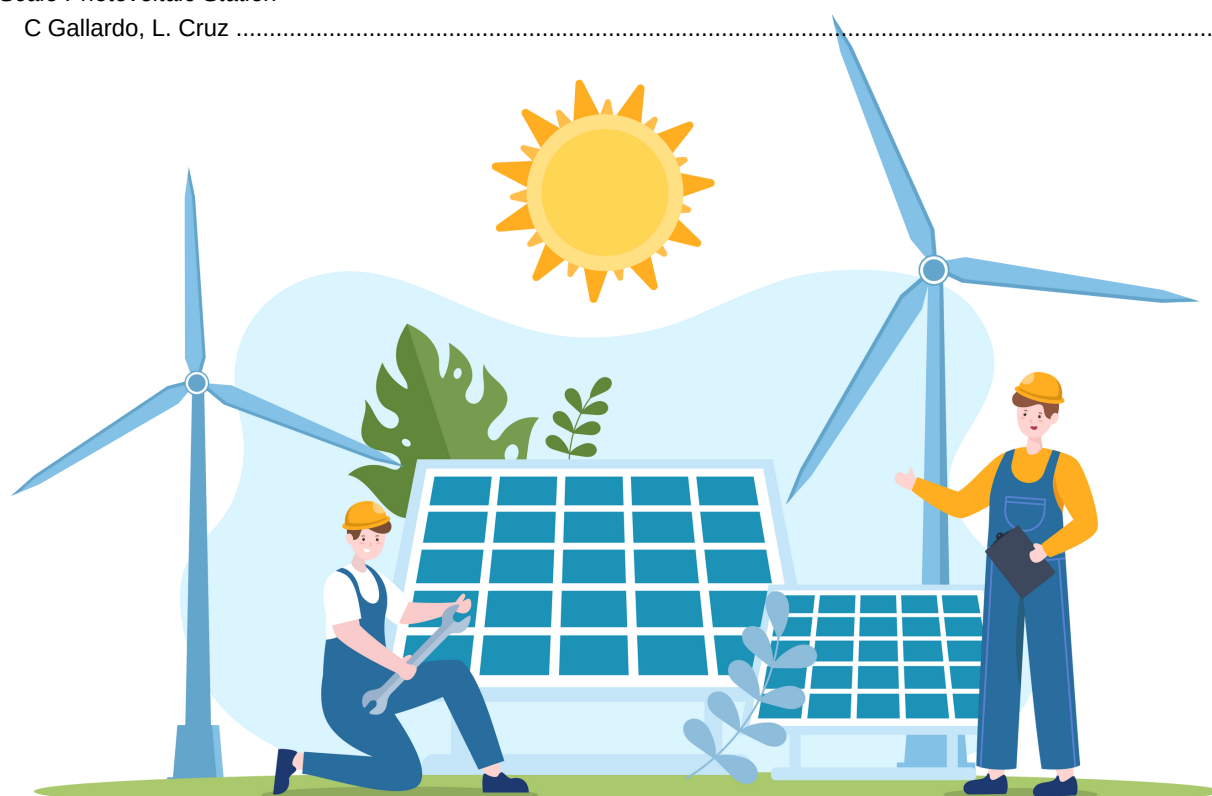


## TÍTULO / AUTOR

### ISSUE 1

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <i>Análisis de Estabilidad Transitoria Utilizando el Concepto de Inercia y Minería de Datos / Transient Stability Analysis Using the Concept of Inertia and Data Mining</i><br>R. Noroña, E. Cajas, M. Chamba, C. Lozada .....                                                                                                                | 1  |
| <i>Metodología para Calcular los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) Ecuatoriano Usando el Criterio de Áreas Iguales y Mediciones Sincrofasoriales / Ecuadorian National Interconnected System (SNI) Using the Equal Area Criterion and Synchrophasor Measurements</i><br>S. Palacios ..... | 12 |
| <i>Análisis del Impacto de la Penetración de Energías Renovables no Gestionables en la seguridad operativa de los Sistemas Eléctricos de Potencia / Impact Analysis of Non-Dispatchable Renewable Energies Penetration in Power System Operational Security</i><br>P. Castro, J. Cepeda .....                                                 | 20 |
| <i>Análisis y Caracterización de la Calidad de Energía utilizando Minería de Datos / Analysis and Characterization of Power Quality using Data Mining</i><br>A. Mullo, J. Reinoso, M. Chamba, C. Lozada.....                                                                                                                                  | 33 |
| <i>Análisis de la Eficiencia Energética en un Horno Eléctrico con la Implementación de un Ventilador Convectivo / Energy Efficiency Analysis of an Electric Furnace through the Implementation of a Forced Convection Fan</i><br>I. Simbaña, S. Mena, S. Chasipanta .....                                                                     | 46 |
| <i>Electrocoagulación como Alternativa Sostenible para el Tratamiento de Efluentes de Refinería: Aplicación en Refinería Esmeraldas / Electrocoagulation as a Sustainable Alternative for the Treatment of Refinery Effluents: Application in Esmeraldas Refinery.</i><br>N. Padilla, M. Muñoz, G. Morillo, M. Rosero .....                   | 53 |
| <i>Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal. / Adaptive Load Shedding Strategy for Power Systems Based on Linear Regression</i><br>F. Villacrés, A. Torres, M. Chamba, C. Lozada .....                                                                                     | 62 |
| <i>Optimización de la Captación Solar mediante un Seguidor de Doble Eje Basado en Algoritmo Astronómico en una Estación Fotovoltaica de Pequeña Escala / Optimization of Solar Capture Using a Dual-Axis Tracker Based on an Astronomical Algorithm in a Small-Scale Photovoltaic Station</i><br>C Gallardo, L. Cruz .....                    | 70 |



**Revista Técnica “energía”, Edición No. 22 Issue I**  
**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, promueve la investigación y fomenta el intercambio de ideas encaminadas al beneficio y desarrollo del sector eléctrico y energético, profundiza el análisis sobre avances científicos y tecnológicos, asimismo, comparte experiencias de alto nivel vivenciadas en los sectores eléctrico y energético y en las interconexiones internacionales de electricidad.

La Revista Técnica “energía”, se encuentra indizada en SciELO Ecuador, DOAJ, Latindex catálogo 2.0, ResearchBid, MIAR, Europub, IZOR, 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.** Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 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 Martinez.** *Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.*
- Gastón Orlando Suvire.** *Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.*
- Dr. Mauricio Eduardo Samper.** *Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.*
- Dr. Rodolfo Edgar Rosés.** *Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan / CONICET, Argentina.*
- Andrea Patricia Lobato Cordero.** *Universidade Estadual de Campinas, Brasil*
- 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. Heriberto Javier Medina Abarca.** *Director Ejecutivo*
- Mgtr. Evelyn Michelle Nieto Guamán.** *Subgerente de Planificación y Gestión Estratégica*
- Ing. Aharon Bhawan De La Torre Altamirano.** *Subgerente de Investigación y Desarrollo*



## EDITORIAL



*“La energía, como eje transversal del desarrollo sostenible, continúa siendo uno de los pilares fundamentales en la transformación tecnológica e industrial del mundo actual”*

La edición No. 22 Issue I de la Revista Técnica **“energía”**, presenta la publicación de artículos que reflejan el dinamismo, la innovación y el compromiso de la comunidad científica y técnica, los cuales aportan soluciones a los desafíos contemporáneos del sector energético.

Este Issue reúne investigaciones claves en cuatro ejes temáticos fundamentales: sistemas eléctricos de potencia, eficiencia energética, producción y uso de la energía, y tecnologías e innovación. Se abordan estudios sobre estabilidad transitoria y estática en redes eléctricas, así como el impacto de energías renovables no gestionables en la operación segura del sistema. En eficiencia energética, se presentan propuestas aplicadas en entornos industriales, como la mejora del rendimiento en hornos eléctricos y optimización del uso de la radiación solar en sistemas fotovoltaicos. Además, se exploran soluciones tecnológicas como el uso de minería de datos y machine learning destacando el papel de la innovación en la transformación energética. Finalmente, se incluye un enfoque ambiental con alternativas sostenibles para el tratamiento de efluentes industriales, consolidando el compromiso con una energía más limpia y responsable.

Confiamos en que esta nueva edición motive a investigadores, técnicos y tomadores de decisiones a seguir promoviendo el desarrollo energético con una mirada integradora, basada en la ciencia, la tecnología y la sostenibilidad.

Agradecemos a todos los autores, revisores y al Comité Editorial, quienes hicieron posible esta edición. Su trabajo impulsa la construcción de un futuro energético más eficiente, seguro y sustentable.

Comité Editorial Revista Técnica **“energía”**



# Transient Stability Analysis Using the Concept of Inertia and Data Mining

## Análisis de Estabilidad Transitoria Utilizando el Concepto de Inercia y Minería de Datos

N.R. Noroña<sup>1</sup>  0009-0002-7799-2880E.J. Cajas<sup>1</sup>  0000-0003-0656-7334M.S. Chamba<sup>1</sup>  0000-0001-6843-7151C.X. Lozada<sup>2</sup>  0000-0002-6036-3124<sup>1</sup>Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Esmeraldas, EcuadorE-mail: [nrnorona@pucese.edu.ec](mailto:nrnorona@pucese.edu.ec), [ejcajas@pucese.edu.ec](mailto:ejcajas@pucese.edu.ec), [mschamba@pucese.edu.ec](mailto:mschamba@pucese.edu.ec)<sup>2</sup>Operador Nacional de Electricidad, CENACE, Quito, EcuadorE-mail: [clozada@cenace.gob.ec](mailto:clozada@cenace.gob.ec)

### Abstract

This work proposes a methodology for evaluating transient stability in power systems using the time series clustering algorithm *TimeSeriesKMeans*, based on the Dynamic Time Warping (DTW) metric. A custom Python script is developed and integrated with *DIgSILENT PowerFactory*, allowing the extraction of rotor angles from each generator based on simulations carried out on the 39-bus, 10-generator New England test system. These angles are referenced to the Center of Inertia (COI), and the Python environment is used to apply the unwrapping technique, which corrects abrupt phase signal changes by eliminating discontinuities in the range from  $-\pi$  to  $\pi$ .

Subsequently, the *TimeSeriesKMeans* algorithm with DTW is employed to cluster the generating units according to their transient response, enabling the identification of critical and non-critical units.

Since *DIgSILENT PowerFactory* only allows the visualization of rotor angles relative to a single reference machine, this restricts the ability to fully observe the system's dynamic behavior. To overcome this limitation, the results obtained through the proposed methodology are implemented directly within *DIgSILENT PowerFactory*. The processed outputs, generated in Python, are then visualized within the *DIgSILENT* environment, contributing to more efficient decision-making in the operation and planning of Power Systems (PS).

**Index terms**— Center of Inertia, clustering K-means, Dynamic Time Warping, Python, PowerFactory

### Resumen

Este trabajo propone una metodología para evaluar la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia mediante el algoritmo *clustering* de series temporales (*TimeSeriesKMeans*) utilizando la métrica Dynamic Time Warping (DTW). Se desarrolla un código mediante el lenguaje de programación *Python* integrado con *DIgSILENT Power Factory*, el cual permite extraer los ángulos del rotor de cada uno de los generadores basado en simulaciones en el sistema de New England de 39 barras y 10 generadores y referenciarlos al Centro de Inercia (COI, *Center Of Inertia*) y con el uso de *Python* aplicar la técnica de “*unwrapping*” que es una técnica que corrige los cambios bruscos de las señales de fase, eliminando así las discontinuidades existentes entre el rango de  $-\pi$  a  $\pi$ .

Posteriormente, se emplea el algoritmo *TimeSeriesKMeans* basado en DTW para segmentar las unidades de generación según su respuesta transitoria, permitiendo identificar unidades críticas y no críticas.

Dado a que *DIgSILENT Power Factory* solo permite representar los ángulos del rotor con respecto a una unidad de referencia, se limita del comportamiento del sistema. Para abordar esta limitación, se implementan los resultados de este trabajo directamente en *DIgSILENT Power Factory*, cuyas gráficas de resultados se procesan en *Python* y desplegadas en el entorno de *DIgSILENT Power Factory*, lo que contribuye a la toma de decisiones más eficientes en la operación y planificación del Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

**Palabras clave**— Centro de Inercia, agrupamiento K-means, Dynamic Time Warping, Python, PowerFactory

Recibido: 28-03-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Noroña, N; Cajas, E; Chamba, M; Lozada, C. (2025). “Análisis de Estabilidad Transitoria Utilizando el Concepto de Inercia y Minería de Datos”. Revista Técnica “*energía*”. No. 22, Issue I, Pp. 1-11

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.700>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



## 1. INTRODUCCIÓN

En los Sistemas Eléctricos de Potencia cada vez toma mayor importancia el análisis dinámico de frecuencia, debido a factores como: el crecimiento, incertidumbre y dinámica de la demanda de energía, la integración de fuentes renovables con generación intermitente y el desarrollo de redes inteligentes [1]. Estos cambios han alterado las dinámicas de operación del sistema, generando la necesidad de utilizar metodologías avanzadas que garanticen la seguridad operativa en un contexto de incertidumbre y evolución constante [2].

