j.enpol.2007.01.003
- [26] A. Sohre and I. Schubert, “The how and what of bottom-up governance to change household energy consumption behaviour,” *Energy Res. Soc. Sci.*., vol. 89, Aug. 2021, p. 102570, 2022. doi: 10.1016/j.erss.2022.102570

[27] V. Međugorac and G. Schuitema, "Why is bottom-up more acceptable than top-down? A study on collective psychological ownership and place-technology fit in the Irish Midlands," *Energy Res. Soc. Sci.*¹, vol. 96, Feb. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1016/j.erss.2022.102924



Gabriela Araujo Vizuete.- Nació en Sofía, Bulgaria en 1963. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad de Harvard en 1987; de Master es Ingeniera en Electrónica y Control (Escuela Politécnica Nacional), Máster Universitario en Ingeniería de las Energías (Universidad Politécnica de Madrid), Máster en Dirección y Gestión de Proyectos (Universidad Camilo José Cela) y actualmente Candidata a PhD en Gestión de la Tecnología (Escuela Politécnica Nacional). Desde el 2015, ejerce como Docente universitaria en Escuela de Formación de Tecnólogos y la Facultad de Ciencias Administrativas de la Escuela Politécnica Nacional. Su perfil profesional y experiencia como docente/investigadora de aproximadamente 8 años conjugan la parte técnica y de gestión, lo cual avala que pueda abordar y estudiar temáticas complejas, incluyendo factores propios del contexto que permitan aportar significativamente al desarrollo de subsectores o sectores del país. Actualmente, se desempeña en líneas de investigación de consumo energético, desarrollo sostenible, eco-innovación, análisis de conglomerados y enfoques de gobernanza Bottom-Up.



Andrés Robalino López.- Es un explorador de sistemas complejos, constructor de puentes entre ciencia, tecnología e impacto social. Ingeniero Electrónico, Doctor en Tecnologías Ambientales, con un MBA en Innovación y más de una década de experiencia vinculando academia, industria y política pública para potenciar ecosistemas de emprendimiento e innovación en América Latina. Desde el Massachusetts Institute of Technology (MIT), donde fue International Faculty Fellow, lideró la iniciativa MIT-REAP Team-Quito, que formuló estrategias regionales para acelerar el emprendimiento innovador en Ecuador, movilizando a más de 3.000 personas. Es director del Observatorio de Organización e Industria (O2i), Coordinador de la Cátedra de Emprendimiento y ha guiado múltiples iniciativas en las áreas de desarrollo tecnológico, económico y sostenibilidad, tanto en el sector académico como empresarial. Ha colaborado como profesional experto-consultor en IBM, KOICA, CEDIA, ConQuito, y ha sido jurado en desafíos globales como el MIT Inclusive Innovation Challenge y 100K Latam. Premiado como "Mejor Investigador 2023" por CEDIA, y designado como Punto Nacional de Contacto para el Instituto Europeo de Innovación y Tecnología (EIT), Andrés es un apasionado del pensamiento sistémico, la transferencia de conocimiento y la formación de nuevas generaciones que utilizan la tecnología y el pensamiento complejo no solo como herramienta, sino como catalizador de transformación.

Optimization of Production Costs Using Integer Linear Programming in Production Planning for Raw Material Inventory Control

Optimización de Costos de Producción con el Uso Programación Lineal Entera en la Planeación de la Producción para el Control de Inventario de Materias Primas

V.R. Quinteros¹

ID 0009-0006-2572-9553

C.A. Leiva¹

ID 0000-0002-8255-1337

S.J. Cárdenas¹ ID 0009-0007-9933-9248¹Universidad Politécnica Salesiana, Quito, EcuadorE-mail: vquinteros@est.ups.edu.ec; cleiva@ups.edu.ec; scardenasv1@est.ups.edu.ec

Abstract

This study proposes a cost reduction methodology for the manufacturing processes of sanitary faucet bodies, based on a mixed-integer linear programming (MILP) model designed to optimize production planning while maintaining inventory control within defined limits. The model integrates economic, logistical, and environmental restrictions such as import quotas, production capacity, and the reuse of brass scrap derived from machining operations. Using the R programming language and the *lpSolve* package, the optimal combination of raw materials—virgin brass ingots, rods, and recycled scrap—was determined for each product batch. The model minimizes production costs subject to constraints on material availability and storage levels. Results demonstrated a cumulative saving of USD 73,341 over six consecutive months and a reduction of average foundry inventory from 116 t to 62 t, confirming the model's efficiency in ensuring sustainable production. The methodology is scalable to other manufacturing contexts where materials have multiple processing routes or restricted supply conditions.

Resumen

El presente estudio propone una metodología de reducción de costos en los procesos de fabricación de cuerpos de grifería sanitaria, basada en un modelo de programación lineal entera (PLE) que optimiza la planeación de la producción manteniendo el control de inventarios dentro de límites establecidos. El modelo integra restricciones económicas, logísticas y ambientales, como cupos de importación, capacidad de producción y reutilización de chatarra de latón generada en operaciones de mecanizado. Mediante la implementación del modelo en el lenguaje R y el paquete *lpSolve*, se determinó la combinación óptima de materias primas —lingotes vírgenes, varilla y material reciclado— para cada lote de producto, minimizando los costos de producción bajo condiciones de disponibilidad de material y almacenamiento. Los resultados evidenciaron un ahorro acumulado de 73 341 USD durante seis meses consecutivos y la reducción del inventario promedio de material para fundir de 116 ton a 62 ton, demostrando la efectividad del modelo para una producción sostenible. La metodología propuesta es escalable a otros contextos manufactureros con múltiples rutas o restricciones de suministro.

Index terms— Integer linear programming, cost optimization, inventory control, brass recycling, production planning.

Palabras clave— Programación lineal entera, optimización de costos, control de inventarios, reciclaje de latón, planeación de la producción.

Recibido: 07-11-2025, Aprobado tras revisión: 15-01-2026

Forma sugerida de citación: Quinteros, V.; Leiva, C.; Cárdenas, S. (2026). "Optimización de costos de producción con el uso programación lineal entera en la Planeación de la Producción para el control de inventario de materias primas". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 136-145

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.728>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

En las empresas de manufactura se tienen opciones de optimizar costo en la planeación y programación de la producción [1]. Se pueden aplicar varias metodologías para la optimización dependiendo de la función objetivo y restricciones propias de cada proceso productivo [2].

La programación lineal entera (ILP) se puede usar para la optimización del plan y programa de producción como lo realiza Rave & Alvarez [3]. Su solución se basa en la programación de 19 trabajadores y sus lugares de trabajo. Se obtuvieron significantes ahorros de costos sin compra de maquinaria ni incrementar otros turnos. En esa empresa se rompieron paradigmas que por más de 14 años los tenían en su forma de programar la producción.

Dianawati & Fatoni [4] a través de un modelo MILP optimizaron el tiempo de almacenamiento de mercancías reduciendo costos de inventario en un 8.6%.

El punto de reorden de los productos de la demanda y las materias primas impacta en el inventario [5]. En la empresa de manufactura bajo estudio, se tienen varios productos con distintas opciones de proceso y materia prima. En la actualidad para la programación de la producción no se considera las restricciones de importación de materias primas ni los niveles de inventario de materia prima reciclada. Por ello se identifica esta oportunidad de optimizar costos de producción.

Gholipoor et al.[6], con MILP optimizaron el esquema cíclico a la producción de grifería que tiene como objetivo incrementar las ganancias y ahorros medioambientales. Se validó el modelo en un caso real en el que se obtuvo un 58 % de incremento en el total de ganancias de la cadena de suministros. En el estudio también se incorpora un plan de intercambio y reciclaje de 5536 cuerpos de grifería usados que generan ahorros y beneficios medioambientales.

En la industria de la grifería se considera materia prima reciclada; las virutas metálicas generadas en los procesos de mecanizado, residuos de formas externas y tallado de roscas en las piezas de latón. Johansson et al. [7], propusieron e investigaron el reciclaje de las virutas de latón y se encontró que el tamaño de estas no tiene una influencia sustancial en la densidad del producto para tamaños de viruta de entre 0.2 y 1 mm. Adicionalmente concluyeron mediante análisis de espectrometría que el material obtenido luego de la fusión de las virutas no cambia su composición química de forma significativa.

En métodos de fabricación donde la materia prima puede ser reutilizada un ilimitado número de veces es posible obtener beneficios considerables que impacten directamente sobre el medio ambiente y las finanzas [8]. Para la fabricación de cuerpos de grifería considerados en este estudio, el latón cumple con ésta característica.

También hay beneficios medio ambientales ya que la energía requerida en las materias primas recicladas es 85% menor a la usada en materiales vírgenes, lo que reduce la generación de gases de efecto invernadero en un 65 % al compararlo con su producción primaria.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Para obtener el menor costo de producción que considera las diferentes restricciones del proceso de fabricación y que permiten mantener los niveles de inventario dentro de valores determinados por la empresa, así como, el consumo máximo de varilla que definió el área financiera se establece las siguientes etapas mostradas en la Fig. 1.

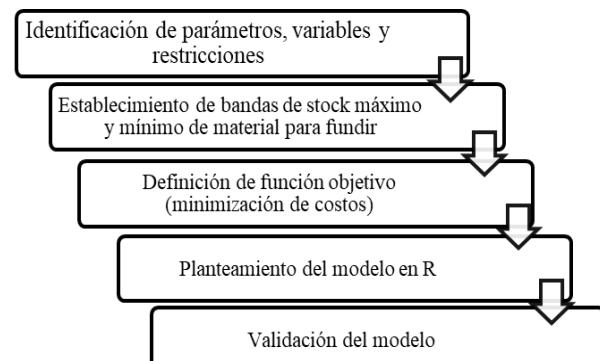


Figura 1: Metodología

La Fig. 1 muestra la metodología usada para la determinación del menor costo de fabricación de los productos que son objeto de este análisis los mismos que son parte del esquema de producción que requiere varilla para su fabricación, a éstos, se les asigna un código que permite identificarlos y asignarles las alternativas de fabricación por proceso y por materia prima.

Con esta codificación definida se procede a establecer las variables de decisión y restricciones que dependen de:

- Rutas principales y alternas
- Cupos de importación
- Saldos iniciales de materia prima virgen
- Saldos iniciales de materia prima
- Plan mensual de producción; y,
- Costo de la materia prima con base en el LME por sus siglas en inglés London Metal Exchange al inicio de cada período.

Para la determinación de la función objetivo se toman los costos de producción de cada alternativa de material calculadas con una metodología propia proporcionada por la empresa.

2.1 Parámetros

En la Fig. 2. se puede observar los productos y las diferentes opciones de materiales que pueden utilizarse para su fabricación. Junto a la información de los lotes de producción requeridos mensualmente por el área

comercial constituyen los parámetros utilizados para realizar la configuración del modelo.

En algunos casos como muestra la Fig. 2. un mismo producto puede ser fabricado con 3 o 4 materias primas y otros a pesar de tener solo 1 alternativa como es el caso de los productos B, C, D y E son considerados en el análisis por utilizar varilla cuya disponibilidad constituye una de las restricciones del modelo.

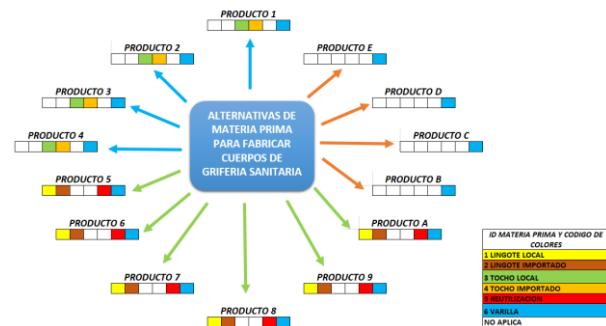


Figura 2: Productos y Opciones de Material para la Fabricación

La descripción de las materias primas que se presentan en la Fig. 2. se las incluye en Tabla 1. en la que a cada material se le asigna un identificador que será utilizado para enlazar la alternativa de fabricación con el producto y establecer las variables de decisión.

Se crean códigos específicos para los diferentes estados de materia prima para fundir y se establecen controles de inventario mensuales que permitan el control de las materias primas disponibles, definición de bandas de inventario, tiempos de reposición y volumen de reabastecimiento.

Tabla 1: Alternativas de Materia Prima para Fabricación de Grifería.

Materia Prima	Identificador	Descripción
Lingote local	1	Lingotes de latón aleación C37700 que se pueden adquirir en el mercado local
Lingote importado	2	Lingotes de latón aleación C37700 importados
Tocho local	3	Segmento de varilla de diversos diámetros fabricado con latón aleación C37700 que se encuentra cortado en diferentes longitudes y que se puede adquirir en el mercado local
Tocho importado	4	Segmento de varilla de diversos diámetros fabricado con latón aleación C37700 que se encuentra cortado en diferentes longitudes y que debe ser importado
Reciclado	5	Materia prima latón que incluye viruta, chatarra, merma, lingotes, chapa o cualquier otra presentación de latón que ingresa al inventario de material para fundir

Varilla	6	Barras de 3 o 4 m de longitud con diversos diámetros cuya aleación corresponde al latón C37700 y de origen importación
---------	---	--

De todos los materiales indicados uno de ellos, el denominado como “reciclado”, es particularmente importante debido a que se compone de los retornos de material producto de cada etapa de agregado de valor y que pueden crecer indefinidamente o consumirse sin control si no se establecen niveles de inventario que sean parte del modelo, otro de los elementos que hacen particular a esta materia prima según Asadi et al. [10], es que proporcionan beneficios económicos y medioambientales especialmente para aleaciones como el cobre, latón, aluminio.

Los demás materiales si bien son parte fundamental de este estudio, deben ser adquiridos a proveedores externos con las respectivas restricciones de carácter económico y logístico.

La aleación seleccionada en todas sus presentaciones corresponde al latón C37700, que es la óptima para el conformado en caliente al tener un índice de portabilidad de 1 y que para el caso de fabricación de componentes de grifería sanitaria contempladas en éste estudio cumple con las especificaciones de aleación definidas para elementos en contacto con agua de consumo según la norma internacional ASME A112.18, y la norma local INEN 968 de requisitos de grifería.

2.2 Determinación del Modelo

Para la obtención de resultados se utilizará un modelo de programación lineal entera cuya solución se obtendrá mediante el uso de un script desarrollado en software R. La matriz solución a obtener toma como datos una función objetivo de costos mínimos que tendrá como restricciones la selección de una o varias alternativas de materia prima para cumplir con el programa de producción, el cupo de importación de varilla y los máximos y mínimos de acumulación en función de los saldos iniciales de material para fundir, lo que da como resultado la alternativa de fabricación de menor costo para cada producto.

La programación lineal entera se utiliza ampliamente en las áreas tecnológicas y de ciencia, así como el transporte y la planificación de la producción. Las principales dificultades al establecer el modelo de programación lineal están relacionadas con la descripción del sistema de restricciones inherente a muchos problemas aplicados y su función objetivo[11].

La Fig. 3. muestra con un enfoque de proceso las entradas, salidas, el proceso mismo y las restricciones que permiten el planteamiento del modelo que se indica a continuación.

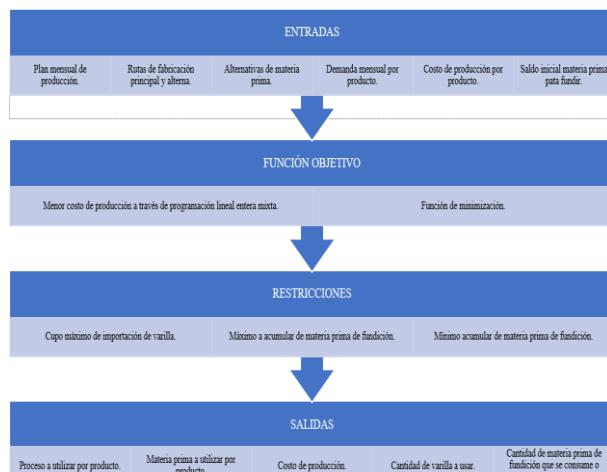


Figura 3: Diagrama de Proceso para Generación del Modelo Matemático

2.3 Variables de Decisión

En esta primera parte para la determinación del modelo se establecen todas las posibles combinaciones de producto con sus alternativas de materia prima definidas en Tabla 1., sin ningún tipo de discriminación según se muestra en Tabla 2:

Tabla 2: Variables de Decisión Utilizadas en el Modelo por Producto

Producto	Identificador de materia prima					
	Lingote local (1)	Lingote importado (2)	Tocho local (3)	Tocho importado (4)	Reciclado (5)	Varilla (6)
1	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	X ₁₄	X ₁₅	X ₁₆
2	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	X ₂₄	X ₂₅	X ₂₆
3	X ₃₁	X ₃₂	X ₃₃	X ₃₄	X ₃₅	X ₃₆
4	X ₄₁	X ₄₂	X ₄₃	X ₄₄	X ₄₅	X ₄₆
5	X ₅₁	X ₅₂	X ₅₃	X ₅₄	X ₅₅	X ₅₆
6	X ₆₁	X ₆₂	X ₆₃	X ₆₄	X ₆₅	X ₆₆
7	X ₇₁	X ₇₂	X ₇₃	X ₇₄	X ₇₅	X ₇₆
8	X ₈₁	X ₈₂	X ₈₃	X ₈₄	X ₈₅	X ₈₆
9	X ₉₁	X ₉₂	X ₉₃	X ₉₄	X ₉₅	X ₉₆
A	X _{A1}	X _{A2}	X _{A3}	X _{A4}	X _{A5}	X _{A6}
B	X _{B1}	X _{B2}	X _{B3}	X _{B4}	X _{B5}	X _{B6}
C	X _{C1}	X _{C2}	X _{C3}	X _{C4}	X _{C5}	X _{C6}
D	X _{D1}	X _{D2}	X _{D3}	X _{D4}	X _{D5}	X _{D6}
E	X _{F1}	X _{F2}	X _{F3}	X _{F4}	X _{F5}	X _{F6}

2.4 Función Objetivo

El costo de producción por cada alternativa de materia prima es un dato de entrada y varía cada mes en función del valor del LME por sus siglas en inglés London Metal Exchange o Bolsa de Metales de Londres que es el referente mundial que define los precios de los metales industriales y sus negociaciones.

El precio oficial al contado de la LME es un precio de referencia mundial para los productos metálicos.

Su et al. [12], en la investigación sobre la fluctuación de los precios futuros del cobre determinaron que ésta variabilidad está dada por las condiciones de la economía global, las políticas nacionales, consumo del mercado, especulación de los consumidores y cambios en los volúmenes de metal disponibles y dispuestos a poner a la venta y lo que los consumidores aceptan comprar a nivel local o mundial.

Bajo ésta premisa se plantea la siguiente función objetivo que será el resultado de la sumatoria del costo de producción por lote para cada alternativa de materia prima a la que se le asigna un valor de C_{ij} en donde i corresponde a cada uno de los 14 productos y j a cada una de las materias primas multiplicado por el resultado de cada variable de decisión como se indica en (1), con lo cual si se tiene un término $C_{A6} x_{A6}$ será el producto del costo de fabricación del lote del producto A con la alternativa de materia prima 6, que corresponde a varilla, por su correspondiente variable de decisión cuya solución puede tener valores entre 0 y 1 incluidos.

La sumatoria del costo de fabricación por lote de todos los productos en todas sus alternativas de materia prima permite una vez resueltas las variables planteadas obtener la solución óptima a la función objetivo que resulta en el menor al costo de producción al utilizar la función de minimización.

$$FO = Z_{min} = \sum_{i=1}^9 \sum_{j=1}^6 C_{ij} x_{ij} + \sum_{i=A}^E \sum_{j=1}^6 C_{ij} x_{ij} \quad (1)$$

2.5 Restricciones

Restricciones de selección de material, el primer grupo de restricciones obliga al modelo a seleccionar una alternativa de fabricación o una combinación de ellas que permita cubrir el 100 % de la producción requerida. En la Tabla 3. se observan las ecuaciones que definen la restricción que considera los productos y sus alternativas de fabricación disponibles con las alternativas de materia prima indicadas en la Fig. 2. Así para el producto 1, el modelo determinará como solución óptima una sola materia prima o una combinación de las materias primas 3, 4 o 6.

Tabla 3: Restricciones para Selección de Material

Producto	Restricción
1	$x_{13} + x_{14} + x_{16} = 1$
2	$x_{23} + x_{24} + x_{26} = 1$
3	$x_{33} + x_{34} + x_{36} = 1$
4	$x_{43} + x_{44} + x_{46} = 1$
5	$x_{51} + x_{52} + x_{55} + x_{56} = 1$
6	$x_{61} + x_{62} + x_{65} + x_{66} = 1$
7	$x_{71} + x_{72} + x_{75} + x_{76} = 1$
8	$x_{81} + x_{82} + x_{85} + x_{86} = 1$
9	$x_{91} + x_{92} + x_{95} + x_{96} = 1$
A	$x_{A1} + x_{A2} + x_{A5} + x_{A6} = 1$
B	$x_{B6} = 1$
C	$x_{C6} = 1$
D	$x_{D6} = 1$
E	$x_{E6} = 1$

2.5.1 Restricción por cupo de importación

La siguiente restricción representada en la ecuación (2), le indica al modelo el cupo máximo de uso de varilla que depende del cupo de importación I_{max} definido por la empresa en determinados períodos del año y limita el uso de varilla como alternativa de materia prima en la fabricación del lote de producción mensual para los 14 productos analizados.

Esta demanda V corresponde al peso bruto de varilla requerido para fabricar el lote mensual total de cada producto que utiliza varilla como única materia prima y que se aplica para cada uno de los 14 productos de ahí que la sumatoria toma todos los productos aplicados únicamente a su alternativa de materia prima 6 que corresponde a varilla.

$$\sum_{i=1}^9 V_{i6} x_{i6} + \sum_{i=A}^E V_{i6} x_{i6} \leq I_{max} \quad (2)$$

2.5.2 Restricciones máximo y mínimo a acumular

Las restricciones planteadas en las ecuaciones (3) y (4) definen la cantidad de material de reciclado que se deberá consumir o acumular con base en el saldo inicial de materia prima para fundir. El valor R representa el retorno de materia prima al inventario y está definido para cada uno de los productos al usar todas las materias

primas, éstos valores dentro de la sumatoria pueden ser negativos los que indica que en lugar de retorno se genera un consumo.

$$\sum_{i=1}^9 \sum_{j=1}^6 R_{ij} x_{ij} + \sum_{i=A}^E \sum_{j=1}^6 R_{ij} x_{ij} \leq \text{Max a acumular} \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^9 \sum_{j=1}^6 R_{ij} x_{ij} + \sum_{i=A}^E \sum_{j=1}^6 R_{ij} x_{ij} \geq \text{Min a acumular} \quad (4)$$

El límite máximo y mínimo de inventario de material para fundir que la empresa ha determinado como necesario se encuentra establecido en un valor de 60.000 +/- 10.000 Kg por lo que si este valor a inicio de mes se encuentra entre 50.000 y 65.000 Kg el valor de Max a acumular será positivo y será el valor resultante de resolver 70.000 Kg menos el saldo inicial, mientras que el valor min a acumular se define en Tabla 4 a continuación:

Tabla 4: Mínimo a Acumular en Función de Saldo Inicial

Saldo inicial en Kg	min a acumular en Kg
50.000 a 55.000	5.000
55.001 a 60.000	3.000
60.001 a 65.000	2.000

Si el saldo inicial de inventario de material para fundir al iniciar el mes es mayor a 65.000 Kg, entonces el valor de máximo a acumular será cero lo que indica que deberá resolverse para generar un consumo en cuyo caso el valor de mínimo a acumular será la diferencia entre 50.000 Kg menos el saldo inicial (valor negativo).