Dentro del análisis de estabilidad en SEP, la estabilidad transitoria es un aspecto crítico que determina la capacidad del sistema para mantener el sincronismo tras una perturbación severa, como un cortocircuito o la pérdida de generación [3]. Estas perturbaciones inducen variaciones en los ángulos de los rotores de los generadores y en la velocidad del sistema, lo que puede llevar la pérdida del sincronismo si no se controla adecuadamente.

Tradicionalmente, el análisis de estabilidad transitoria se ha abordado mediante métodos como la simulación en el dominio del tiempo que tiene como fin resolver numéricamente las ecuaciones algebraico-diferenciales del sistema para evaluar su respuesta ante perturbaciones. Además, otro enfoque clásico es el basado en las funciones de energía, como el método del criterio de áreas iguales en sistemas de una sola máquina contra una barra infinita (SMIB), comparando las áreas bajo las curvas de potencia para determinar la estabilidad [4]. Adicionalmente, entre otros, se tiene el método basado en ángulos de rotor que consiste en evaluar la diferencia máxima del ángulo entre generadores y establecer límites críticos de estabilidad (generalmente  $180^\circ$ ) [5]. También existe el método Lyapunov que permite analizar la estabilidad transitoria mediante una función de energía que describe el comportamiento del sistema tras una perturbación. Si esta energía disminuye con el tiempo, el sistema es estable; de lo contrario, puede volverse inestable. Este enfoque es ampliamente utilizado en la evaluación de la respuesta de los generadores ante fallas, por que proporciona criterios claros para determinar la estabilidad [6]. Por otro lado, los métodos mixtos combinan las ventajas de los anteriores, en donde integra simulación en el dominio del tiempo con técnicas de energía, buscando reducir el tiempo de cálculo sin sacrificar precisión.

Si bien estos métodos han demostrado ser eficaces, presentan limitaciones cuando se aplican a sistemas multi-máquina de gran escala, su alto costo computacional y la dificultad para identificar patrones globales han motivado la exploración de nuevas metodologías basadas en minería de datos y aprendizaje automático [7]. En este contexto, el concepto COI (Center of Inertia) se ha utilizado como un marco de referencia físico que permite representar la estabilidad transitoria en sistemas multi-máquina. En esta

metodología, los ángulos relativos al COI han sido empleados como indicadores importantes para detectar la pérdida de sincronismo y evaluar la distribución de la energía cinética en el sistema [8].

Por otro lado, el agrupamiento (*clustering*, en inglés) de series temporales, en particular el algoritmo *TimeSeriesKmeans* basado en la métrica DTW (Dynamic Time Warping), ha surgido como una herramienta prometedora para analizar la estabilidad transitoria, lo cual permite agrupar generadores con dinámicas similares, facilitando la identificación de regiones vulnerables y optimizando estrategias de control. Según [9], el conglomerado (*clustering*) permite estructurar grupos de generadores según medidas de disimilitud, mejorando la interpretación del comportamiento del sistema ante perturbaciones.

Con estos antecedentes, el presente artículo tiene como objetivo evaluar la estabilidad transitoria en el SEP combinando el concepto de Centro de Inercia y técnicas de *clustering* de series temporales. Para ello, se desarrolló un *script* en el lenguaje de programación *Python*, utilizando bibliotecas como *tslearn* y *scikit-learn* y, se realizan simulaciones de fallas en líneas eléctricas en el software *DIgSILENT PowerFactory*, esto permite analizar la evolución de los ángulos de fase de los generadores. Finalmente, se generarán representaciones gráficas en *Python* y *DIgSILENT PowerFactory*, permitiendo visualizar detalladamente el comportamiento de los ángulos del rotor y facilitando la identificación de generadores críticos en términos de estabilidad.

Los resultados de esta investigación contribuirán a mejorar los métodos tradicionales de análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctrico de potencia, integrando técnicas avanzadas de *clustering* de series de tiempo y el concepto de COI. El análisis de estabilidad transitoria utilizando el COI y minería de datos permite identificar patrones en el comportamiento dinámico de los generadores tras una perturbación. Primero, se modela el sistema eléctrico o se utiliza un sistema eléctrico existen modelado y se simulan eventos de contingencia en *DIgSILENT PowerFactory*. Luego, se calcula el Centro de Inercia para obtener los ángulos relativos de los generadores. Posteriormente, se aplica el algoritmo *TimeSeriesKmeans* utilizando DTW para agrupar generadores con respuestas dinámicamente similares. Esto permite clasificar máquinas críticas y no críticas, facilitando la evaluación de la estabilidad del sistema.

## 2. MARCO TEÓRICO

Para el análisis de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, se emplean técnicas como el centro de inercia que consiste en evaluar la estabilidad transitoria global del sistema.



Por otro lado, para optimizar este análisis se pueden utilizar técnicas de minería de datos, por ejemplo, *clustering* de series temporales, permitiendo identificar patrones en la dinámica de los generadores.

Recientemente, el uso de técnicas de minería de datos, como el agrupamiento en series temporales, algoritmos como *K-means* y su variación *TimeSeriesKmeans* agrupan generadores con comportamientos similares, mejorando la interpretación de la estabilidad transitoria y optimizando la toma de decisiones en la planificación y operación de SEP conjuntamente con herramienta de simulación como *DIgSILENT PowerFactory* y entorno de procesamiento como *Python*.

En esta sección se presentan los fundamentos teóricos que sustentan la metodología propuesta.

## 2.1 Centro de Inercia (COI)

El Centro de Inercia es un punto de referencia en un sistema eléctrico de potencia que representa el comportamiento colectivo de los generadores, tomando en cuenta su inercia y las velocidades angulares.

El cálculo del COI es importante para analizar el estado dinámico de las unidades de generación y de los sistemas eléctricos durante la ocurrencia de perturbaciones. En lugar de analizar los ángulos de rotor de cada generador de forma individual, el COI brinda una perspectiva al combinar la inercia y velocidad angular en todas las unidades de generación que conforman el SEP, facilitando de esta manera, el estudio del comportamiento de la dinámica de los ángulos de rotor del sistema completo durante una perturbación.

Según[7], el ángulo del rotor equivalente del COI del sistema se calcula de la siguiente forma:

$$\partial_{COI_{system}} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (1)$$

$$\frac{1}{M_T} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{M_i} \quad (2)$$

Donde:

- $\partial_{COI_{system}}$ : es el ángulo del rotor equivalente del COI del sistema.
- $n$ : es el número total de generadores.
- $M_T$ : es el momento de inercia total del sistema
- $\delta_i$ : es el ángulo del rotor del generador  $i$

El análisis de estabilidad transitoria puede realizarse de manera directa utilizando la referencia angular con respecto al COI, sin que la elección de la máquina de referencia en el software *PowerFactory* afecte los resultados [6].}

En este artículo, el cálculo del COI se integra al análisis computacional mediante scripts desarrollados en *Python* una vez que se extraen los ángulos de los generadores de *DIgSILENT PowerFactory*. La evolución del ángulo de cada generador se referencia al COI en cada instante simulado, facilitando el análisis comparativo y la aplicación posterior de técnicas de minería de datos como el *clustering* de series temporales, lo cual se explica en detalle en la sección metodológica.

## 2.2 Minería de Datos en el Análisis de Estabilidad Transitoria

La minería de datos aplicada a la estabilidad transitoria, según [11], permite identificar las máquinas críticas en un sistema de potencia tras una contingencia, analizando los ángulos de rotor de los generadores en un periodo post-falla. En tal virtud, se considera máquinas críticas, aquellos generadores que pierden sincronismo, es decir, cuyos ángulos de rotor presenta una separación significativa respecto al centro de inercia (COI), a esto se suma la aplicación de clustering donde los generadores forman grupos claramente diferenciados. Esta desestabilización durante una perturbación puede causar una inestabilidad generalizada, afectando la frecuencia y el equilibrio de energía del sistema como se advierte en [10]

La minería de datos en el análisis de estabilidad transitoria se refiere al uso de técnicas de análisis de datos para extraer patrones y comportamientos clave en el sistema eléctrico durante y después de una perturbación. Mediante el uso de algoritmos de *clustering* como el *TimeSeriesKmeans* y usando la métrica *Dynamic Time Warping*, se pueden identificar grupos de generadores con comportamientos dinámicos similares.

A diferencia de otros criterios, este algoritmo ofrece una característica más precisa del comportamiento dinámico del sistema, además, el análisis de series temporales mediante la métrica DTW permite comparar curvas que presentan desfases temporales, lo cual facilita la segmentación de eventos y detecciones de patrones, optimizando la evaluación mediante modelos pre-entrenados y reducción de datos.

## 2.3 Algoritmos de Minería de Datos

### 2.3.1 Número de cluster en *TimeSeriesKmeans*

El número de *clusters*,  $k$ , debe ser definido antes de ejecutar el algoritmo *TimeSeriesKmeans*, este valor determina cuántos grupos o *clusters* el algoritmo generará a partir de los datos, sin embargo seleccionar el número óptimo de *clusters* no es una tarea sencilla, porque depende de las características específicas de los datos y de los objetivos del análisis.

En [15] se destaca que, uno de los métodos más utilizados para determinar el número óptimo de agrupamiento (*clusters*) es el método del codo, el mismo que evalúa la inercia intra-cluster, es decir, la suma de distancias cuadráticas de cada punto a su centroide el



error cuadrático medio dentro de los *clusters*, para distintos valores de  $k$  y busca el punto en el que la reducción del error se vuelve menos significativa. Ésta técnica, en el presente trabajo, permite seleccionar un número óptimo de cluster que represente adecuadamente la dinámica de los generos tras una contingencia, lo que resulta fundamental para calificar entre comportamiento críticos y no críticos

### 2.3.2 TimeSeriesKmeans para series temporales

*TimeSeriesKmeans* es una variante del algoritmo de aprendizaje no supervisado *K-means* que se adapta a *clustering* en series de tiempo, el cual permite agrupar series temporales en *K-Clusters*, su principal objetivo permite minimizar la variabilidad de cada clúster, agrupando todos los datos de entrada entre datos similares basado en una medida de distancia [12].

El uso del algoritmo *TimeSeriesKmeans* es una adaptación de *K-means* que utiliza la métrica de distancia *Dynamic Time Warping*, una métrica que permite medir la similitud entre series de tiempo, alineando secuencias que puedan estar desplazadas en el tiempo. Esto permitirá agrupar las series temporales de los ángulos de rotor de generadores de forma eficiente, identificando patrones de comportamiento transitorio de manera rápida y efectiva en los sistemas eléctricos de potencia.

El parámetro  $k$  en [13] se utiliza para conocer la cantidad de *cluster* en los que se dividirán los datos, es decir, la series temporales se agrupan en  $k$  grupos según su similitud. Para ello, el algoritmo sigue estos pasos: primero, selecciona aleatoriamente  $k$  series temporales del conjunto de datos como centroides iniciales. Luego, asigna el *cluster* cuyo centroide minimiza la distancia con la serie utilizado la métrica DTW, el cual permite alinear series que puedan estar desfasadas en el tiempo, como se visualiza en la Figura 1 el alineamiento de dos series temporales.