Cuando los valores de máximo y mínimo a acumular que se ingresan a la matriz de restricciones son positivos se genera una acumulación de material de reciclado que es el resultado de la viruta generada de las piezas fabricadas con varilla; mientras que, si se ingresan valores negativos el modelo genera soluciones que hacen que se genere consumo de material para fundir y se asigna como última alternativa de material para fabricar a la varilla, esto permite ingresar en un esquema cíclico que logra un inventario dentro las bandas establecidas.

Estas consideraciones que permiten establecer los valores máximo y mínimo a acumular determinan las condiciones de periodicidad que aseguran niveles de inventario dentro de los valores establecidos por la empresa con objetivos en el inventario de minimizar los costos incurridos en su manejo [13].

2.5.3 Restricción de no negatividad

La solución de las variables de decisión permite encontrar la materia prima o combinación de materiales seleccionados, los costos de producción, así como también, cantidad de material a consumir o acumular que



satisfagan las restricciones ingresadas al modelo, los mismos que no pueden ser negativos y que cuya condición es la indicada en (5) a continuación.

$$x_{ij} \geq 0 \quad (5)$$

Con la aplicación de modelos de inventario, niveles de servicio y punto de reorden se determina un nivel de bandas de stock de materia prima para fundir que sirven como indicador para cambiar de esquema de producción que logra siempre el menor costo posible de fabricación que evita la acumulación y la escasez. La banda superior está limitada por el nivel de inventario deseado de material que se acumula por el método de fabricación seleccionado y el aporte de viruta de latón de otras secciones de origen de la empresa que utilizan varilla de latón para la fabricación de componentes de grifería.

La banda inferior considera el stock mínimo en función de la variabilidad del lead time del proveedor de varilla y su nivel de confiabilidad de manera que no se genere desabastecimiento. El funcionamiento de los sistemas de inventario es clave en los resultados favorables de las industrias manufactureras, lo que lo convierte en un ámbito de gran relevancia para la optimización.

Una vez obtenidos los resultados entregados por el software, éstos serán comparados con el costo de producción que se obtiene con el programa de producción enviado por del área destinada de la organización que entrega la información de cuanto y cuando fabricar vs los resultados entregados por el modelo; así como, la verificación de no haber superado el cupo de importación y el cumplimiento de la acumulación de materia prima para fundición deseada en función de los saldos iniciales y su ubicación dentro de las bandas de stock; debe tenerse presente que si la acumulación es negativa la misma representa consumo.

2.6 Programación en R

En la Fig. 4. se presenta un esquema en donde se observa de forma ordenada como se introduce la información en el script de R, información que puede ingresarse directamente en forma de matriz o importarse desde un archivo con formato .xlsx o .csv, esto es válido para la matriz de restricciones y la matriz que contiene la información para la función objetivo, una vez que éstas se encuentran ingresadas se procede a extraer de la matriz que contiene las restricciones solo la variables de decisión y de la misma forma se extraen las soluciones de cada una de esas restricciones. Una vez se extraen las matrices indicadas en las variables res y sol se crea una nueva matriz que contiene las direcciones de las ecuaciones e inecuaciones que son solución de las restricciones.

Con estos valores ingresados al script se procede mediante la función lp a correr el programa y obtener las

soluciones que permiten obtener el costo de producción óptimo y valores para variables de decisión que indiquen la mejor alternativa de materia prima o combinación de éstas que satisfagan las restricciones indicadas.

En ocasiones el modelo puede no tener soluciones posibles y generar una matriz nula en cuyo caso se pueden ajustar el cupo máximo de importación y/o el mínimo a acumular hasta que el modelo genere una matriz de solución diferente a la nula. Esta definición la toma la empresa en función de los saldos de varilla existentes y de los saldos iniciales de material para fundir.

El modelo matemático planteado es escalable a varios niveles de restricciones y se pueden incorporar a éste, productos adicionales que tengan la misma característica de utilizar varilla como materia prima.

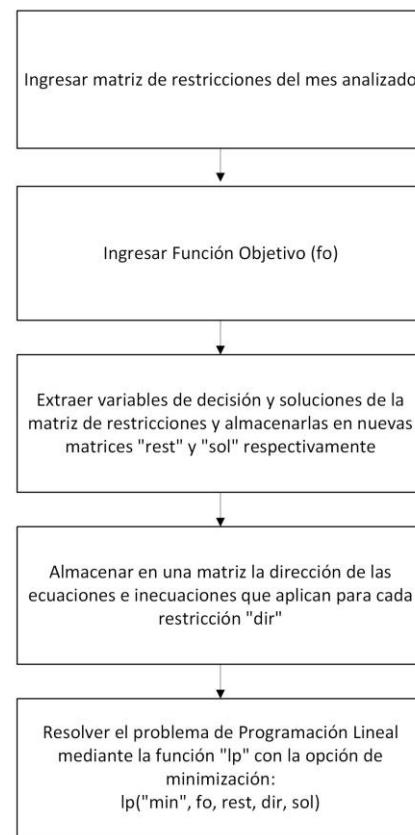


Figura 4: Esquema de Programa en R

3. RESULTADOS

El modelo propuesto fue resuelto usando Rstudio con ayuda del paquete “lpSolve” y su función “lp” para minimización el cual genera como solución una matriz de 6 x 14 con los valores de cada variable de decisión que definen la proporción de cada lote a producir por tipo de materia prima y que se presenta en la Tabla 5. que corresponde a 1 mes continuo de producción.

En la tabla indicada se observan los valores que tomarán las variables de decisión que permiten obtener el menor costo de producción al aplicarse sobre la función

objetivo (1). Adicional estos valores aplicados a (2), (3) y (4) consiguen satisfacer las restricciones de cupo de importación y el consumo o acumulación de material lo que permite mantener los niveles de inventario dentro de las bandas de inventario máximo y mínimo.

Tabla 5: Resumen Semestral de Resultados del Modelo de Programación Lineal

PRODUCTO	Resultado de Tipo de Materia Prima para Producción en mes 1.			
	Lingote local (%)	Tocho importado (%)	Reciclado (%)	Varilla (%)
1	0	0	0	100
2	0	0	0	100
3	0	0	0	100
4	0	0	0	100
5	0	55	45	0
6	0	0	0	100
7	0	0	0	100
8	0	0	0	100
9	0	0	0	100
A	0	0	0	100
B	0	0	0	100
C	0	0	0	100
D	0	0	0	100
E	0	0	0	100

Los resultados obtenidos en el modelo de programación de cada mes se aplican sobre (1) en donde el valor de C que es parte de esta ecuación está directamente relacionado con la variación del precio del cobre y del zinc, el mismo que se encuentra dado por el LME y que para los meses que se analizan son los de la Tabla 6.

Tabla 6: LME en USD/Kg para Cobre y Zinc

Mes	Cu	Zn
Mes 1	8.100	2.602
Mes 2	8.041	2.480
Mes 3	8.456	2.465
Mes 4	8.476	2.640

Mes 5	8.513	2.551
Mes 6	8.389	2.382

La Tabla 7. presenta el costo de producir sin optimización, es decir fabricar todos los productos con varilla respecto a la fabricación óptima con base en los resultados del modelo de optimización propuesto Adicional en esta Tabla 7. se incluye el ahorro que se obtiene al aplicar esta solución en la programación mensual y el cupo de importación asignado para el mes.

Tabla 7: Costo en USD de Producir con Optimización Respecto a Producción sin Optimización

Mes	Sin optimización (USD)	Con optimización (USD)	Ahorro (USD)	Cupo de importación (Kg)
Mes 1	269.793	254.68	15.113	36
Mes 2	256.526	241.37	15.156	36
Mes 3	255.656	236.117	19.539	36
Mes 4	245.987	239.202	6.785	27
Mes 5	224.419	214.359	10.06	27
Mes 6	229.729	223.041	6.688	27

El costo de producir al aplicar las soluciones del modelo de optimización en la función objetivo en todos los meses analizados presenta un ahorro, y aunque este es variable, siempre es menor que el que se obtiene al fabricar únicamente de varilla.

Esta variabilidad se da básicamente como consecuencia de mantener el inventario de materia prima para fundir dentro de los límites especificadas por la empresa.

La variación en USD del costo de producción se puede visualizar en Fig. 5. en donde para cada mes en el que se aplica el modelo este valor es menor.



Figura 5: Costo de Producción con Modelo de Optimización y sin Optimización [USD]

A continuación, en la Fig. 6., se presenta el inventario en Kg al inicio de cada mes de materia prima para fundir al aplicarse el modelo regular de producción (SIN OPT) y el inventario al aplicar el modelo de optimización (CON OPT) en el que se observa la tendencia creciente de los niveles de inventario cuando se adopta el esquema de producción regular entregado por el del área destinada de la organización que entrega la información de cuanto y cuando fabricar en el cual solo se utiliza varilla para la fabricación, es decir sin optimización.

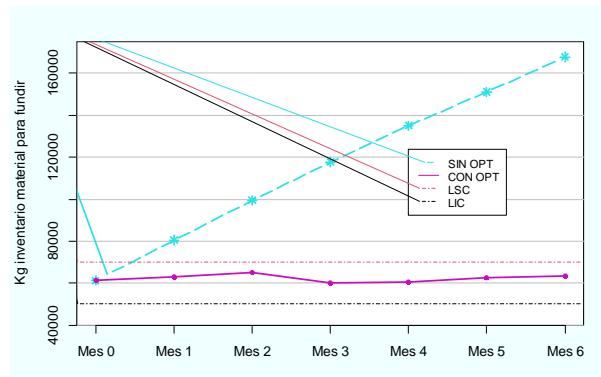


Figura 6: Inventario de Material para Fundir [Kg]

Por otra parte, al aplicar la solución del modelo de optimización se observa como los saldos de inventario de material para fundir se mantienen dentro de las bandas establecidas y que tienen como límite inferior de control (LIC) 50.000 Kg y como límite de control superior (LSC) 70.000 Kg, se muestra en la Fig. 7.

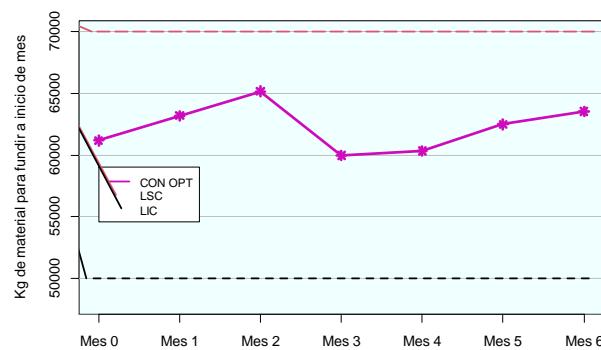


Figura 7: Inventario de Material para Fundir con Optimización [Kg]

4. CONCLUSIONES

El método de programación lineal propuesto en el estudio permitió encontrar la solución de menor costo de producción, cumpliendo además con las restricciones de cupos de importación y nivel de inventario establecido en 50 ton como nivel de inventario mínimo y 70 ton como inventario máximo.

Una vez aplicadas las soluciones del modelo para la selección de material o materiales requeridos para el cumplimiento de los lotes de producción se obtuvo un ahorro acumulado de USD 73.341 durante 6 meses

consecutivos y se logró pasar de un inventario promedio de material para fundir de 116 ton con el esquema original de producción a 62 ton con el plan de producción optimizado.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la carrera de Ingeniería Mecánica y al Grupo de Investigación en Ingeniería, Productividad y Simulación Industrial (GIIPSI) de la Universidad Politécnica Salesiana

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. S. Chauhan and P. Kotecha, "An efficient multi-unit production planning strategy based on continuous variables," *Applied Soft Computing Journal*, vol. 68, pp. 458–477, 2018, doi: 10.1016/j.asoc.2018.03.012.
- [2] G. Bayá, P. Sartor, F. Robledo, E. Canale, and S. Nesmachnow, A Case Study of Smart Industry in Uruguay: Grain Production Facility Optimization, vol. 1555 CCIS. 2022. doi: 10.1007/978-3-030-96753-6_8.
- [3] J. I. P. Rave and G. P. J. Álvarez, "Application of mixed-integer linear programming in a car seat assembling process," *Pesquisa Operacional*, vol. 31, no. 3, pp. 593–610, 2011, doi: 10.1590/S0101-74382011000300011.
- [4] F. Dianawati and H. Fatoni, "Determining the optimal inventory holding time using mixed integer linear programming (MILP) in a forwarder company," in *AIP Conference Proceedings*, 2024. doi: 10.1063/5.0242084.
- [5] J. M. Izar Landeta, C. B. Ynzunza Cortés, and O. Guarneros García, "Variabilidad de la demanda del tiempo de entrega, existencias de seguridad y costo del inventario," *Contaduría y Administración*, vol. 61, no. 3, pp. 499–513, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.cya.2015.11.008.
- [6] A. Gholipoor, M. M. Paydar, and A. S. Safaei, "A faucet closed-loop supply chain network design considering used faucet exchange plan," *J Clean Prod*, vol. 235, pp. 503–518, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.06.346.
- [7] J. Johansson, L. Ivarsson, J. E. Ståhl, V. Bushlya, and F. Schultheiss, "Hot Forging Operations of Brass Chips for Material Reclamation after Machining Operations," in *Procedia Manufacturing*, Elsevier B.V., 2017, pp. 584–592. doi: 10.1016/j.promfg.2017.07.152.
- [8] V. Agrawal, R. P. Mohanty, S. Agarwal, J. K. Dixit, and A. M. Agrawal, "Analyzing critical success factors for sustainable green supply chain management," *Environ Dev Sustain*, vol. 25, no. 8, pp. 8233–8258, 2023, doi: 10.1007/s10668-022-02396-2.

- [9] A. Loibl and L. A. Tercero Espinoza, "Current challenges in copper recycling: aligning insights from material flow analysis with technological research developments and industry issues in Europe and North America," *Resour Conserv Recycl*, vol. 169, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.resconrec.2021.105462.
- [10] P. Asadi, M. Akbari, A. Armani, M. R. M. Aliha, M. Peyghami, and T. Sadowski, "Recycling of brass chips by sustainable friction stir extrusion," *J Clean Prod*, vol. 418, no. June, p. 138132, 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.138132.
- [11] A. I. Kibzun and V. A. Rasskazova, "Linear Integer Programming Model as Mathematical Ware for an Optimal Flow Production Planning System at Operational Scheduling Stage," *Automation and Remote Control*, vol. 84, no. 5, pp. 529–542, 2023, doi: 10.1134/S0005117923050065.
- [12] H. Su, N. Zhou, Q. Wu, Z. Bi, and Y. Wang, "Investigating price fluctuations in copper futures: Based on EEMD and Markov-switching VAR model," *Resources Policy*, vol. 82, May 2023, doi: 10.1016/j.resourpol.2023.103518.
- [13] J. M. Izar Landeta, C. B. Ynzunza Cortés, and E. Zermeño Pérez, "Calculation of reorder point when lead time and demand are correlated," *Contaduría y Administración*, vol. 60, no. 4, pp. 864–873, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.cya.2015.07.003.
- [14] Patrão, R. L., & Napoleone, A. (2024). Decision Making under Uncertainty for Reconfigurable Manufacturing Systems: A framework for uncertainty representation. *IFAC-PapersOnLine*, 58(19), 103–108. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2024.09.102>
- [15] Napoleone, A., Andersen, A.-L., Brunoe, T. D., & Nielsen, K. (2023). Towards human-centric reconfigurable manufacturing systems: Literature review of reconfigurability enablers for reduced reconfiguration effort and classification frameworks. *Journal of Manufacturing Systems*, 67, 23–34. <https://doi.org/10.1016/j.jmsy.2022.12.014>
- [16] Barrera-Díaz, C. A., Nourmohammadi, A., Smedberg, H., Aslam, T., & Ng, A. H. C. (2023). An Enhanced Simulation-Based Multi-Objective Optimization Approach with Knowledge Discovery for Reconfigurable Manufacturing Systems. *Mathematics*, 11(6). <https://doi.org/10.3390/math11061527>
- [17] Ang, C. W., Yahaya, S. H., Salleh, M. S., & Cahyadi, N. (2025). A Comprehensive Review of Different Approaches used by Manufacturing Industries in Handling Capacity Planning under Demand Uncertainties. *Journal of Advanced Research in Applied Sciences and Engineering Technology*, 50(1), 88–106. <https://doi.org/10.37934/araset.50.1.88106>
- [18] Moghaddam, S. K., Houshmand, M., Saitou, K., & Fatahi Valilai, O. (2020). Configuration design of scalable reconfigurable manufacturing systems for part family. *International Journal of Production Research*, 58(10), 2974–2996. <https://doi.org/10.1080/00207543.2019.1620365>
- [19] Imseitif, J., & Nezamoddini, N. (2020). Macro and micro-production planning for reconfigurable manufacturing systems. *Proceedings of the 2020 IISE Annual Conference*, 784–789.
- [20] Gainanov, D. N., Berenov, D. A., Nikolaev, E. A., & Rasskazova, V. A. (2022). Integer Linear Programming in Solving an Optimization Problem at the Mixing Department of the Metallurgical Production. In *Lecture Notes in Computer Science (including subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics)*: Vol. 13621 LNCS. https://doi.org/10.1007/978-3-031-24866-5_12
- [21] Rasskazova, V. A. (2024). LIP Model in Solving RCPSP at the Flow Type Production. In *Communications in Computer and Information Science*: Vol. 1913 CCIS. https://doi.org/10.1007/978-3-031-48751-4_6
- [22] Angizeh, F., Montero, H., Vedpathak, A., & Parvania, M. (2020). Optimal production scheduling for smart manufacturers with application to food production planning. *Computers and Electrical Engineering*, 84. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106609>
- [23] Coronado-Hernandez, J. R., de la Hoz, L., Leyva, J., Ramos, M., & Zapatero, O. (2020). Linear programming model to minimize the production costs of an adhesive tape company | Modelo programación lineal para minimizar los costos de producción de una empresa de cintas adhesivas. *Proceedings of the LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education and Technology*. <https://doi.org/10.18687/LACCEI2020.1.1.369>
- [24] Vanli, A. S., & Karas, M. H. (2025). Material and Process Modification to Improve Manufacturability of Low-Lead Copper Alloys by Low-Pressure Die Casting Method. *Metals*, 15(2). <https://doi.org/10.3390/met15020205>
- [25] Ying, K.-C., Lin, S.-W., Pourhejazy, P., & Lee, F.-H. (2025). Production scheduling of additively manufactured metal parts. *CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology*, 57, 100–115. <https://doi.org/10.1016/j.cirpj.2025.01.005>

- [26] Yang, Z., & Liu, S. (2025). Fairness-oriented multi-objective optimization of supply chain planning under uncertainties. *Socio-Economic Planning Sciences*, 99. <https://doi.org/10.1016/j.seps.2025.102198>



Vinicio Quinteros. - Nació en Otavalo en 1978. Alcanzó su título de Ingeniero Mecánico en el 2011 y de Magíster en Producción en Operaciones Industriales en el 2024 en la Universidad Politécnica Salesiana. Actualmente se desempeña como Supervisor en la

empresa FV Area Andina con 23 años de experiencia, es auditor de los sistemas ISO 9001, 14001, auditor del sistema de seguridad BASC. Aplica sus conocimientos y experiencia enfocando en cambiar la metodología de empresas centradas en la producción a empresas centradas en la gente para lo cual se convierte en un generador de entornos y continúa impulsando un desarrollo sostenible, responsable con el medio ambiente, la comunidad, pero sobre todo liderando su equipo de trabajo hacia nuevos horizontes.



Cristian Leiva. - Nació en Quito en 1980. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE 2003. Y su título de Magíster en Materiales, Diseño y Producción en la Escuela Politécnica Nacional en Ecuador.

Tiene 12 años de experiencia en empresas manufactureras como Jefe de Planta, Producción, Mantenimiento y Proyectos. Actualmente más de 10 años como docente investigador en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus campos de investigación son Materiales y Optimización en Planeación de la Producción.



Steven Cárdenas. – Nació en Ibarra en 2003. Actualmente cursa la carrera de Ingeniería Mecánica en la Universidad Politécnica Salesiana. Su formación se orienta hacia el desarrollo de conocimientos en el área de la ingeniería aplicada y los sistemas mecánicos.

Analysis of the Temporal and Geographical Influence of Sampling on the Physicochemical Properties of FORSU in Manabí, Ecuador.

Análisis de la Influencia Temporal y Geográfica del Muestreo sobre las Propiedades Fisicoquímicas de FORSU en Manabí, Ecuador.

N. Robles^{1,3} 0000-0002-6081-8213M. Herrera¹ 0000-0001-5624-7385D. Rivadeneira¹ 0000-0003-0295-1291W. Ponce² 0000-0002-4250-5184¹ Instituto de Investigación Geológico y Energético, Quito 170518, EcuadorE-mail: nilo.robles@geoenergia.gob.ec, daniel.rivadeneira@geoenergia.gob.ec,
michelle.herrera@geoenergia.gob.ec² Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias - Estación Experimental Portoviejo 130105, EcuadorE-mail: wilmer.ponce@iniap.gob.ec³ Alimentos, Compuestos Orgánicos, Materiales, Microbiología Aplicada y Energía (ACMME), Facultad de Ingeniería Química, Universidad Central del Ecuador, Quito 170129, Ecuador

Abstract

Population growth and societal development have significantly increased waste generation, whose accumulation in landfills causes environmental impacts and health risks for nearby populations. In this study, samples of the organic fraction of municipal solid waste (FORSU) were collected in five markets in different cantons of the province of Manabí, considering different time periods. Subsequently, physicochemical characterization was performed through proximal analysis and determination of the gross calorific value, complemented by statistical analysis to evaluate the influence of seasonality and geographical location on its properties. The results obtained allow criteria to be established to define the possible uses of FORSU and its potential for energy recovery through thermochemical conversion processes.