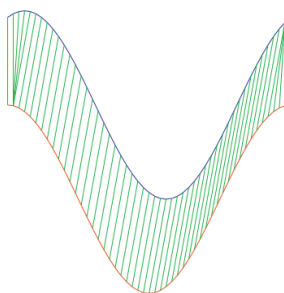


Figura 1: Dos secuencias unidimensionales alineadas con Dynamic Time Warping (DTW) [14]

Según [14] y [16] la métrica de DTW (*Dynamic Time Warping*) es una técnica que mide la similitud entre dos series temporales que pueden no estar alineadas en el tiempo y se utiliza para comparar y alinear datos temporales desfasados. Además, el análisis de datos utilizando DTW debe realizar la comparación entre vectores de referencia  $X$  y un vector en análisis  $Y$ .

$$X = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_m \ \dots \ x_M] \quad (3)$$

$$Y = [y_1 \ y_2 \ \dots \ y_n \ \dots \ y_N] \quad (4)$$

$$DTW(X, Y) = \min_{\pi} \sum_{(m,n) \in \pi} d(x_m, y_n) \quad (5)$$

Donde,  $\pi$  es la ruta de alineación óptima y  $d(x_m, y_n)$  es la distancia entre los puntos alineados, dado por:

$$d(x_m, y_n) = \sqrt{(x_m - y_n)^2}$$

Por otro lado, en la métrica de similitud dinámica DTW, el análisis utiliza la correspondencia de multipunto. La métrica DTW es una programación dinámica cuyo objetivo es encontrar el valor mínimo de DTW entre los dos vectores, mejorando la similitud.

$$D_{m,n} = d(x_m, y_n) + \min \left\{ \begin{matrix} D_{(m-1,n)} \\ D_{(m,n-1)} \\ D_{(m-1,n-1)} \end{matrix} \right\} \quad (6)$$

El elemento  $D(m-1, n)$  es el elemento de la fila superior de  $D(m, n)$  mientras que el elemento  $D(m, n-1)$  es el elemento a la izquierda de  $D(m, n)$ . Por otro lado, el elemento  $D(m-1, n-1)$  está situado diagonalmente arriba a la izquierda de  $D(m, n)$ .

Como se ilustra en la Fig. 2, el algoritmo DTW comienza la evaluación en  $D_{M,N}$  y termina en  $D_{1,1}$  o viceversa. La trayectoria, representada por las muestras  $D_{M,N}$ , será los posibles caminos durante el procesamiento del algoritmo DTW. Cuanto más cerca esté la trayectoria de la diagonal principal de la matriz más similares serán los vectores  $X$ ,  $Y$ . Si los vectores son idénticos, la trayectoria es la propia diagonal principal de la matriz; por tal motivo, el valor de la medida de similitud es la suma de todos los elementos de la trayectoria.

|                                                     |          | $Y = [y_1 \ y_2 \ y_3 \ \dots \ y_n \ \dots \ y_N]$ |           |           |          |           |          |           |          |           |  |
|-----------------------------------------------------|----------|-----------------------------------------------------|-----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|----------|-----------|--|
| $X = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ \dots \ x_m \ \dots \ x_M]$ |          | n-ésima muestra                                     |           |           |          |           |          |           |          |           |  |
|                                                     |          | $x_1$                                               | $x_2$     | $x_3$     | $\dots$  | $x_n$     | $\dots$  | $x_m$     | $\dots$  | $x_M$     |  |
|                                                     | $x_1$    | $D_{1,1}$                                           | $D_{1,2}$ | $D_{1,3}$ | $\dots$  | $D_{1,n}$ | $\dots$  | $D_{1,m}$ | $\dots$  | $D_{1,M}$ |  |
|                                                     | $x_2$    | $D_{2,1}$                                           | $D_{2,2}$ | $D_{2,3}$ | $\dots$  | $D_{2,n}$ | $\dots$  | $D_{2,m}$ | $\dots$  | $D_{2,M}$ |  |
|                                                     | $x_3$    | $D_{3,1}$                                           | $D_{3,2}$ | $D_{3,3}$ | $\dots$  | $D_{3,n}$ | $\dots$  | $D_{3,m}$ | $\dots$  | $D_{3,M}$ |  |
|                                                     | $\vdots$ | $\vdots$                                            | $\vdots$  | $\vdots$  | $\vdots$ | $\vdots$  | $\vdots$ | $\vdots$  | $\vdots$ | $\vdots$  |  |
|                                                     | $x_m$    | $D_{m,1}$                                           | $D_{m,2}$ | $D_{m,3}$ | $\dots$  | $D_{m,n}$ | $\dots$  | $D_{m,m}$ | $\dots$  | $D_{m,M}$ |  |
|                                                     | $\vdots$ | $\vdots$                                            | $\vdots$  | $\vdots$  | $\vdots$ | $\vdots$  | $\vdots$ | $\vdots$  | $\vdots$ | $\vdots$  |  |
|                                                     | $x_M$    | $D_{M,1}$                                           | $D_{M,2}$ | $D_{M,3}$ | $\dots$  | $D_{M,n}$ | $\dots$  | $D_{M,m}$ | $\dots$  | $D_{M,M}$ |  |

Figura 2: Matriz DTW [16]

Adicional, el algoritmo *TimeSeriesKMeans* que forma parte de la librería de *tslearn*, está diseñado para trabajar con datos en formato tridimensional, esto permite al algoritmo aplicar operaciones de alineación temporal y cálculo de distancias con la métrica DTW de forma vectorizada. Sin esta estructura tridimensional, la implementación interna del algoritmo no podría procesar correctamente las secuencias.

### 2.3.3 Técnica de unwrapping

Se aplica principalmente en el análisis de señales de fase, particularmente en situaciones donde los ángulos de fase sufren discontinuidades por saltos de  $360^\circ$ . En [17] se menciona que, este fenómeno es común en el estudio de señales de fase en sistemas eléctricos de potencia, donde los ángulos de rotor de los generadores pueden variar de manera abrupta debido a perturbaciones.

Al medir la fase de una señal, los valores de fase están restringidos a un rango de  $0^\circ$  a  $360^\circ$  ( $2\pi$ ). Esto provoca que, al alcanzar valores cercanos a  $360^\circ$  o  $0^\circ$ , se genere un salto repentino, un fenómeno conocido como "envuelto" o (*wrapping*). Este salto puede complicar el análisis y la interpretación de las señales, porque no muestra de manera continua cómo varía la fase.

El proceso de *unwrapping* implica ajustar estos saltos discontinuos, sumando o restando múltiplos de  $360^\circ$  ( $2\pi$ ), con el fin de que la fase se mantenga continua y fluida a lo largo del tiempo.

### 2.3.4 Aplicación de Python en el procesamiento de datos de los sistemas eléctricos de potencia

La aplicación de *Python* en el estudio de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia ha optimizado el procesamiento y la interpretación de grandes conjuntos de datos dinámicos. Su compatibilidad con plataformas de simulación como *DIgSILENT PowerFactory* facilita la obtención y el análisis de información, permitiendo evaluar la respuesta de los generadores frente a la perturbación.

De esta manera, para el proyecto de investigación la combinación de *Python* con *DIgSILENT PowerFactory* se fundamenta en la automatización mediante secuencias de comandos que proporciona la interfaz de programación de aplicaciones (API) de *Python* de *DIgSILENT PowerFactory*[19]. Esta integración posibilita la ejecución de simulaciones, la extracción de datos de los modelos eléctricos y el procesamiento avanzado de la información mediante bibliotecas especializadas en análisis y visualización de datos en *Python*.

Según lo mencionado por [18], el procedimiento estándar para emplear *Python* junto con *DIgSILENT PowerFactory* se puede resumir en los siguientes pasos:

- Cargar el módulo de *PowerFactory* y los paquetes auxiliares dentro del entorno de *Python*.
- Iniciar el proyecto y seleccionar el caso de estudio.
- Establecer las variables de entrada y salida.
- Ejecutar los cálculos en modo motor, como un flujo de carga básico.
- Extraer y guardar las variables de salida.

En el contexto del análisis de estabilidad transitoria, *Python* se usa para calcular el Centro de Inercia con datos extraídos de *DIgSILENT PowerFactory* y se aplica los conceptos de *clustering* para clasificar generadores en grupos dinámicamente similares para posterior analizar las oscilaciones de fase e identificar máquinas críticas (generadores que pierden estabilidad). Se elige *Python* debido a su flexibilidad y capacidad de integrar técnicas de procesamiento de datos, análisis numérico y aprendizaje automático, que no están disponibles de manera nativa en *DIgSILENT PowerFactory*.

## 3. METODOLOGÍA

La presente metodología sigue una secuencia estructurada para evaluar la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, integrando el concepto de Centro de Inercia y técnicas avanzadas de minería de datos. El proceso inicia con el tratamiento y organización de datos, donde se recopila información sobre los ángulos de rotor de los generadores y otros parámetros relevantes obtenidos mediante simulaciones en *DIgSILENT PowerFactory*.

Una vez que los datos están procesados, se realiza el *unwrapping* de las series temporales de los ángulos de los generadores. Este paso es importante porque los ángulos de fase en los sistemas eléctricos de potencia pueden experimentar cambios discontinuos debido a las perturbaciones. La técnica de *unwrapping* permite transformar las señales en cambio continuas, facilitando el análisis dinámico y evitando saltos erróneos que pudieran interferir en el análisis.

Posteriormente, se procede con el cálculo del COI mediante la formulación mostrada en la ecuación (1), donde se ponderan los ángulos del rotor en función de la inercia de cada generador. Este paso permite definir un sistema de referencia común, posibilitando la evaluación de la desviación angular de cada generador respecto a una referencia que varía con el comportamiento dinámico del sistema.

Una vez obtenidos estos valores, se efectúa la transformación de los datos en series temporales en un formato tridimensional requerido por el algoritmo *TimeSeriesKMeans* y explicado anteriormente, asegurando que la información se estructure de manera adecuada para su posterior análisis. Esto facilita la aplicación de algoritmos de clusterización, en combinación con la métrica DTW, que permiten identificar patrones dinámicos dentro del sistema. En este punto, el método del codo se utiliza para determinar el número óptimo de *clúster* en el algoritmo de agrupamiento *TimeSeriesKmeans*. Este método consiste en evaluar la variabilidad intra-*clúster* a medida que el número de *clúster* aumenta y, mediante la identificación del "codo" en la curva, se elige el número de *clúster* que minimiza la variabilidad sin sobre ajustar el modelo. Esta segmentación ayuda a identificar aquellas unidades que

presentan variaciones con respecto al COI y agruparlos en función al comportamiento de cada generador

Finalmente, los resultados obtenidos se representan gráficamente para facilitar la interpretación del comportamiento de los generadores ante perturbaciones. Las visualizaciones en *DigSILENT PowerFactory* muestran la evolución de los ángulos relativos al COI y la segmentación obtenida por *clustering*, lo que permite identificar generadores con mayor riesgo de perder el sincronismo y evaluar estrategias de control para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia, ver Figura 3

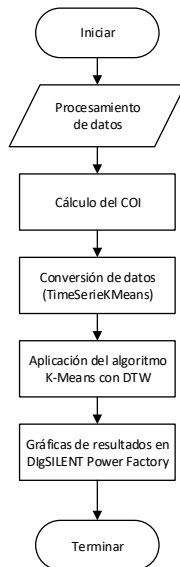


Figura 3: Diagrama de flujo evaluación estabilidad transitoria basado en series de tiempo

#### 4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

Se presenta la evaluación de estabilidad transitoria del sistema eléctrico mediante el uso del COI y análisis de pérdida de sincronismo por el método de clustering basado en *Dynamic Time Warping*. Para este propósito, se ha realizado las simulaciones en el sistema de potencia de prueba de *New England* de 39 barras y 10 generadores presentado en la Figura 4.

Los resultados que se obtienen a partir del análisis de contingencias en *DigSILENT PowerFactory* permiten evaluar el impacto por la pérdida de un único elemento (N-1) o múltiples elementos y también considerando 3 zonas del sistema eléctrico de prueba [20]. Para el presente análisis se ha contemplado realizar simulaciones considerando fallas de corriente de corto circuito trifásico, ubicadas al 50% de la longitud en las siguientes líneas: Línea 26 – 27, Línea 21 – 22, Línea 06 – 07.

Las líneas seleccionadas son la que mayores efectos adversos provoca en el sistema cuando se presentan la contingencia ante fallas trifásicas, debido a su impacto en la estabilidad operativa, particularmente en la cargabilidad de los equipos y violación de voltajes tanto

máximos como mínimos.

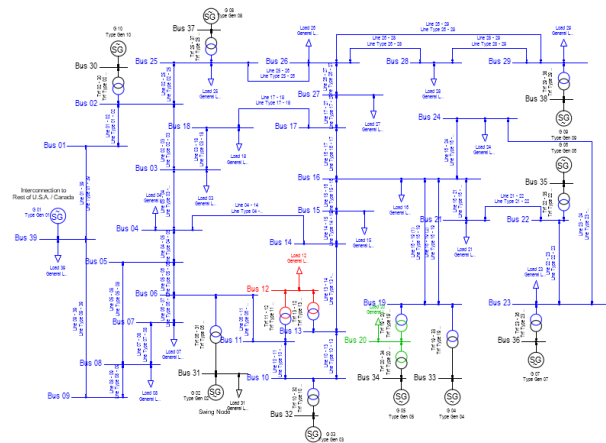


Figura 4: Sistema IEEE de 39 buses, 10 unidades [10][19]

#### 4.1 Estabilidad Transitoria y Análisis del COI

En el sistema de prueba de 10 unidades de generación, se llevó a cabo dos simulaciones variando la máquina de referencia: primero G\_02 y luego G\_09 y utilizando la misma contingencia: falla trifásica al 50% de la longitud de la línea 26-27 con despeje manual a los 300ms sin intervención de protecciones eléctricas. Este evento permite analizar el comportamiento dinámico del sistema frente a una contingencia severa, en donde el tiempo de despeje se configura a fin de provocar una separación angular entre generadores que supera el ángulo crítico de estabilidad.

El objetivo es analizar la discontinuidad especialmente cuando superan los  $180^\circ$  (o  $\pi$ ), corrigiéndolos mediante las técnica de *unwrapping*, aunque en operación real en un sistema eléctrico no es común que un generador alcance estos desplazamientos angulares altos y únicamente en simulaciones sin protecciones es posible que estas condiciones existan

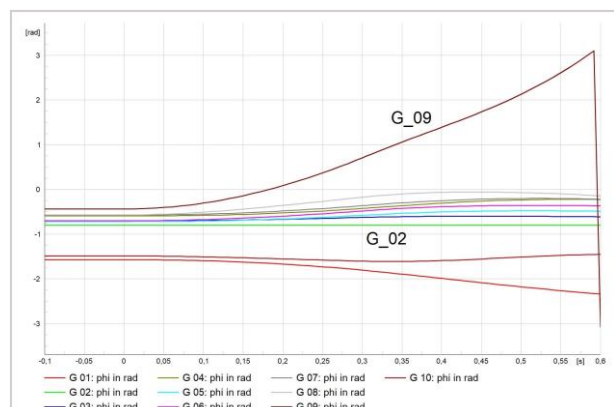


Figura 5: Ángulos referenciados a la maquina G\_02

En la Figura 5, los ángulos de las unidades de generación están referidos al G\_02, se muestra la evolución de los ángulos en el tiempo, es notable que la unidad G\_09 muestra una desviación angular creciente,

es decir, la unidad tiende a separarse del sistema, indicando posiblemente una estabilidad crítica tras la falla.

En la Figura 6 los ángulos de las unidades de generación están referidos al G\_09, se muestra de igual forma la evolución de los ángulos en el tiempo. La selección del G\_09 como barra de referencia fue realizar de forma arbitraria para ilustrar como varían los ángulos de los demás generadores respecto a este. Se observa que, la unidad G\_09 mantiene la estabilidad pues no presenta una variación angular, ni grandes oscilaciones en el dominio del tiempo; mientras que, el resto de las unidades presentan oscilaciones marcadas en el tiempo. Al comparar estas dos simulaciones, se demuestra que los ángulos de rotor de los generadores son relativos y dependen del punto de referencia que sea seleccionado. En tal virtud, es necesario utilizar el Centro de Inercia como punto de referencia de todas las unidades de generación, el cual proporciona una media más representativa de la dinámica general del sistema, a diferencia de seleccionar de manera arbitraria un generador como referencia.

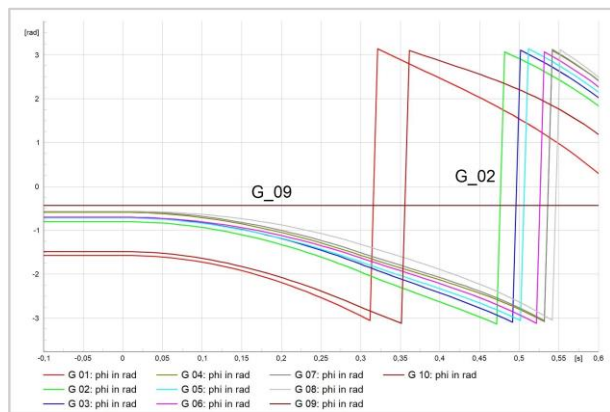


Figura 6: Ángulos referenciados a la máquina G\_09

Según [6], en los sistemas eléctricos de potencia la evaluación de estabilidad transitoria puede analizarse de manera más precisa utilizando el COI, como referencia. El COI proporciona una referencia que permite identificar las unidades de generación crítica analizando los ángulos del rotor con respecto a la inercia total del sistema. En este sentido, cuando el desplazamiento angular en relación con el COI excede un límite crítico, normalmente situado entre  $90^\circ$  y  $120^\circ$ , esto varía según las propiedades del sistema, investigaciones como [10] han presentado este umbral, basándose en el examen del ángulo comparativo entre las máquinas y el COI para identificar situaciones de pérdida de sincronización.

#### 4.2 Visualización de Resultados

En el entorno de *DigSILENT Power Factory* los gráficos de los ángulos de rotor se generan tomando en cuenta una máquina de referencia selecciona dentro del sistema modelado.

Para solventar este limitante y mejorar la interpretación de los criterios de estabilidad, se emplea la *API* de *Python* integrada en *Power Factory* [19], la misma que, mediante el uso del *script* personalizados, permite que la obtención de datos sea procesada y visualizada en el entorno de *DigSILENT Power Factory*, como se podrá observar más adelante.

#### 4.3 Falla Trifásica Línea 26-27

Para una falla trifásica en la línea 26-27, se aplica el algoritmo de *clustering TimeSerieKmeas* con métrica *DTW* para agrupar los generadores según el comportamiento transitorio. Para determinar el número óptimo del *clúster* se utiliza el método del codo, ver Fig. 7.

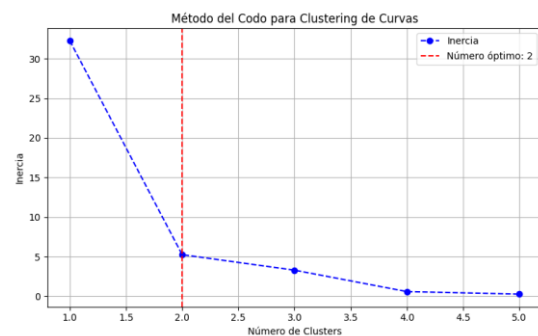


Figura 7: Método del Codo para Clustering

En la Fig. 7 se observa una mayor caída relativa de la inercia al pasar de 1 a 2 clústeres, mientras que el cambio entre 2 y 3 clústeres es mucho más moderado. Este fenómeno se confirma mediante la segunda derivada de la curva, donde se identifica un máximo que refuerza la elección de dos clústeres como la opción más representativa y eficiente. Este número también presenta coherencia física, ya que en el contexto de estabilidad transitoria suele observarse una separación natural entre generadores no críticos y críticos.

Con el número de clúster se aplica el análisis de *clustering* de series de tiempo basado en *Dynamic Time Warping (DTW)* y con la ayuda del algoritmo *TimeSeriesKMeans*, cuyo propósito es identificar agrupamiento de generadores con comportamientos similares.

Este procedimiento facilita la identificación entre generadores críticos y no críticos. Los generadores críticos son aquellos que presentan una desviación angular significativa respecto al COI, y por ende, una mayor probabilidad de pérdida de sincronismo con el sistema y; por otra parte, los generadores no críticos oscilan de menor amplitud y más coherente con la dinámica general del sistema. Si bien no se representa gráficamente el centro de inercia (COI), todas las curvas y por ende la desviación angular de cada generador han sido referenciados a este punto.

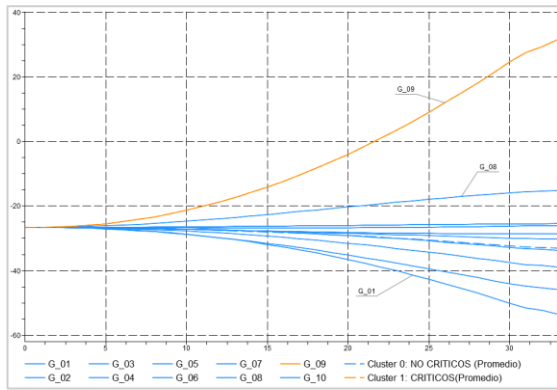


Figura 8: Clustering de generadores basados en COI y DTW

La segmentación de los generadores en *clúster* “CRÍTICOS” y “NO CRÍTICOS”, permite identificar grupos coherentes de máquinas. En la Figura 8, se observa como los generadores han sido agrupados en función de su comportamiento dinámico, el grupo de generadores críticos, representados en línea naranja, muestra una clara divergencia angular con respecto al resto de unidades de generación, dentro de este grupo el generador 09 (G\_09) se identifica como el más inestable.

Por otro lado, los generadores no críticos (líneas azules) representan una menor desviación angular y se mantiene estables.

En la Fig. 9, se puede identificar que la unidad de generación G\_09, posee una alta probabilidad de pérdida de sincronismo.

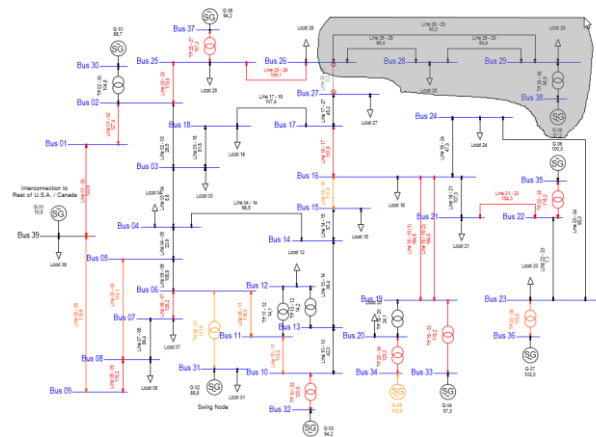


Figura 9: Segmentación dinámica basado en *clúster* - falla línea 26-27

Al identificar los generadores que presentan un comportamiento con un incremento en desviación angular respecto al COI con la utilización del análisis del centro de inercia y *clustering* con DTW, se puede establecer medidas de mitigación y control, tales como preventivas: re-despacho de unidades de generación, correctivas: ajuste de los controladores de control de potencia activa - reactiva y de emergencia: desconexión selectiva mediante el sistema de protecciones.

#### 4.4 Falla trifásica Línea 21-22

En esta simulación, se introduce una falla de similar característica a la presentada en el ítem 4.3. En la Fig. 10 y Fig. 11 se demuestran la utilidad de la herramienta computacional implementado en un *script* de *Python* y automatizado en *DIgSILENT Power Factory*, lo que permite la extracción y procesamiento de datos para asegurar un agrupamiento de unidades de generación. En este caso los generadores G\_06 y G\_07 conforman el *clúster* de unidades “críticas” mientras que el resto de las unidades corresponde al *clúster* de unidades “no críticas”. Por otro lado, en la Figura 11 (zona gris) se nota la región conformada por los dos generadores que pierden sincronismo.

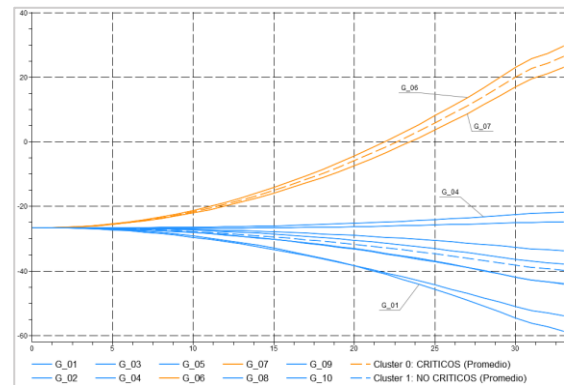


Figura 10: Clustering de generadores falla 3F-Línea 21-22

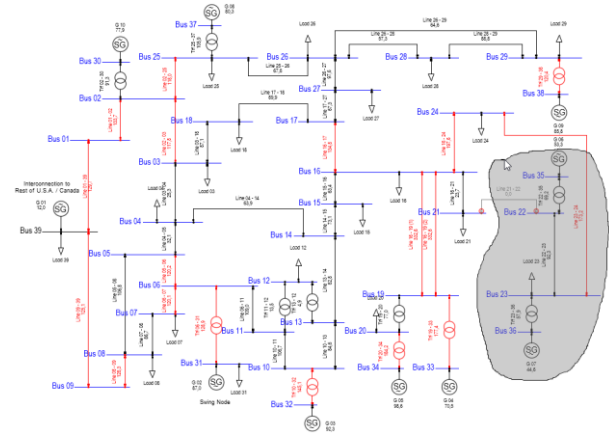


Figura 11: Segmentación dinámica basado en *clúster* falla 21-22

#### 4.5 Falla Trifásica Línea 06-07

Como comprobación final, se presentan los resultados del análisis de clustering aplicado a una falla en la línea 06-07. Se identifica que los ángulos del rotor de las unidades de generación G\_02 y G\_03 se separan del resto de las unidades de generación del sistema, clasificándolas como unidades “críticas” dentro del sistema, ver Fig. 12 y Fig. 13.