Resumen

El crecimiento demográfico y el desarrollo de la sociedad han incrementado de forma significativa la generación de residuos, cuya acumulación en vertederos ocasiona impactos ambientales y riesgos sanitarios para las poblaciones cercanas. En este estudio se recolectaron muestras de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) en cinco mercados de distintos cantones de la provincia de Manabí, considerando diferentes temporalidades. Posteriormente, se realizó la caracterización fisicoquímica mediante análisis proximal y determinación del poder calorífico superior, complementada con un análisis estadístico para evaluar la influencia de la temporalidad y la ubicación geográfica sobre sus propiedades. Los resultados obtenidos permiten establecer criterios para definir los posibles usos de la FORSU y su potencial de valorización energética a través de procesos de conversión termoquímica.

Index terms— Municipal solid waste, Physicochemical properties, Statistical analysis, Energy recovery, Thermochemical conversion.

Palabras clave— Residuos sólidos urbanos, Propiedades fisicoquímicas, Análisis estadístico, Valorización energética, Termoconversión.

Recibido: 03-12-2025, Aprobado tras revisión: 19-01-2026

Forma sugerida de citación: Robles, N.; Rivadeneira, D.; Herrera, M.; Ponce, W. (2026). "Análisis de la Influencia Temporal y Geográfica del Muestreo sobre las Propiedades Fisicoquímicas de FORSU en Manabí, Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue II, Pp. 146-155

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v22.n2.2026.743>

© 2026 Autores



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



1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento poblacional y urbano, junto con los hábitos de consumo y el desarrollo económico, se relacionan directamente con la creciente demanda de recursos y, en consecuencia, con la generación de residuos. Este fenómeno constituye un desafío global y una preocupación para las generaciones actuales y futuras.

En 2020 se reportaron 810 millones de toneladas de residuos sólidos urbanos (RSU) en el mundo, de los cuales el 38 % fueron vertidos, incinerados o acumulados a cielo abierto [1]. En 2016 se llevó a cabo la caracterización fisicoquímica que incluyó el análisis proximal y determinación del poder calorífico de la fracción bio-orgánica de RSU en dos vertederos de Indonesia. Los resultados reportaron un rango de humedad comprendido entre 9,13 y 12,23 %, un contenido de cenizas entre 10,44 y 17,31 %, un porcentaje de material volátil en el intervalo de 64,95 a 74,58 %, y un contenido de carbono fijo entre 14,74 y 19,47 %. Asimismo, el poder calorífico se situó entre 14,53 y 17,07 MJ kg⁻¹ [2]. No obstante, el hecho de que las muestras hayan sido recolectadas en vertederos genera una amplia variabilidad en los resultados, atribuida a la heterogeneidad y diversidad de las fuentes de emisión de estos residuos.

En otro estudio realizado en Saltillo, México por Silva R. et al. (2024), se caracterizó la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) proveniente de mercados de (CMW) donde se determinó que estaba compuesta en un 72,5 % por frutas y vegetales, mientras que el 27,5 % restante incluía carnes, huesos, lácteos y otros residuos orgánicos. A partir del análisis proximal de esta fracción se obtuvo un contenido de humedad del 89,92 %, mientras que el porcentaje de sólidos totales alcanzó el 10,08 %. De estos sólidos, el 84,45 % correspondió a material volátil y el 15,55 % a cenizas [3].

En Ecuador, para 2023, la generación promedio alcanzó 14.421,29 toneladas diarias de RSU, compuestos en un 55,3 % por residuos orgánicos y en un 44,7 % por inorgánicos [4]. En la región costa del país, el 32,1 % de los RSU son depositados en botaderos a cielo abierto, mientras que en la región sierra este valor apenas alcanza el 5,4 % [5]. Esta práctica produce contaminación de suelos, aguas y aire, afectando directamente a la salud de la población cercana [6]. Además, las condiciones climáticas de la costa ecuatoriana aceleran la descomposición de la materia orgánica y favorecen la emisión de lixiviados y metano, lo que incrementa los impactos ambientales [7]. A esto se suma el riesgo de proliferación de vectores y la posible transmisión de enfermedades al entrar en contacto con fuentes de agua [8].

En la región costera de Ecuador se encuentra Manabí, una provincia cuya actividad económica principal se centra en el sector agropecuario, ya que 1.052.342 ha de

su territorio están dispuestas para este fin [9], [10]. En el año 2020 se reportó la existencia de aproximadamente 130 centro de acopio activos [11] que abastecen a una población de 1.592.840 habitantes, lo que representa el 9,4 % de la población total del país [12].

En este estudio se utilizó FORSU de origen lignocelulósico, generada en mercados municipales. La biomasa lignocelulósica, definida como el residuo vegetal no destinado al consumo humano ni animal, se caracteriza por su elevado contenido de carbohidratos y por la presencia de componentes estructurales como celulosa, hemicelulosa y lignina [13]. Estas características junto con la alta disponibilidad de este residuo, le confieren un importante valor energético, lo que la posiciona como una materia prima adecuada para procesos de conversión termoquímica entre los que destacan la incineración, la gasificación y la pirólisis; los cuales se consideran alternativas sostenibles para la valorización energética de la FORSU [14]. A través de estas tecnologías es posible obtener bioproductos sólidos (biocarbón), líquidos (bioaceite) y gaseosos (syngas), que pueden emplearse como biocombustibles o en generación de energía, dependiendo de sus propiedades fisicoquímicas y de las condiciones de operación [15].

La elevada dependencia de los combustibles fósiles y el riesgo geopolítico asociado a sus principales proveedores resaltan la urgencia de promover fuentes de energía renovables que contribuyan a mitigar los efectos del cambio climático. Al mismo tiempo, estas alternativas permiten fortalecer la seguridad energética, entendida como el acceso ininterrumpido a fuentes de energía a precios asequibles y ambientalmente sostenibles [16]. En este contexto, adquiere especial importancia la llamada “transición energética verde”, orientada al reemplazo parcial o total de los combustibles fósiles por recursos renovables y sostenibles [17]. La integración de estas fuentes en la matriz energética no solo contribuye a reducir la exposición a la volatilidad de los mercados internacionales, sino que también impulsa la diversificación de materias primas y favorece la construcción de un modelo energético más sostenible y ambientalmente responsable.

La originalidad de este estudio radica en la caracterización de la FORSU y en la evaluación estadística del efecto de la temporalidad y la ubicación de muestreo sobre sus propiedades fisicoquímicas, con el fin de establecer criterios sólidos para la selección de biomasa y su aprovechamiento en la generación de bioproductos, optimizando así los rendimientos al aplicarla en distintos procesos. Estos resultados constituyen la base para definir criterios de representatividad de las muestras y orientar estrategias de valorización energética sostenible en la provincia de Manabí. En Ecuador, este tipo de investigaciones no se había desarrollado previamente, lo que ha limitado la disponibilidad de información de referencia y, en consecuencia, la proyección de aplicaciones de la

FORSU en el contexto nacional. Además, la falta de estudios sobre la influencia de la temporalidad y la ubicación geográfica en su composición y propiedades ha dificultado el diseño de estrategias de aprovechamiento ajustadas a las condiciones locales.

2. METODOLOGÍAS Y MÉTODOS

2.1 Muestreo y Pre-tratamiento

Las muestras fueron recolectadas durante el año 2024: F1 (24–28 de junio), F2 (26–30 de agosto), F3 (2–6 de septiembre) y F4 (9–13 de septiembre); salvo en los casos particulares en los que, por motivos de condiciones operativas de seguridad, no se pudo realizar el muestreo.

Se seleccionaron cinco mercados distribuidos en diferentes cantones de la provincia de Manabí, cuya descripción se presenta en la Tabla 1 y el mapa de su ubicación geográfica se muestra en la Fig. 1:

Tabla 1: Ubicación y Fechas de Muestreo

Cantón	Lugar	Ubicación	Fecha de muestreo
Manta*	Mercado Mayorista de Manta “El Madrugador”	S 0°57'06.3" W 80°42'19.7"	F2, F3 y F4
Sucre	Mercado Municipal de Bahía de Caráquez	S 0°36'08.7" W 80°25'32.5"	F1, F2, F3 y F4
Rocafuerte*	Mercado Central de Rocafuerte	S 0°55'07.3" W 80°26'56.6"	F2, F3 y F4
Jipijapa	Mercado Central de Jipijapa	S 1°20'52.2" W 80°34'46.1"	F1, F2, F3 y F4
Portoviejo*	Mercado Plaza Central de Portoviejo	S 1°03'24.7" W 80°27'28.9"	F2, F3 y F4

*Muestra recolectada en tres fechas por motivos de seguridad operativa.

El muestreo y la preparación de las muestras se realizaron siguiendo la norma NOM-AA-15-1985 [18]. Las muestras fueron trituradas hasta alcanzar un tamaño de partícula inferior a 2 mm, secadas a 105 °C y trasladadas al Laboratorio de Biomasa del Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE), en Quito, para su análisis fisicoquímico. Posteriormente, se realizó la preparación de la muestra para el análisis composicional siguiendo una metodología basada en el procedimiento NREL/TP-510-42620 [19].



Figura 2: Recolección y Pre-tratamiento de FORSU

2.2 Caracterización

La FORSU recolectada fue caracterizada mediante análisis proximal y determinación del poder calorífico superior (PCS). Los ensayos se realizaron por triplicado para garantizar la reproducibilidad de los resultados, aplicando metodologías establecidas en normas internacionales: ISO 18134-2:2017 [20] para contenido de humedad (%H); UNE-EN ISO 18123 [21] para materia volátil (%MV); UNE-EN ISO 18122 [22] para cenizas (%CZ); carbono fijo (%CF) calculado por diferencia y UNE-EN ISO 18125 [23] para PCS.

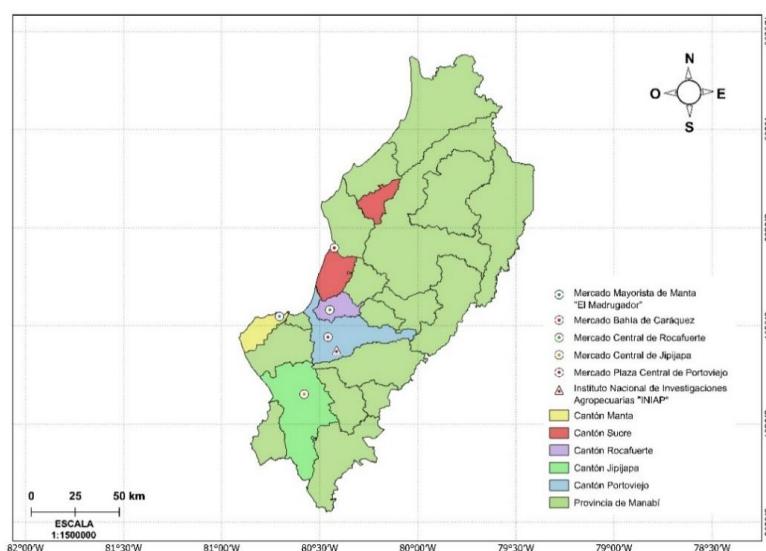


Figura 1: Lugares Geográficos de los Sitios de Muestreo



2.3 Análisis Estadístico

Se llevó a cabo un análisis estadístico de los resultados obtenidos en la caracterización fisicoquímica de las muestras, considerando las condiciones de muestreo descritas en la Tabla I. El procesamiento de los datos se realizó con el software estadístico Minitab, utilizando un nivel de confianza del 95 % ($\alpha = 0,05$).

El análisis se estructuró en dos etapas principales: (i) la evaluación del efecto de las diferencias en las fechas de muestreo sobre una misma muestra, y (ii) la comparación entre muestras provenientes de distintos orígenes.

En ambas etapas se aplicó la misma metodología:

En primer lugar, se utilizó la prueba de Anderson-Darling (AD) con el fin de determinar si los datos recolectados para cada variable continua (%H, %CZ, %MV, %CF y PCS) se ajustaban a una distribución normal. Para esta prueba se plantearon las siguientes hipótesis:

H_0 : Los datos presentan una distribución normal ($p>\alpha$).

H_1 : Los datos no presentan una distribución normal ($p<\alpha$).

La prueba estadística de AD se define como:

$$A^2 = -n - S \quad (1)$$

$$S = \sum_{i=1}^n \frac{(2i-1)}{n} [\ln F(Y_i) + \ln(1 - F(Y_{n+1-i}))] \quad (2)$$

Donde n es el tamaño de la muestra

Y_i son los puntos de datos ordenados

$F(Y_i)$ es la función de distribución acumulativa de la distribución hipotética evaluada en Y_i [24].

Posteriormente, se aplicó un análisis de varianza (ANOVA) con un nivel de confianza del 95 % ($\alpha = 0,05$), con el objetivo de evaluar las diferencias entre medias entre más de dos grupos de comparación. El procedimiento se basó en el estadístico F de Fisher como criterio de decisión, bajo los supuestos de normalidad en las poblaciones analizadas y homogeneidad de varianzas (σ^2) [25].

Para este análisis se consideraron los siguientes aspectos en cada etapa:

2.3.1 Efecto de la temporalidad de muestreo

Número de muestras: 5 provenientes de distintos mercados.

Fechas de muestreo: F1, F2, F3 y F4 en los mercados de Sucre y Jipijapa ($Fc = 3,86$); F2, F3 y F4 en los mercados de Manta, Rocafuerte y Portoviejo ($Fc = 4,74$).

2.3.2 Efecto del origen de la muestra

Número de muestras: 5 correspondientes a distintos mercados.

Fechas de muestreo: 3 diferentes períodos ($Fc = 3,36$).

En ambos casos, las hipótesis planteadas fueron las siguientes [26]:

H_0 : Las medias son iguales $\mu_1 = \mu_2 = \mu_3 = \mu_4$ ($F < Fc$).

H_1 : Al menos una de las medias es distinta $\mu \neq \mu_n$ ($F > Fc$).

El cálculo del ANOVA se desarrolla de la siguiente manera:

En primer lugar, se determinan los grados de libertad (GL) para cada componente del modelo:

$$\text{Factor GL} = r - 1 \quad (3)$$

$$\text{Error GL} = n_T - r \quad (4)$$

$$\text{Total} = n_T - 1 \quad (5)$$

Donde n_T es el número total de observaciones

r es el número de niveles del factor

A continuación, se obtiene la desviación media del nivel de factor estimado alrededor de la media general (Factor SC):

$$\text{Factor SC} = \sum n_i (\bar{Y}_i - \bar{Y}_{..})^2 \quad (6)$$

Donde n_i es el número de observaciones de cada muestra

\bar{Y}_i es la media de observaciones en el $i^{\text{ésimo}}$ nivel del factor

$\bar{Y}_{..}$ es la media de todas las observaciones

Seguidamente, se verifica si el Factor SC es lo suficientemente grande como para rechazar la hipótesis nula, comparándola con la suma de los cuadrados del error o residuos (Error SC):

$$\text{Error SC} = \sum_i \sum_j (Y_{ij} - \bar{Y}_i)^2 \quad (7)$$

Donde Y_{ij} es el valor de la $j^{\text{ésima}}$ observación al $i^{\text{ésimo}}$ nivel del factor.

Además, se calcula la variación total de los datos (SC Total):

$$\text{SC Total} = \sum_i \sum_j (Y_{ij} - \bar{Y}_{..})^2 \quad (8)$$

A continuación, se calcula el cuadrado medio (CM) del factor (Factor CM) y el cuadrado medio del error (Error CM):

$$\text{Factor CM} = \frac{\text{Factor SC}}{\text{Factor GL}} \quad (9)$$

$$\text{Error CM} = \frac{\text{Error SC}}{\text{Error GL}} \quad (10)$$

Finalmente, el estadístico F de prueba se determina como se indica en la ecuación 11:

$$F = \frac{\text{Factor CM}}{\text{Error CM}} \quad (11)$$

En los casos en que el ANOVA resultó en el rechazo de la hipótesis nula, se aplicó el método de la Diferencia Mínima Significativa (LSD de Fisher) con el propósito de comparar las medias adyacentes de una matriz previamente ordenada de mayor a menor valor [27]. En este procedimiento, se utilizó la notación con letras (ABC) para las muestras con tres fechas de muestreo y (ABCD) para aquellas con cuatro fechas. La ausencia de una misma letra entre grupos indica que las medias presentan diferencias significativas.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1.1 Caracterización

Tabla 2: Resultados del Análisis Proximal de las Muestras

Muestras	%H	%CZ	%MV	%CF	PCS, MJ kg ⁻¹
Manta	1,75± 0,77	14,38± 1,49	68,88± 2,39	15,00± 2,27	16,55± 0,15
Sucre	3,02± 2,06	17,17± 2,96	67,29± 1,88	12,51± 2,42	16,46± 1,20
Rocafuerte	1,55± 1,20	10,25± 0,56	72,95± 0,81	15,24± 1,33	17,09± 0,75
Jipijapa	1,81± 0,59	14,40± 3,14	68,29± 2,32	15,50± 1,83	16,02± 0,66
Portoviejo	2,68± 0,77	13,75± 1,59	70,39± 2,64	13,18± 1,35	16,41± 1,72

En la Tabla 2 se presentan los resultados del análisis proximal y el contenido de poder calorífico superior de las muestras, expresados como la media y la desviación estándar calculadas como promedio de los ensayos realizados. De estos resultados se destaca que, para todas las muestras, el contenido de materia volátil se ubicó en el rango de 67,29 a 72,95 %. Este valor es comparable con lo reportado por [28] para muestras de frutas y vegetales (F&V), cuyo resultado fue de 62,50 %.

En cuanto al contenido energético, expresado como poder calorífico superior (PCS), los valores registrados para las distintas muestras y temporalidades oscilaron entre 16,02 ± 0,66 y 17,09 ± 0,75 MJ kg⁻¹. Estos resultados coinciden con los valores reportados por [2] para muestras orgánicas procedentes de vertederos. Asimismo, los valores de PCS de la FORSU son comparables con los obtenidos por [29] en maderas

duras, lo que respalda su viabilidad como combustible sólido en un proceso de incineración.

3.1.2 Análisis estadístico

• Efecto de la temporalidad de muestreo

En la Tabla 3 se presentan los valores de *p* mínimos y máximos obtenidos para cada variable continua en las diferentes fechas y lugares de muestreo:

Tabla 3: Resultados de Valores *P* para el Supuesto de Normalidad

Cantón	%CZ	%MV	%CF	PCS
Manta	0,256- 0,419	0,124- 0,502	0,153- 0,495	0,112- 0,251
Sucre	0,103- 0,524	0,079- 0,406	0,091- 0,630	0,073- 0,565
Rocafuerte	0,074- 0,620	0,407- 0,592	0,121- 0,417	0,076- 0,591
Jipijapa	0,119- 0,600	0,069- 0,630	0,063- 0,622	0,180- 0,489
Portoviejo	0,483- 0,626	0,083- 0,587	0,270- 0,547	0,305- 0,610

Los resultados obtenidos de la prueba de Anderson-Darling (AD), indican que en todos los casos los valores de *p* fueron superiores a ($\alpha = 0,05$), por lo que se aceptó la hipótesis nula, confirmando que las muestras siguen una distribución normal.

De acuerdo con Zhang W. y Qi Y. (2024), el análisis de varianza (ANOVA) constituye una de las herramientas estadísticas más empleadas en las ciencias experimentales para determinar la existencia de diferencias significativas entre tratamientos y factores [30]. En este estudio, la aplicación de ANOVA permitió evaluar la influencia de las diferentes fechas de muestreo sobre las propiedades fisicoquímicas de la FORSU; los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 4:

Tabla 4: Resultados de Valores *F* para la Comparación de Medias entre Fechas de Muestreo

Cantón	%CZ	%MV	%CF	PCS
Manta	109,83 ABC	7,82 AB	5,48 AB	8,12 AB
Sucre	286,84 ABCD	51,57 ABC	55,90 ABCD	719,25 ABC
Rocafuerte	16,65 AB	4,48* AB	8,87 AB	66,11 ABC
Jipijapa	204,24 ABC	7,62 AB	3,21* AB	43,58 ABC
Portoviejo	55,00 ABC	7,77 AB	0,52* A	630,25 ABC

*Muestras en las que se comprueba H₀.



Los valores de F experimentales obtenidos para las diferentes temporalidades superaron el valor crítico de F en todos los casos, lo que indica diferencias significativas al comparar los muestreos en distintas fechas. Sin embargo, se identificaron excepciones: en la muestra de Rocafuerte, el contenido de materia volátil presentó un valor de F de 4,48; mientras que en los cantones de Jipijapa y Portoviejo, los valores de F para el contenido de carbono fijo fueron de 3,21 y 0,52; respectivamente. Estos resultados muestran que, en dichos casos, las medias no evidencian diferencias significativas, de acuerdo con los resultados de la prueba LSD de Fisher, donde para cada muestra y variable de respuesta se establecieron grupos de medias ordenadas de mayor a menor para las distintas fechas, siendo 'A' la media más alta; y se demostró que la diferencia entre sus medias no es estadísticamente significativa cuando los grupos comparten letra.

- **Efecto del origen de la muestra**

En la etapa de comparación entre muestras provenientes de distintos orígenes, independientemente de las fechas de muestreo, se aplicó la prueba de Anderson-Darling (AD). Los valores de p obtenidos se presentan en la Tabla 5:

Tabla 5: Resultados de Valores P para el Supuesto de Normalidad

Cantón	%CZ	%MV	%CF	PCS
Manta	0,406	0,300	0,161	0,620
Sucre	0,844	0,484	0,692	0,149
Rocafuerte	0,533	0,555	0,608	0,322
Jipijapa	0,027*	0,024*	0,191	0,506
Portoviejo	0,624	0,060	0,314	0,399

*Valores en los que se comprueba la H_0 .

Los resultados muestran que, en la mayoría de los casos, los valores de p fueron superiores a 0,05; por lo que se aceptó la hipótesis nula, confirmando que los datos cumplen con el supuesto de normalidad. La excepción se encontró en la muestra del mercado de Jipijapa, donde no se verificó normalidad en las variables %CZ y %MV.