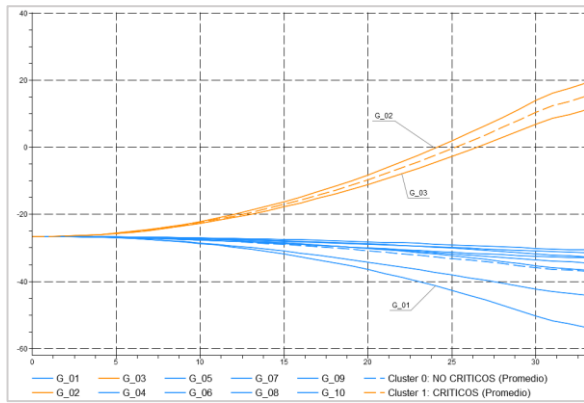


Figura 12: Clustering de generadores falla 3F-Linea 06-07

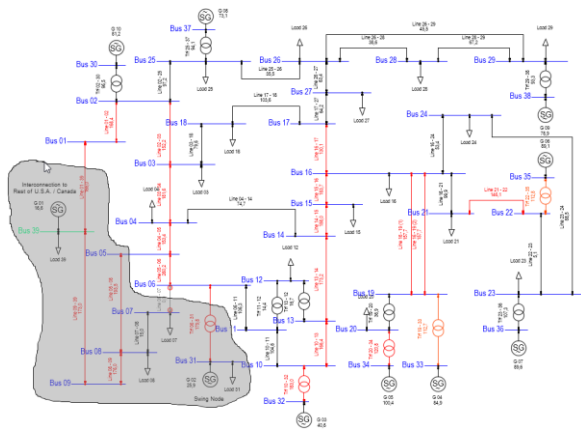


Figura 13: Clustering de generadores falla 3F-Linea 06-07

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el concepto del Centro de Inercia (COI) y la utilización de minería de datos, específicamente conceptos de conglomerados basados en *Dynamic Time Warping* (DTW) se puede identificar generadores críticos con posible pérdida de sincronismo, los cuales pueden llevar al sistema eléctrico a la inestabilidad transitoria. En este sentido, los generadores críticos en función de su ubicación permiten caracterizar generadores críticos en el sistema eléctrico.

La metodología usada e implementada en *Python* y *DigSILENT Power Factory* permitió realizar un análisis automático, facilitando la identificación de unidades de generación vulnerables y obteniendo generadores de riesgo en el sistema eléctrico de potencia. Esto permite anticipar o a su vez a realizar análisis predictivos para evitar colapso del sistema, implementando estrategias de control, tales como: actualización el sistema de protecciones, alivio de carga, control del flujo de potencia e incluso una planificación en la redistribución de la generación ubicación de dispositivos FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*)

Además, para garantizar evaluaciones más precisas las empresas del sector eléctrico e industriales, se recomienda adopten como un criterio adicional la referencia del rotor de los generadores al Centro de Inercia (COI) y combinado con el criterio de técnicas de

clustering basadas en DTW (*Dynamic Time Warping*) lo que facilita la identificación de grupos de generadores con comportamientos similares. Al aplicar estos enfoques, conjuntamente con la herramienta *DigSILENT Power Factory*, fortalece la capacidad de análisis de la respuesta dinámica del sistema y la coherencia en los estudios de estabilidad.

La actuación de protecciones es un factor importante en el análisis ante una de estas contingencias. Es importante complementar estos análisis con un desbalance entre generación y carga, porque una inadecuada compensación podría desencadenar en un desastre de carga, esto como medida para preservar la estabilidad del sistema eléctrico.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. C. Cepeda, J. L. Rueda, D. G. Colomé, and D. E. Echeverría, "Evaluación de estabilidad transitoria en tiempo real basada en la estimación del centro de inercia a partir de registros de unidades de medida fasoriales," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 8, pp. 1363–1376, 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0616.
- [2] U. Castro Legarza and E. Álvarez Pelegry, "Redes de distribución," *Inst. Vasco Compet.*, vol. 1, pp. 19–24, 2013, [Online]. Available: <http://nanacamilpa.gob.mx/contenidos/nanacamilpa/pdfs/EspecifZTecnicaZMANUALZDEZAGUAZPOTABLEZRedesZdeZdistribucin.pdf>.
- [3] M. R. Salimian and M. R. Aghamohammadi, "Un nuevo índice basado en la proximidad de la oscilación entre áreas al punto UEP para predecir el momento adecuado de isla controlada," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 104, no. March 2018, pp. 383–400, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.07.004.
- [4] J. G. Calderón-Guizar, "Estudios de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos industriales con generación propia interconectados con el sistema de transmisión," *Ing. Investig. y Tecnol.*, vol. 11, no. 4, pp. 445–451, 2010, doi: 10.22201/fi.25940732e.2010.11n4.038.
- [5] S. García, M. Héctor, and G. Jorge, "Transitorios electromecánicos en sistemas de potencia industriales," *Nov. Sci.*, vol. 7, no. 2007–0705, pp. 116–132, 2015, [Online]. Available: [https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2007-07052015000300116&lng=es&tlng=es](https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-07052015000300116&lng=es&tlng=es).
- [6] W. M. Haddad y V. S. Chellaboina, *Nonlinear Dynamical Systems and Control: A Lyapunov-Based Approach*, Princeton, NJ: Princeton University Press, 2008.
- [7] J. C. Cepeda, "Evaluación de Estabilidad Transitoria de Sistemas de Potencia utilizando el concepto de Centro de Inercia," no. 14, pp. 54–63, 2018.

- [8] C. Gallardo and D. Andagoya, "Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano," *Esc. Politécnica Nac. Fac. Ing. Eléctrica y Electrónica*, vol. 33, no. 3, p. 11, 2014, [Online]. Available: [https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista\\_politecnica2/article/download/116/pdf/1688](https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/download/116/pdf/1688)
- [9] F. R. Serrano, "Clustering aplicado a condiciones de operación en diseño de esquemas de protecciones especiales en sistemas electricos de potencia," 2024.
- [10] N. I. A. Wahab and A. Mohamed, "Índice de ángulo del rotor basado en COI basado en áreas para evaluación de estabilidad transitoria y control de sistemas de energía," *Abstr. Appl. Anal.*, vol. 2012, 2012, doi: 10.1155/2012/410461.
- [11] M. Chamba, W. Vargas, and J. Cepeda, "Evaluación probabilística de la estabilidad transitoria considerando la incertidumbre de la demanda y gestión del riesgo," *Rev. Técnica "energía,"* vol. 15, no. I, pp. 1–10, 2018.
- [12] D. Giordano, M. Mellia y T. Cerquitelli, "K-MDTS: K-Multi-Dimensional Time-Series Clustering Algorithm," *Electronics*, vol. 10, no. 10, pp. 1–18, 2021, doi: 10.3390/electronics10101166.
- [13] F. Martínez-álvarez, P. De Energ, and F. Mart, "Aplicación de Técnicas de Clustering a la Serie Temporal de los Precios de la Energía en el Mercado Eléctrico," no. September, 2007.
- [14] F. Petitjean, A. Ketterlin, and P. Gançarski, "A global averaging method for dynamic time warping, with applications to clustering," *Pattern Recognition*, vol. 44, no. 3, pp. 678–693, 2011, doi: 10.1016/j.patcog.2010.09.013.
- [15] C. A. Yajure Ramírez, "Aplicación de la metodología de Ciencia de Datos para analizar datos de facturación de energía eléctrica. Caso de estudio: Uruguay 2000–2022," *Rev. Investig. Sist. e Informática*, vol. 15, no. 1, pp. 127–138, 2022, doi: 10.15381/risi.v15i1.23544.
- [16] Paulo Victor Lopes Pires, Eder Barboza Kapisch, Leandro Rodrigues Manso Silva, Carlos Augusto Duque, and Paulo Fernando Ribeiro, "Detecção de Novidades Baseada nas Métricas de Similaridades Dinâmicas: DTW, EDR e TWED, Aplicadas em Sinais de Qualidade de Energia," *Procedings do XXIV Congr. Bras. Automática*, pp. 3098–3105, 2022, doi: 10.20906/cba2022/3596.
- [17] M. Costantini, "A Novel Phase Unwrapping Method Based on Network Programming," *October*, vol. 36, no. 3, pp. 813–821, 1998.
- [18] J. Jiménez-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, and E. Gómez-Lázaro, "Uso combinado de Python y DIgSILENT PowerFactory para el análisis de sistemas eléctricos con una gran cantidad de generación renovable variable.," *Electron.*, vol. 13, no. 11, 2024, doi: 10.3390/electronics13112134.
- [19] DIgSILENT GmbH, "PowerFactory - Python Function Reference", Revision 4, Feb. 3, 2021. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de>
- [20] T. Athay, R. Podmore, and S. Virmani, "A practical method for the direct analysis of transient stability", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 2, pp. 573–584, Mar. 1979. doi: 10.1109/TPAS.1979.319407.



**Rolando Noroña Lucero.** - Nació en Quito, Ecuador en 1985. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2011 y Master Universitario en Dirección y Administración de Empresas de la Universidad Internacional de la Rioja, España en 2018, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad con mención Energías Renovables en la Pontificia Universidad del Ecuador. Actualmente se desempeña como supervisor eléctrico en la empresa EP Petroecuador: Sus áreas de interés son: evaluación mediante estudios eléctricos y desarrollo de ingeniería para sistemas eléctricos de medio y bajo voltaje.



**Edgar Javier Cajas Oña.** - Nació en Saquisilí en 1987. Recibió su título de Ingeniero en Electrónica e Instrumentación de la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, Latacunga en 2015; de Master en Docencia Universitaria de la Universidad Internacional Iberoamericana, México 2023. Actualmente trabajo en el Instituto Superior Universitario SUCRE como Docente y Coordinador de Practicas Preprofesionales, y su campo de investigación se encuentra relacionado con la Automatización e Instrumentación.



**Marlon Santiago Chamba.** - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo

del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Confiabilidad, Análisis de la seguridad de sistemas de potencial.



**Carlos Xavier Lozada.** -Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes. Actualmente se desempeña como

Ingeniero de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.

# Ecuadorian National Interconnected System (SNI) Using the Equal Area Criterion and Synchrophasor Measurements

## Metodología para Calcular los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) Ecuatoriano Usando el Criterio de Áreas Iguales y Mediciones Sincrofasoriales

S.T. Palacios<sup>1</sup>  0009-0005-8717-2538

<sup>1</sup>Operador Nacional de Electricidad CENACE, Gerencia Nacional de Planeamiento Operativo, Quito, Ecuador  
E-mail: [spalacios@cenace.gob.ec](mailto:spalacios@cenace.gob.ec), [sashapalacios@gmail.com](mailto:sashapalacios@gmail.com), [satapala@espol.edu.ec](mailto:satapala@espol.edu.ec)

### Abstract

Static angle stability is a critical aspect in the operation of power systems, ensuring generator synchronization under disturbances. In Ecuador, the National Electricity Operator (CENACE) uses the WAProtector tool to support system monitoring and perform various specific analyses and studies. This tool includes a module for static angle stability analysis and receives real-time data from Phasor Measurement Units (PMUs) installed across the National Interconnected System (SNI). The objective of this work is to establish static angle stability limits between consecutive buses, which must be configured within WAProtector. To achieve this, a methodology based on the Equal Area Criterion is proposed, applied to data obtained from simulations in DiGSILENT PowerFactory software and validated with historical WAProtector records. The study focuses on seven transmission lines of the SNI, selected due to the availability of complete and reliable data from both simulations and the WAMS system. The results show that critical angle values range between 43° and 53°, and in most cases, thermal limits are reached before angular stability limits. This methodology provides a practical solution for defining reliable operational limits in monitoring tools for the Ecuadorian power system.

**Index terms**— Angular stability limits, equal area criterion, power system transmission, historical data analysis.

### Resumen

La estabilidad estática de ángulo es un aspecto crítico en la operación de sistemas eléctricos, asegurando la sincronización de los generadores ante perturbaciones. En el Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad CENACE utiliza la herramienta WAProtector como apoyo para monitorear el estado del sistema y realizar diversos análisis y estudios específicos, la cual incluye un módulo para el análisis de estabilidad estática de ángulo. Esta herramienta recibe datos en tiempo real desde Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU) instaladas en el Sistema Nacional Interconectado (SNI). El objetivo de este trabajo es establecer límites de estabilidad estática de ángulo entre barras continuas, los cuales deben ser configurados dentro de WAProtector. Para ello, se propone una metodología basada en el criterio de áreas iguales, aplicada sobre datos obtenidos mediante simulaciones en el software PowerFactory de DiGSILENT, y validada con registros históricos de WAProtector. El estudio se acota en siete líneas de transmisión del SNI, seleccionadas por contar con información completa y confiable tanto en simulación como en registro del sistema WAMS. Los resultados muestran que los valores de ángulo crítico oscilan entre 43° y 53°, y que en la mayoría de casos el sistema alcanza primero los límites térmicos antes que los límites por estabilidad angular. Esta metodología ofrece una solución práctica para definir límites operativos confiables en herramientas de supervisión del sistema eléctrico ecuatoriano.

**Palabras clave**— Límites de estabilidad angular, criterio de áreas iguales, transmisión en sistemas eléctricos de potencia, análisis de datos históricos.

Recibido: 01-05-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Palacios, S. (2025). "Metodología para calcular los límites de estabilidad estática de ángulo en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano usando el criterio de áreas iguales y mediciones sincrofasoriales". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 12-19.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.709>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



## 1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad angular es una de las formas fundamentales de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, ya que refleja la capacidad de las máquinas sincrónicas para mantener el sincronismo ante perturbaciones significativas [1] [2]. Su análisis es esencial para evitar la pérdida de generadores, oscilaciones no amortiguadas y colapsos que comprometan la integridad del sistema [3].

Entre las herramientas tradicionales para evaluar esta forma de estabilidad, se destaca el criterio de áreas iguales (Equal Area Criterion, EAC), comúnmente aplicado en sistemas tipo generador-barra infinita. Este criterio permite estimar el ángulo crítico de estabilidad mediante la comparación gráfica de áreas de aceleración y desaceleración en las curvas de potencia vs ángulo [3] [4]. Aunque inicialmente limitado a modelos simples, su utilidad se ha extendido con diversas formulaciones. En [5] se propone una versión extendida del EAC para sistemas de alta tensión; en [6], se analizan variantes del criterio según el tiempo crítico de despeje; y en [7], se generaliza su aplicación a sistemas multimáquina complejos. Investigaciones recientes han retomado estos desarrollos para implementarlos en estudios aplicados con datos reales y mediciones PMU, como es el caso de [8], donde se realiza un tratamiento detallado del EAC en redes tipo SMIB y multimáquina, incluyendo deducciones matemáticas del ángulo crítico, o en [9], donde se analiza su utilidad en esquemas de protección ante inestabilidad angular, validados con simulaciones realistas de múltiples oscilaciones. En este contexto, el presente trabajo adopta esta base metodológica/matemática y la aplica al caso específico del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador, considerando sus condiciones operativas reales y su integración dentro de la herramienta WAProtector.

En el caso del Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad CENACE ha desarrollado una infraestructura avanzada para el monitoreo del Sistema Nacional Interconectado (SNI), a través del sistema WAMS implementado en 2013. Este sistema se basa en Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU) ubicadas estratégicamente en subestaciones clave del sistema de transmisión, conforme a criterios técnicos como observabilidad, supervisión angular y análisis de estabilidad oscilatoria [10] [11] [12] [13]. La herramienta WAProtector, desarrollada por ELPROS y utilizada por CENACE, permite procesar las señales de las PMU y aplicar diversos módulos de análisis, entre ellos el de estabilidad estática de ángulo [14].

Diversos trabajos han documentado el uso de esta infraestructura. Por ejemplo, en [12] se describe detalladamente la arquitectura del sistema WAMS, la ubicación de las PMU en el SNI y las funcionalidades de WAProtector. Además, varias publicaciones hablan acerca de los beneficios que brindan las mediciones históricas y en tiempo real de las PMU, como en [10] en

donde se ha resaltado el potencial operativo de las PMU para el seguimiento en tiempo real de condiciones críticas del sistema eléctrico, o en [11] que muestra un estudio sobre la ubicación óptima de estas unidades para mejorar la observabilidad del sistema. Conjuntamente, estudios recientes han explorado el uso de técnicas de aprendizaje profundo para la evaluación de la estabilidad de voltaje a corto plazo basadas en datos de PMU; por ejemplo, en [15] proponen un método que emplea aprendizaje por transferencia profunda para mejorar la precisión de la evaluación de estabilidad, incluso en condiciones de cambios topológicos y conjuntos de datos limitados. Otra de las aplicaciones que se les puede dar a las mediciones de PMU se presenta en [1], con una revisión integral sobre técnicas modernas de evaluación de seguridad, destacando la relevancia de establecer límites operativos confiables mediante análisis preventivos basados en simulación.

Si bien existen trabajos previos aplicados al SNI que han estimado límites de estabilidad angular, como [16], en general se enfocan en analizar eventos pasados a partir de datos registrados, sin discriminar claramente el tipo de inestabilidad que condujo al colapso (por voltaje, frecuencia o ángulo). Esto limita la precisión operativa de los valores obtenidos. En contraste, el presente trabajo aplica directamente principios clásicos de estabilidad angular, asegurando que los límites calculados correspondan efectivamente a esta forma de inestabilidad.

Con base en lo anterior, el presente trabajo propone una metodología para calcular los límites de estabilidad estática de ángulo entre barras continuas del SNI, con el objetivo de establecerlos como parámetros operativos en el módulo de estabilidad angular de WAProtector. La metodología se basa en el criterio de áreas iguales y se implementa sobre simulaciones detalladas en el software PowerFactory de DIgSILENT, tomando como referencia topologías reales y condiciones representativas del sistema ecuatoriano, y considerando cambios en la demanda y generación que se podrían presentar durante la operación diaria. Posteriormente, los resultados obtenidos son validados con registros históricos de ángulos eléctricos y flujos de potencia medidos por PMU e integrados en WAProtector.

Como contribución principal, esta investigación propone una metodología que puede ser replicada periódicamente y que combina el criterio de áreas iguales como principio clásico de estabilidad angular con simulaciones en PowerFactory y datos reales provenientes de PMU para determinar límites de estabilidad angular en el SNI. A diferencia de estudios previos, que usualmente se enfocan en escenarios particulares de colapso sin una validación cruzada entre simulación y operación real, este trabajo presenta una sistematización aplicable a condiciones diarias del sistema ecuatoriano, ayudando a actualizar los parámetros de configuración directa en la herramienta

WAProtector, lo que convierte a este trabajo en un aporte útil para operadores en tiempo real y planificadores del sistema eléctrico.

## 2. MARCO TEÓRICO

La diferencia angular entre dos barras del sistema de potencia es una medida directa de la capacidad de transmisión entre estos nodos. La Fig. 1 ilustra dos barras (A y B) de un sistema de potencia interconectadas por un conjunto de vínculos eléctricos [3].

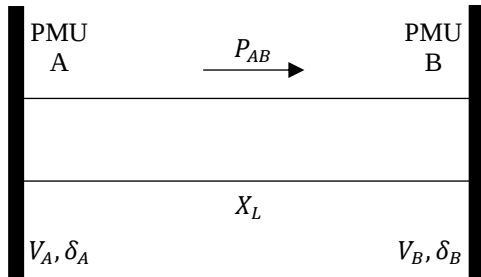


Figura 1: Transferencia de Potencia entre dos Barras del Sistema

Asumiendo el modelo “ $\pi$ ” para el vínculo equivalente entre los dos nodos o las dos barras, presentado en la Fig. 1, la transferencia de potencia entre el nodo A y el nodo B está dada por la expresión (1) [3].

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \sin(\delta_A - \delta_B)}{x} \quad (1)$$

Donde:

$V_A$ : Magnitud de voltaje en la barra A,

$V_B$ : Magnitud de voltaje en la barra B,

$\delta_A$ : Ángulo de voltaje en la barra A,

$\delta_B$ : Ángulo de voltaje en la barra B,

$x$ : Impedancia del vínculo entre las barras A y B.

En donde el valor teórico ideal de transferencia de potencia activa máxima está dado por (2):

$$P_{max} = \frac{V_A V_B}{x} = \frac{P_{AB}}{\sin(\delta_A - \delta_B)} \quad (2)$$

Idealmente el límite máximo de transferencia de potencia, se presenta en el punto más alto de la curva cuando se cumple que  $\sin(\delta_A - \delta_B) = 1$ ; es decir, cuando  $\delta_A - \delta_B = 90^\circ$ . Sin embargo, debido a la complejidad del sistema de potencia, que provoca una congestión de la red de transmisión, existen otros factores que no permiten alcanzar este límite ideal de estabilidad en estado estacionario [3] [4].

Bajo la premisa que en sistemas de potencia estables  $\delta_A - \delta_B$  corresponde a un valor menor a  $90^\circ$ , el flujo de potencia por el vínculo equivalente es directamente proporcional a esta diferencia angular. El máximo valor de diferencia angular en el margen de estabilidad e inestabilidad del sistema se llamará “ángulo crítico”, y el

valor de potencia que se puede transferir a través del vínculo con el valor de ángulo crítico se conocerá como “potencia crítica”.

En este sentido, el límite de la transferencia de potencia entre las barras A y B es íntimamente dependiente del límite de diferencia angular entre dichos nodos y viceversa.

Por lo tanto, para determinar la diferencia angular crítica entre las barras A y B (límite de estabilidad de ángulo) se debe llegar al límite crítico de transferencia de potencia por el vínculo.

Para lograr calcular los valores teóricos de ángulo crítico y potencia crítica se aplicará el criterio de las áreas iguales. Ver Fig. 2 [3] [4].

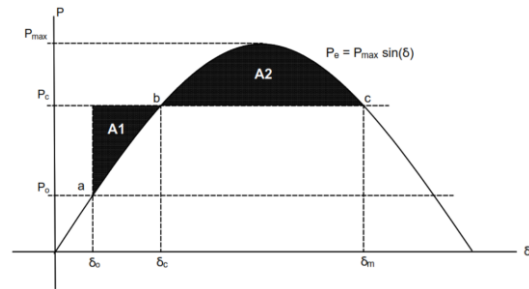


Figura 2: Curva Potencia Activa - Ángulo

El criterio mencionado define que, si el punto de operación en estado estacionario inicial (a) se ve alterado, por ejemplo, la potencia mecánica incrementa, esta puede aumentar hasta alcanzar un punto crítico (b) en el que se perdería la estabilidad por transitorios dinámicos [3] [4].

Debido al “swing” electromecánico que se genera debido a la aceleración/desaceleración de las máquinas cuando la potencia mecánica trata de igualar a la potencia eléctrica, durante un periodo de tiempo el punto de operación sobrepasa el punto crítico llegando a un punto de operación máximo (c). Estos 3 puntos de operación a, b y c determinan las áreas de aceleración y desaceleración ( $A_1, A_2$ ) del sistema [3] [4].

El criterio de las áreas iguales define que al igualar las áreas  $A_1$  y  $A_2$  se obtiene una expresión matemática en términos de ángulo crítico (delta crítico) [17] [18]:

$$A_1 = A_2$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_c - P_{max} \sin(\delta)) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_m} (P_{max} \sin(\delta) - P_c) d\delta$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_c - P_{max} \sin(\delta)) d\delta = - \int_{\delta_c}^{\delta_m} (-P_{max} \sin(\delta) + P_c) d\delta$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_c - P_{max} \sin(\delta)) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_m} (P_c - P_{max} \sin(\delta)) d\delta = 0$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_c - P_{max} \sin(\delta)) d\delta = 0$$

Conociendo que:

$$P_c = P_{max} \sin \delta_c$$

$$\delta_m = \pi - \delta_c$$

Se obtiene la siguiente expresión matemática en términos del ángulo crítico,  $\delta_c$ :

$$\int_{\delta_0}^{\pi - \delta_c} (P_{max} \sin \delta_c - P_{max} \sin(\delta)) d\delta = 0 \quad (3)$$

### 3. METODOLOGÍA

La metodología desarrollada en este estudio tiene como objetivo establecer límites de estabilidad angular entre barras continuas del SNI, mediante un enfoque práctico y replicable que articula tres elementos: i) simulaciones realistas en PowerFactory con topologías operativas del sistema ecuatoriano; ii) aplicación numérica del criterio de áreas iguales para estimar ángulos críticos; y iii) validación sistemática con registros de PMU procesados por WAProtector. Esta estructura metodológica permite vincular el análisis de estabilidad con la parametrización directa de herramientas de monitoreo en tiempo real, ofreciendo una mejora operativa frente a enfoques puramente analíticos o basados solo en datos históricos.