Ante esta situación, se analizaron de manera paralela los datos de caracterización correspondientes a dicha muestra con el fin de identificar la causa de esta desviación. En la Tabla 6 se presentan los valores obtenidos:

Tabla 6: Resultados de %CZ y %MV para la Muestra del Cantón Jipijapa

Fecha de muestreo	Muestra: Mercado Central de Jipijapa		
	%CZ \pm sd	% MV \pm sd	% CF \pm sd
F1	15,73 \pm 0,48	67,22 \pm 0,17	14,29 \pm 0,44
F2	16,52 \pm 0,57	67,41 \pm 0,59	14,78 \pm 0,23
F3	16,08 \pm 0,34	66,94 \pm 0,63	15,28 \pm 0,63
F4	9,25 \pm 0,16	71,59 \pm 2,63	17,67 \pm 2,78

Los resultados evidencian una alta variabilidad, atribuida a que en la temporalidad F4 la muestra estuvo compuesta en un 90 % por residuos de frutas. Este predominio de un solo tipo de residuo explica las diferencias marcadas observadas en los parámetros de caracterización del Mercado Central de Jipijapa. Por esta razón, para continuar con el análisis ANOVA se decidió excluir los datos de F4 en las muestras de Jipijapa y Sucre, con el fin de garantizar el cumplimiento del supuesto de igualdad en el número de muestreos entre mercados (n=3).

Con esta consideración, se verificó que las muestras cumplen el supuesto de normalidad y se procedió con el análisis de varianza (ANOVA), cuyos resultados se presentan en la Tabla 7:

Tabla 7: Resultados de Valores f para la Comparación de Medias entre Lugares de Muestreo

%CZ	%MV	%CF	PCS
9,92 ABC	6,98 ABC	3,52 AB	0,87* A

*Muestras en las que se comprueba H_0 .

El análisis evidenció que existen diferencias estadísticamente significativas en tres de los parámetros evaluados entre los distintos puntos de muestreo. En la Fig. 3 se presentan los diagramas de caja y bigotes correspondientes a las variables analizadas en cada ubicación. Los resultados muestran que no se registraron diferencias significativas en las medias de los valores de PCS; sin embargo, en el caso de %CZ, %MV y %CF sí se identificaron diferencias notables entre cantones. Específicamente, las muestras de Sucre, Jipijapa y Manta presentaron los mayores valores de cenizas, mientras que Rocafuerte y Portoviejo destacaron por su mayor contenido de materia volátil.

Estos hallazgos confirman que el origen de la FORSU influye directamente en su composición fisicoquímica y, por tanto, debe ser considerado como un criterio clave en la selección de la biomasa para procesos de valorización, ya que de ello depende la eficiencia y la viabilidad del tratamiento aplicado.

3.1.3 Posibles procesos de valorización de FORSU

La caracterización fisicoquímica de las muestras (Tabla II) permite identificar los procesos termoquímicos más adecuados para el aprovechamiento energético de la FORSU. En promedio, las muestras presentaron un poder calorífico superior (PCS) de $16,51 \pm 0,90 \text{ MJ kg}^{-1}$. Entre los mercados analizados, la muestra proveniente del cantón Rocafuerte registró el valor más alto, con $17,09 \pm 0,75 \text{ MJ kg}^{-1}$ lo que la posiciona como una fuente energética comparable con biomasas lignocelulósicas comúnmente aprovechadas, como la cáscara de arroz ($15,84 \text{ MJ kg}^{-1}$), la hierba de elefantes ($17,50 \text{ MJ kg}^{-1}$) y la paja de maíz ($17,62 \text{ MJ kg}^{-1}$) [31]:

- **Pirólisis**

La pirólisis es un proceso termoquímico de descomposición térmica de la biomasa en ausencia de oxígeno [32], mediante el cual se obtienen principalmente biocarbón, bioaceite y gases volátiles. Según las condiciones de operación, se clasifica en pirólisis lenta (t: 5–30 min; T: 400–500 °C), rápida (t: 0,5–2 s; T: 400–650 °C) y flash (t: <0,5 s; T: 700–1000 °C) [33]. En un estudio realizado por Elhenawy et al. (2024), residuos de madera con 12,68 % de carbono fijo

y 80,87 % de materia volátil permitieron obtener entre 22–40 % de biocarbón [34]. Considerando que la FORSU analizada en este trabajo presentó valores medios de carbono fijo ($14,29 \pm 1,84 \%$) y materia volátil ($69,56 \pm 2,01 \%$) cercanos a los reportados, se infiere que podría ser utilizada como materia prima viable para procesos de pirólisis, especialmente por su alta disponibilidad en los mercados locales. En particular, la muestra procedente del cantón Jipijapa, con su elevado %CF ($15,50 \pm 1,83 \%$) y moderado %MV ($68,29 \pm 2,32 \%$), se perfila como la más adecuada para la producción de biocarbón, lo que contribuiría a estrategias sostenibles de valorización energética y captura de carbono.

- **Incineración**

La incineración, o combustión, consiste en la oxidación de la biomasa en una atmósfera rica en oxígeno para la generación de calor [33]. El contenido de cenizas es un indicador clave de la calidad del combustible, ya que su exceso puede provocar escoriación y corrosión en los equipos. En este estudio, La muestra de Rocafuerte, que presentó el menor contenido de cenizas ($10,25 \pm 0,56 \%$) y el mayor PCS, lo que la convierte en la muestra más prometedora como combustible sólido para combustión directa. Los valores del contenido de cenizas de las

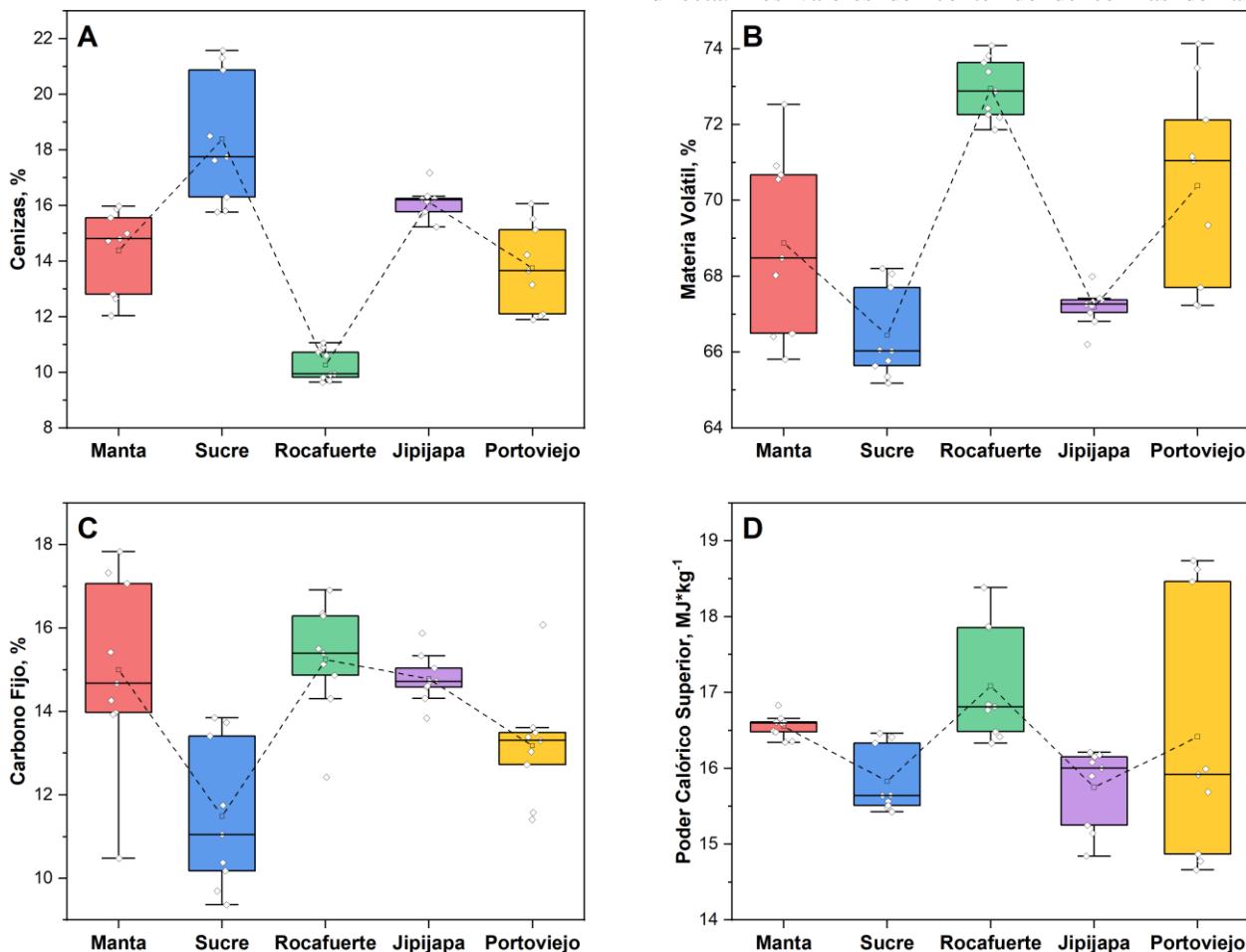


Figura 3: Diagramas de Caja y Bigotes para el Estudio de la Influencia de la Ubicación de la Muestra A) %CZ; B) %MV; C) %CF y D) PCS.

muestras son comparables con los de biomasas acuáticas (11,93–20,1 %) y residuos agroindustriales (3,38–17 %) [35], y dadas las cantidades generadas en los mercados de Manabí, la FORSU puede tener aplicaciones a pequeña escala (cocción de alimentos o calefacción) y, en escenarios industriales, como combustible en calderas para generación de energía.

• *Gasificación*

La gasificación es un proceso de conversión termoquímica que consiste en la oxidación parcial de la biomasa a temperaturas comprendidas entre 800 y 1400 °C, mediante la cual el material sólido se transforma en un gas de síntesis (syngas). Este producto está constituido principalmente por hidrógeno (H₂) y monóxido de carbono (CO), junto con menores proporciones de metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y otros compuestos trazas, cuya composición depende de las condiciones de operación y de las características de la biomasa empleada. [36]. Durante el proceso, ocurren simultáneamente la pirólisis y la oxidación parcial, favoreciendo la generación de un gas con alto valor energético. De acuerdo con estudios previos, un mayor %MV se asocia con un menor %CF, relación que respalda que la muestra proveniente de Rocafuerte sea la más adecuada para este proceso, debido a su elevado %MV y bajo %CZ [37]. En consecuencia, se espera que esta biomasa genere un syngas con baja fracción de H₂, alta concentración de CO y un poder calorífico considerable, lo que lo convierte en un insumo prometedor para aplicaciones energéticas sostenibles

4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos demuestran que tanto la temporalidad como el origen de muestreo influyen significativamente en las propiedades fisicoquímicas de la FORSU. Este hallazgo evidencia, por un lado, diferencias asociadas a los hábitos de consumo de los habitantes de los cantones analizados y, por otro, el efecto de la estacionalidad en la composición de los residuos generados en los mercados locales.

El poder calorífico superior (PCS) de las muestras evaluadas resultó comparable al de residuos agroindustriales como la cáscara de arroz o la paja de maíz. Sin embargo, a diferencia de estos, la FORSU presenta la ventaja de una disponibilidad constante debido a su continua generación, lo que la posiciona como una alternativa viable para su aprovechamiento energético.

La selección de la FORSU como materia prima debe orientarse según la aplicación específica y las condiciones de operación de los procesos de conversión termoquímica, a fin de maximizar la eficiencia en la producción de bioproductos o energía. En este sentido, el presente estudio establece un precedente en Ecuador, aportando información de base para el diseño de

estrategias de valorización sostenible de la FORSU, con el objetivo de potenciar su contribución como fuente renovable dentro de la matriz energética nacional.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Instituto de Investigación geológico y Energético (IIGE) y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID), por el financiamiento del presente trabajo.