Para alcanzar este objetivo, se plantea un enfoque compuesto por tres etapas: simulación del sistema en PowerFactory, aplicación del criterio de áreas iguales para el cálculo del ángulo crítico, y validación de resultados mediante datos reales obtenidos desde WAProtector.

La Fig. 3 muestra el diagrama de flujo del proceso para obtener los valores de ángulo crítico de operación del SNI en cada uno de los vínculos estudiados.

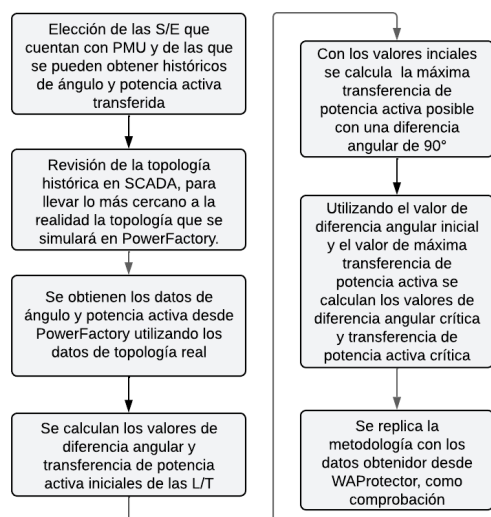


Figura 3: Diagrama de Flujo de la Metodología

#### 3.1 Cálculo de Límites en PowerFactory

Se adecuó el sistema eléctrico del SNI de CENACE simulado en PowerFactory a un modelo cercano a una

topología real correspondiente al 01 de mayo del año 2024 (fecha en que el SNI sufrió un colapso) y al periodo que va desde el 2 de diciembre de 2024 al 16 de enero de 2025 (topología extraída del sistema SCADA/EMS de CENACE). Se simularon condiciones operativas representativas, incluyendo variaciones en la generación de CCS y Paute, que inducen incrementos en el flujo de potencia activa y separación angular en ciertos vínculos de transmisión.

Las simulaciones en el dominio del tiempo RMS permitieron registrar la relación entre la potencia activa transmitida y la diferencia angular entre barras para siete líneas de transmisión (L/T) seleccionadas: Molino–Pascuales, Pomasqui–Santa Rosa, Pomasqui–Pimampiro, Milagro–Sopladora, Milagro–Zhoray, Totoras–Santa Rosa y Minas San Francisco–Machala.

Con los datos obtenidos, se aplicó el criterio de áreas iguales (EAC) para calcular el valor crítico del ángulo eléctrico que define el umbral de estabilidad angular para cada línea. Este cálculo se realizó mediante herramientas numéricas en Python 3,9 y hojas de cálculo en Excel.

La Fig. 4 muestra una gráfica de potencia eléctrica versus ángulo de la L/T Pomasqui – Pimampiro 230 kV simulada en PowerFactory, asumiendo un desvío de carga y redespacho de generación en la zona.

#### 3.2 Validación con Datos del Sistema Real

Para verificar la coherencia de los valores determinados, se utilizaron registros históricos de ángulos eléctricos y potencias activas obtenidos desde WAProtector, el sistema de monitoreo en tiempo real basado en PMU operado por CENACE. Se extrajeron datos horarios correspondientes al mismo período simulado, únicamente de barras con PMU operativas en niveles de 230 kV.

Esta etapa permitió contrastar los resultados teóricos obtenidos en el entorno simulado con el comportamiento real del sistema, y así validar que los límites calculados son técnicamente consistentes y adecuados para su implementación como parámetros operativos dentro del módulo de estabilidad angular de WAProtector.

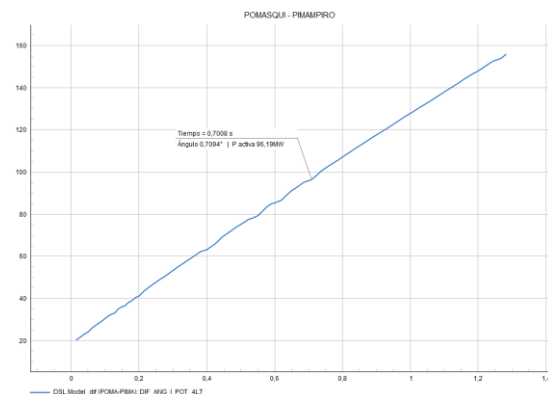


Figura 4: Gráfica de Potencia vs. Ángulo de la L/T Pomasqui - Pimampiro 230 kV Simulada en Powerfactory de DIgSILENT

#### 4. EJEMPLO DE CÁLCULO

Para mostrar un ejemplo de la metodología utilizada y los cálculos, se toma el caso de la L/T Molino – Pascuales 230 kV. En la Tabla 1 se muestran los datos obtenidos de la simulación en PowerFactory; adicionalmente, se muestran los datos en una fecha y hora específicas tomados de WAProtector. Estos datos muestran la diferencia angular entre las barras de Molino y Pascuales y el flujo de potencia activa a través del vínculo que une las dos subestaciones.

**Tabla 1: Datos de Diferencia Angular y Flujo de Potencia Activa Obtenidos de PowerFactory y WAProtector de la L/T Molino – Pascuales 230 kV**

| DATOS DE POWERFACTORY  |                      |
|------------------------|----------------------|
| DIFERENCIA ANGULAR (°) | POTENCIA ACTIVA (MW) |
| 4,43                   | 96,43                |
| DATOS DE WAPROTECTOR   |                      |
| DIFERENCIA ANGULAR (°) | POTENCIA ACTIVA (MW) |
| 0,35                   | 12,48                |

Con estos datos se utiliza la expresión matemática (2) para calcular el valor teórico ideal de transferencia de potencia activa máxima.

Primero, para los datos obtenidos de PowerFactory:

$$P_{max} = \frac{96,43 \text{ MW}}{\sin(4,43^\circ)} = 1\,248,43 \text{ MW}$$

Segundo, para los datos obtenidos de WAProtector:

$$P_{max} = \frac{12,48 \text{ MW}}{\sin(0,35^\circ)} = 2\,002,15 \text{ MW}$$

Luego, haciendo uso de la expresión matemática (3), se calcula el valor del ángulo crítico de transferencia de potencia entre las dos subestaciones. Los valores de ángulos deben ser transformados de grados a radianes.

Primero, para los datos obtenidos de PowerFactory:

$$\int_{0.0773}^{\pi-\delta_c} (1\,248,43 \sin \delta_c - 1\,248,43 \sin(\delta)) d\delta = 0$$

$$\delta_c = 0,8454 \text{ rad} = 48,44^\circ$$

Segundo, para los datos obtenidos de WAProtector:

$$\int_{0.1433}^{\pi-\delta_c} (2\,002,15 \sin \delta_c - 2\,002,15 \sin(\delta)) d\delta = 0$$

$$\delta_c = 0,8132 \text{ rad} = 46,59^\circ$$

Finalmente, con los valores de ángulo crítico, se puede calcular el valor de potencia activa crítica, despejando la variable de la expresión matemática (2).

$$P_c = P_{max} \times \sin(\delta_c)$$

Primero, para los datos obtenidos de PowerFactory:

$$P_{cr} = (1\,248,43) \times \sin(48,44^\circ) = 974,91 \text{ MW}$$

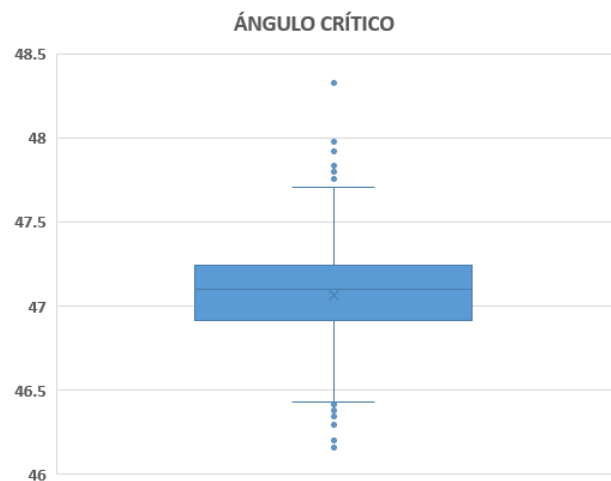
Segundo, para los datos obtenidos de WAProtector:

$$P_{cr} = (2\,002,15) \times \sin(46,59^\circ) = 1\,454,65 \text{ MW}$$

#### 5. RESULTADOS

A partir del desarrollo de los escenarios de simulación definidos en la metodología, se obtuvieron los valores límite de estabilidad angular para distintos puntos del sistema. Para sustentar la validez de estos resultados, se emplearon 1.099 registros extraídos del sistema WAProtector, correspondientes a eventos reales del Sistema Nacional Interconectado. Los datos analizados comprenden el periodo entre el 2 de diciembre de 2024 y el 16 de enero de 2025, e incluyen adicionalmente los registros asociados al evento de colapso ocurrido el 1 de mayo de 2024. Durante el proceso de depuración, aproximadamente el 0,36% de los datos fueron identificados como aberrantes y descartados por presentar desviaciones significativas respecto al comportamiento general. El conjunto restante de observaciones válidas mostró una alta consistencia, con valores que se concentraron en un rango estrecho entre 43 y 53 grados. En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones junto con los valores más restrictivos obtenidos de los datos empíricos, permitiendo visualizar el comportamiento del sistema bajo condiciones reales y simuladas.

En la Fig. 5 se presenta un ejemplo típico de la distribución, en un diagrama de caja, de los ángulos críticos registrados para una de las líneas evaluadas, donde se observa claramente la acumulación de valores dentro del rango mencionado, así como la presencia puntual de valores atípicos. Esta información permitió seleccionar, para cada línea, el valor más restrictivo dentro del conjunto de datos depurados, el cual se compara con el resultado obtenido mediante simulación.



**Figura 5: Distribución del Ángulo Crítico en la L/T Pomasqui – Santa Rosa 230 kV con Datos de WAProtector**

En la Tabla 2 se presentan los resultados obtenidos para cada una de las líneas de transmisión analizadas,

distinguiendo entre los escenarios de PowerFactory de DISSILENT (DS) y los valores más restrictivos de los datos reales del sistema WAProtector (WP), una vez descartados los datos aberrantes. Para cada caso, se reporta el ángulo crítico (en grados) y la potencia activa crítica (en megavatios) correspondiente. Esta comparación permite visualizar las diferencias entre los valores teóricos calculados mediante simulaciones y los promedios observados en la operación real del sistema.

**Tabla 2: Comparación entre Resultados Simulados (DS) y Datos Real más Restrictivo del Sistema WAProtector (WP) para el Ángulo Crítico y la Potencia Activa Crítica por Línea de Transmisión Evaluada**

| L/T                           | PD | ÁNGULO CRÍTICO (°) | POTENCIA ACTIVA CRÍTICA (MW) |
|-------------------------------|----|--------------------|------------------------------|
| MOLINO - PASCUALES            | DS | 48,44              | 974,91                       |
|                               | WP | 46,59              | 1 454,65                     |
| POMASQUI - SANTA ROSA         | DS | 46,74              | 948,87                       |
|                               | WP | 47,29              | 957,35                       |
| PIMAMPIRO - POMASQUI          | DS | 46,75              | 949,01                       |
|                               | WP | 46,64              | 947,24                       |
| SOPLADORA - MILAGRO           | DS | 53,50              | 1 047,37                     |
|                               | WP | 50,86              | 1010,49                      |
| ZHORAY - MILAGRO              | DS | 50,65              | 1 007,42                     |
|                               | WP | 49,77              | 1 040,15                     |
| SANTA ROSA - TOTORAS          | DS | 46,89              | 951,33                       |
|                               | WP | 43,30              | 1 346,81                     |
| MINAS SAN FRANCISCO - MACHALA | DS | 47,66              | 963,01                       |
|                               | WP | 45,55              | 736,34                       |

En la Tabla 3 se muestran los valores seleccionados como los más restrictivos de ángulo y potencia críticos de cada una de las líneas de transmisión estudiadas en este trabajo. La mayoría de los ángulos críticos obtenidos se encuentran en el rango de 43° a 53°, lo cual concuerda con la teoría clásica [3].