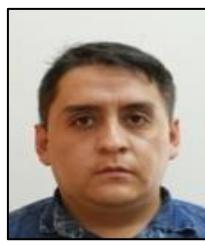
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Z. Lenkiewicz, “Global Waste Management Outlook 2024 - Beyond an age of waste: Turning rubbish into a resource,” United Nations Environ. Program., Feb. 2024, doi: 10.59117/20.500.11822/44939.
- [2] M. Gunamantha, “Prediction of Higher Heating Value Bioorganic Fraction of Municipal Solid Waste from Proximate Analysis Data,” Int. J. Eng. Res. Technol., vol. 5, no. 2, pp. 442–447, 2016, [Online]. Available: <http://www.ijert.org>
- [3] D. Martínez, L. Díaz, O. Aguilar, and S. Hernández, “Characterization of municipal solid waste with the perspective of biofuels and bioproducts recovery in Northeast Mexico,” J. Mater. Cycles Waste Manag., vol. 26, no. 6, pp. 3665–3680, Nov. 2024, doi: 10.1007/s10163-024-02069-4.
- [4] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), “Estadística de Información Ambiental Económica en Gobiernos Autónomos Descentralizados Municipales Gestión de Residuos Sólidos 2023,” 2024. [Online]. Available: https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/web-inec/Encuestas_Ambientales/Municipios/2023/Residuos_Solidos/Presentacion_GRS_2023.pdf
- [5] Instituto de Gobernanza del Parlamento Andino, “Diagnóstico: Situación actual de la gestión de Residuos domiciliarios sólidos en la República del Ecuador y sus principales ciudades: Guayaquil, Quito y Cuenca,” 2024. [Online]. Available: <https://lametro.edu.ec/wp-content/uploads/2024/07/GESTION-DE-RESIDUOS-DIAGNOSTICO-3.pdf>
- [6] I. Cruz, I. Campuzano, and J. Camino, “El impacto ambiental que ocasiona el basurero a cielo abierto en el recinto La Hernestina del cantón Montalvo,” Uniandes EPISTEME, vol. 7, no. Especial, pp. 643–654, 2020.
- [7] G. Kiss and G. Aguilar, “Los productos y los impactos de la descomposición de residuos sólidos urbanos en los sitios de disposición final,” Gac. Ecológica, vol. 79, pp. 39–51, 2006, [Online]. Available: <http://estudiotorritoriales.org/resumen.oa?id=5390>

- 7903
- [8] E. Escalona, “Daños a la salud por mala disposición de residuos sólidos y líquidos en Dili, Timor Leste,” Rev. Cubana Hig. Epidemiol., vol. 52, no. 2, pp. 270–277, 2014.
 - [9] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), “Encuesta de Superficie y Producción Agropecuaria Continua, ESPAC 2023,” 2024. [Online]. Available: https://www.ecuadorencifras.gob.ec/documentos/inec/Estadisticas_agropecuarias/espac/2023/Principales_resultados_ESPAC_2023.pdf
 - [10] D. L. Mantuano Garcia and J. C. Luque Vera, “Sector agropecuario y su aporte en el crecimiento económico de la provincia de Manabí – Ecuador,” Ciencias Soc. y Económicas, vol. 9, no. 1, pp. 115–128, 2025, doi: 10.18779/csye.v9i1.928.
 - [11] Prefectura de Manabí, “Actualización del Plan de Desarrollo y Ordenamiento Territorial Manabí 2030,” 2022. [Online]. Available: https://www.manabi.gob.ec/wp-content/uploads/2021/09/I_PDOT_Manabi_2030_compressed.pdf#page=175&zoom=100,109,926
 - [12] Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), “Resultados Nacionales Definitivos Censo 2022,” 2024.
 - [13] E. of S. Technologies, “Lignocellulosic Biomass.” [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com.translate.goog/topics/engineering/lignocellulosic-biomass?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
 - [14] L. Rodríguez, I. López, V. Ocaña, and R. Pérez, “Tendencias de investigación y desarrollo . Biomass thermo-conversion by pyrolysis . Trends in research and development .,” Cent. Azúcar, vol. 39, no. 1, pp. 27–32, 2012.
 - [15] M. Fernández, J. Rodrigo, and M. Rodrigo, “Alternativas de valorización y eliminación de residuos sólidos urbanos,” Industriambiente, no. December 2014, 2014, [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/303664152_Alternativas_de_valorizacion_y_eliminacion_de_residuos_solidos_urbanos/related
 - [16] J. Kim, F. Jaumotte, A. J. Panton, and G. Schwerhoff, “Energy security and the green transition,” Energy Policy, vol. 198, p. 114409, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.enpol.2024.114409.
 - [17] A. Vilches, J. C. Toscano, D. Gill, and Ó. Macías, “La Transición Energética. Una Nueva Cultura de la Energía,” OEI. ISBN 978-84-7666-213-7, no. January, 2014, [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/30241229>
 - [18] Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), “Norma Mexicana NMX-AA-015-1985. Protección al Ambiente - Contaminación del Suelo - Residuos Sólidos Municipales - Muestreo - Método de Cuarteo. Secretaría de Comercio y Fomento Industrial,” 1985.
 - [19] B. Hames, R. Ruiz, C. Scarlata, A. Sluiter, J. Sluiter, and D. Templeton, “Preparation of Samples for Compositional Analysis: Laboratory Analytical Procedure (LAP); Issue Date 08/08/2008,” no. August, 2008.
 - [20] ISO/TC 238, Norma ISO 18134-2:2017 “Solid biofuels — Determination of moisture content — Oven dry methodPart 2: Total moisture — Simplified method,” 2nd ed. 2017. [Online]. Available: https://www.iso.org/translate.goog/standard/71536.html?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
 - [21] ISO/TC 238, Norma UNE-EN ISO 18123 “Solid biofuels — Determination of volatile matter,” 2nd ed. 2023. [Online]. Available: <https://www.iso.org/es/contents/data/standard/08/31/83192.html?browse=tc>
 - [22] ISO/TC 238, Norma ISO 18122:2015 “Solid biofuels — Determination of ash content,” 1st ed. 2015. [Online]. Available: <https://www.iso.org/es/contents/data/standard/06/15/61515.html>
 - [23] ISO/TC 238, Norma ISO 18125:2017 “Solid biofuels — Determination of calorific value,” 1st ed. 2017. [Online]. Available: https://www.iso.org/translate.goog/standard/61517.html?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
 - [24] SixSigma, “A Complete Guide to the Anderson-Darling Normality Test.” [Online]. Available: <https://www.6sigma.us/six-sigma-in-focus/anderson-darling-normality-test/>
 - [25] W. Navidi, Statistics for Engineers and Scientists. Colorado, EEUU: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2006.
 - [26] Soporte de Minitab, “Métodos y fórmulas para el análisis de varianza en ANOVA de un solo factor.” [Online]. Available: <https://support.minitab.com/es-mx/minitab/help-and-how-to/statistical-modeling/anova/how-to/one-way-anova/methods-and-formulas/analysis-of-variance/>
 - [27] K. Moore, R. Mowers, M. L. Harbur, L. Merrick, and A. Assibi, “Mean Comparisons,” in Quantitative Methods for Plant Breeding, 2023, ch. 10. [Online]. Available: <https://iastate-pressbooks-pub.translate.goog/quantitativeplantbreeding/chapter-10/mean-comparisons/>



- r/mean-comparisons/?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc
- [28] M. I. Awad, Y. Makkawi, and N. M. Hassan, "Yield and Energy Modeling for Biochar and Bio-Oil Using Pyrolysis Temperature and Biomass Constituents," *ACS Omega*, vol. 9, no. 16, pp. 18654–18667, Apr. 2024, doi: 10.1021/acsomega.4c01646.
- [29] B. Esteves, U. Sen, and H. Pereira, "Influence of Chemical Composition on Heating Value of Biomass: A Review and Bibliometric Analysis," *Energies*, vol. 16, no. 10, p. 4226, May 2023, doi: 10.3390/en16104226.
- [30] W. Zhang and Y. Qi, "ANOVA-nSTAT: ANOVA methodology and computational tools in the paradigm of new statistics," vol. 14, pp. 48–67, Mar. 2024.
- [31] D. J. Horst, J. J. Ramírez Behainne, P. P. de Andrade Júnior, and J. L. Kovaleski, "An experimental comparison of lignin yield from the Klason and Willstatter extraction methods," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 23, pp. 78–84, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.esd.2014.07.005.
- [32] A. G. Jardón-Medina and A. Ortiz-Fernández, "Obtención y caracterización de biocarbón a partir de Eichhornia crassipes usando un prototipo de reactor de pirólisis solar," *Rev. Ciencias Ambient.*, vol. 57, no. 1, pp. 1–23, Dec. 2022, doi: 10.15359/rca.57-1.13.
- [33] College of Earth and Mineral Sciences. The Pennsylvania State University, "Lesson 4: Biomass Pyrolysis and Pretreatment Overview," *EGEE 439: Alternative Fuels from Biomass*. [Online]. Available: <https://courses.ems.psu.edu/egee439/node/525>
- [34] Y. Elhenawy et al., "Experimental analysis and numerical simulation of biomass pyrolysis," *J. Therm. Anal. Calorim.*, vol. 149, no. 19, pp. 10369–10383, 2024, doi: 10.1007/s10973-024-12987-y.
- [35] L. F. Pintor-ibarra and F. D. Mendez, "Capítulo 5: Caracterización proximal de los biocombustibles sólidos," no. April 2024, 2023.
- [36] S. Gundekari, J. Mitra, and M. Varkolu, "Classification, characterization, and properties of edible and non-edible biomass feedstocks," in *Advanced Functional Solid Catalysts for Biomass Valorization*, Elsevier, 2020, pp. 89–120. doi: 10.1016/B978-0-12-820236-4.00004-0.
- [37] Y. Gao et al., "Syngas Production from Biomass Gasification: Influences of Feedstock Properties, Reactor Type, and Reaction Parameters," *ACS Omega*, vol. 8, no. 35, pp. 31620–31631, Sep. 2023, doi: 10.1021/acsomega.3c03050.



Nilo M. Robles Carrillo.– Nació en Loja en 1991. Recibió su título de Ingeniero Químico de la Universidad Central del Ecuador (UCE) en 2020. Sus campos de investigación están relacionados con aprovechamiento integral de biomasa y energía.



Daniel A. Rivadeneira Rivera.– Nació en Quito en 1987. Recibió su título de Ingeniero Mecánico de la Universidad de las Fuerzas Armadas (ESPE) en 2014. Master en Dirección y Gestión de Proyectos por la Universidad Benito Juárez G en 2023, Master en Ingeniería Energética por la Universidad de Oviedo-España en 2025. Actualmente se encuentra cursando sus estudios de Doctorado en la Universidad de Alcalá, en Tecnologías de la Información y Comunicación enfocadas a la Eficiencia Energética en la Industria.



Michelle E. Herrera Balseca.– Nació en Quito en 1995. Recibió su título de Ingeniera Química de la Universidad Central del Ecuador (UCE) en 2022. Sus áreas de investigación incluyen la síntesis orgánica y la valorización de biomasa orientada a procesos de remediación ambiental.



Wilmer Ponce.– Nació en Manabí en 1984. Recibió su título de Ingeniero Químico de la Universidad Técnica de Manabí en 2011. Magister en Ingeniería Agrícola por la Universidad Técnica de Manabí.



Av. Atacazo y Panamericana Sur Km. 0, Sector Cutuglagua

Código Postal: 1721191 / Mejía - Ecuador

Teléfono: (593-2) 299 2001

www.cenace.gob.ec