**Tabla 3: Ángulo y Potencia Activa Críticos de las L/T**

| L/T                         | ÁNGULO CRÍTICO (°) | POTENCIA ACTIVA CRÍTICA (MW) |
|-----------------------------|--------------------|------------------------------|
| MOLINO-PASCUALES            | 48,44              | 974,91                       |
| POMASQUI-SANTA ROSA         | 46,74              | 948,87                       |
| PIMAMPIRO-POMASQUI          | 46,64              | 947,24                       |
| SOPLADORA-MILAGRO           | 50,86              | 1010,49                      |
| ZHORAY-MILAGRO              | 50,65              | 1 007,42                     |
| SANTA ROSA-TOTORAS          | 46,89              | 951,33                       |
| MINAS SAN FRANCISCO-MACHALA | 45,55              | 736,34                       |

En la Tabla 4 se realiza una comparación entre: los valores de transferencia de potencia activa máximos permitidos por CELEC EP TRANSELECTRIC según [17], y los valores de potencia calculados en la Tabla 3.

**Tabla 4: Comparación de Potencia Crítica por Estabilidad de Ángulo y Valor Máximo de Transferencia de Potencia Declarado por TRANSELECTRIC**

| L/T                         | Potencia crítica (MW) | Máxima transferencia de potencia activa con factor de potencia de 0.95 Estado emergencia TRANSELECTRIC (MW) |
|-----------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| MOLINO-PASCUALES            | 974,91                | 839,8                                                                                                       |
| POMASQUI-SANTA ROSA         | 948,87                | 813,2                                                                                                       |
| PIMAMPIRO-POMASQUI          | 947,24                | 1626,4                                                                                                      |
| SOPLADORA-MILAGRO           | 1010,49               | 563,35                                                                                                      |
| ZHORAY-MILAGRO              | 1 007,42              | 839,8                                                                                                       |
| SANTA ROSA-TOTORAS          | 951,33                | 839,8                                                                                                       |
| MINAS SAN FRANCISCO-MACHALA | 736,34                | 406,6                                                                                                       |

En conjunto, los resultados evidencian que, en la mayoría de los casos, los límites térmicos declarados por TRANSELECTRIC actúan antes que los márgenes de estabilidad angular. Sin embargo, existen excepciones relevantes como en la L/T Pimampiro-Pomasqui 230 kV, donde la estabilidad angular puede ser el factor limitante, lo cual debe ser considerado en futuras configuraciones operativas y coordinaciones internacionales. No obstante, actualmente, CENACE maneja como límite de transferencia de potencia entre Ecuador y Colombia un valor de 450 MW por motivo de asegurar la estabilidad de voltaje [18].

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La metodología aquí propuesta permite establecer límites de estabilidad angular con una base operativa concreta, superando aproximaciones anteriores que no discriminaban adecuadamente entre los tipos de inestabilidad (frecuencia, tensión o ángulo). Al articular simulaciones con condiciones representativas del SNI y datos reales de PMU, se proporciona un marco de análisis que puede ser utilizado directamente en entornos operativos, y que permite actualizar los umbrales del módulo de estabilidad angular de WAProtector de forma justificada. Esta sistematización es particularmente valiosa para contextos donde las condiciones operativas cambian frecuentemente y se requiere adaptar los límites de protección sin depender exclusivamente de eventos extremos previos.

En este documento se han establecido los límites por estabilidad estática de ángulo entre las barras de las L/T

de 230 kV Molino - Pascuales, Pomasqui - Santa Rosa, Pomasqui - Pimampiro, Milagro - Sopladora, Milagro - Zhoray, Totoras - Santa Rosa, y Minas San Francisco – Machala; teniendo todos valores aproximados entre 43° y 53° como lo indica la teoría.

Los valores de potencia crítica calculados en este trabajo demuestran que, al menos en lo que respecta a las líneas de transmisión estudiadas, en el SNI no se presentan problemas por estabilidad estática de ángulo; ya que antes de llegar a esto, actuarían las protecciones por límites de flujo de potencia establecidos por TRANSELECTRIC, y sólo en el caso de la interconexión entre Ecuador y Colombia actuaría primero la protección por inestabilidad de voltaje.

Cabe destacar que la metodología desarrollada en este trabajo ha sido adoptada oficialmente por el Operador Nacional de Electricidad CENACE como base técnica para el cálculo de los límites de estabilidad angular del SNI. Esta metodología fue implementada en el informe técnico institucional [19], utilizado como declaración oficial de los límites de estabilidad angular correspondiente al año 2025.

Aunque la metodología fue aplicada sobre escenarios representativos que incluyen condiciones operativas exigentes e incluso un evento real de colapso (01 de mayo de 2024), se reconoce que el análisis está centrado en siete líneas seleccionadas del sistema y no contempla aún la totalidad de interconexiones críticas del SNI. Asimismo, el enfoque se basa en estabilidad estática de ángulo, por lo que no se han explorado otros tipos de estabilidad (como la transitoria o la de voltaje) que también podrían condicionar los márgenes operativos.

Como trabajos futuros se propone ampliar el análisis a otras regiones del sistema, considerar escenarios con mayor participación de generación renovable no convencional, e investigar la combinación de esta metodología con indicadores dinámicos adicionales que permitan una visión más integral de la estabilidad del sistema.

## 7. AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Gerencia Nacional de Planeamiento Operativo del Operador Nacional de Electricidad CENACE por el respaldo brindado para el desarrollo de este trabajo. En especial, a Wendy por darme la oportunidad de llevar adelante esta iniciativa, a Verónica por apoyar mis ideas y aportar con observaciones valiosas, y a Diego por su apoyo en la validación del estudio.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Gholami, M., Sanjari, M. J., Safari, M., Akbari, M., & Kamali, M. R. (2020). Static security assessment of power systems: A review. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(9).

[2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al., “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, pp. 1387–1401, 2004.

[3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

[4] M. Ribbens-Pavella, P. Murthy, *Transient Stability of Power Systems*, Wiley, 1994.

[5] Y. Xue et al., “Extended equal area criterion revisited (EHV power systems),” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1127–1130, 1992.

[6] Y. Sun et al., “Equal-area criterion in power systems revisited,” *Proc. R. Soc. A*, vol. 474, no. 2210, p. 20170733, 2018.

[7] Y. Xue and K. Sun, “Generalized Equal Area Criterion for Transient Stability Analysis,” *Proc. 4th IEEE Conf. Energy Internet*, Wuhan, China, 2020.

[8] G. Araque and R. Barba, “Unidades de Medición Fasorial - PMU,” *Rev. Téc. Energía*, vol. 10, no. 1, 2014.

[9] D. Jiménez and W. Vargas, “Ubicación Óptima de Unidades de Medición Sincrofasoriales PMU’s para mejorar la Observabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia,” *Rev. Téc. Energía*, vol. 10, no. 1, 2014. [Online]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/download/58/56/107>

[10] A. De La Torre, J. Cepeda y J. C. Herrera, “Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI,” *Revista INGENIUS*, no. 10, pp. 34–43, 2013.

[11] C. Lozano, F. Castro, and S. Ramírez, “Unidades de medición fasorial (PMU),” *El Hombre y la Máquina*, vol. 38, pp. 66–74, 2014. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/pdf/478/47823946008.pdf>

[12] “WAProtector: Power System Wide Area Monitoring”. ELPROS. Disponible en: <http://www.elpros.si/>

[13] Li, Y., Zhang, S., Li, Y., Cao, J., & Jia, S. (2023). PMU measurements-based short-term voltage stability assessment of power systems via deep transfer learning. *arXiv preprint arXiv:2308.03953*

[14] J. Cepeda and P. Verdugo, “Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo del Sistema Nacional Interconectado,” *Rev. Téc. Energía*, vol. 10, no. 1, 2014.

- [15] CELEC EP TRANSELECTRIC, “Declaración de límites de transferencia de las instalaciones del SNT – Líneas de transmisión,” CELEC EP TRANSELECTRIC, Quito, Informe técnico, Dic. 21, 2022.
- [16] XM S.A. E.S.P., CENACE, y CELEC EP TRANSELECTRIC, Generación de seguridad y límites de transferencia de potencia Colombia – Ecuador para 2025, Documento XM CND – CENACE – TRANSELECTRIC 023, dic. 2024.
- [17] M. El Hajj, Transient Stability Analysis in Power Systems Using Equal Area Criterion and Energy Functions, MSc Thesis, University of Manitoba, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://mspace.lib.umanitoba.ca/handle/1993/34409>
- [18] M. A. Moustafa, Multiple Swing Out-of-Step Relaying and Simulation Techniques, M.Sc. Thesis, Virginia Tech, 2010. [En línea]. Disponible en: <https://vtechworks.lib.vt.edu/handle/10919/77199>
- [19] CENACE, Determinación de los límites de estabilidad estática de ángulo del Sistema Nacional Interconectado (SNI) – Año 2025, Informe Técnico, diciembre 2024.



**Sasha Palacios Brito.** - Nació en Ecuador. Recibió su título de Ingeniera Eléctrica de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) y su título de Máster en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente, trabaja en

el Operador Nacional de Electricidad CENACE, dentro de la Gerencia de Planeamiento Eléctrico. Ha trabajado en investigación sobre redes de transmisión de alta tensión y ha desarrollado estudios con el software PSS/E para la integración de sistemas HVDC y parques fotovoltaicos en el sistema eléctrico argentino. Sus áreas de interés incluyen redes inteligentes (Smart Grids), SCADA y sistemas de comunicación en infraestructura eléctrica.

# Impact Analysis of Non-Dispatchable Renewable Energies Penetration in Power System Operational Security

## Análisis del Impacto de la Penetración de Energías Renovables no Gestionables en la seguridad operativa de los Sistemas Eléctricos de Potencia

P.S. Castro<sup>1</sup> 0009-0003-2646-2131 J.C. Cepeda<sup>1</sup> 0000-0002-2488-6796<sup>1</sup>Escuela Politécnica Nacional, EcuadorE-mail: [pcastroramon@gmail.com](mailto:pcastroramon@gmail.com), [jaime.cepeda@epn.edu.ec](mailto:jaime.cepeda@epn.edu.ec)

### Abstract

This study analyzes the impact of integrating non-dispatchable renewable energy generators into the National Interconnected System (SNI), focusing on the Yanahurcu wind project, which aims to add 52.8 MW of renewable generation to the system. To achieve this, a systematic methodology is proposed, consisting of three sequential and complementary types of analysis. First, a probabilistic power flow analysis is applied to assess the project's ability to contribute energy to the system under various operating conditions. Then, its impact on dynamic security is evaluated through time-domain simulations, considering its reactive power contribution during grid faults. Additionally, a generation adequacy assessment is performed, including key indicators such as the Loss of Load Probability (LOLP) and Expected Energy Not Supplied (EENS), which are essential to determine the system's capacity to meet demand given the integration of non-dispatchable generation blocks. DIGSILENT PowerFactory is used for the electrical studies, allowing the integration of data and modeling of probability density functions. The results enable a proper evaluation of the project's operational security and confirm the effectiveness of the proposed methodology, which could be applied in Ecuador to assess the impact of future renewable energy projects.

**Index terms**— Non-dispatchable energy, generation adequacy, probabilistic power flows, dynamic security assessment.

### Resumen

Este trabajo analiza el impacto de la integración de generadores basados en energías renovables no gestionables en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), con un enfoque en el proyecto eólico Yanahurcu, que propone añadir 52,8 MW de generación renovable al sistema. Para ello, se plantea una metodología sistematizada que realiza tres tipos de análisis de forma secuencial y complementaria. En primer lugar, se aplica un análisis probabilístico de flujos de potencia para evaluar la capacidad del proyecto de aportar energía al sistema bajo diversas condiciones operativas. Luego, se estudia su impacto en la seguridad dinámica mediante simulaciones en el dominio del tiempo, considerando su aporte de potencia reactiva ante fallas en la red. Además, se realiza una evaluación de confiabilidad (generation adequacy), que incluye indicadores como la probabilidad de pérdida de carga y la energía no suministrada, fundamentales para determinar la capacidad del sistema de cubrir la demanda ante la incorporación de bloques de generación no gestionable. Para los análisis eléctricos se utiliza DIGSILENT PowerFactory, lo cual permite integrar datos y modelar funciones de densidad de probabilidad. Los resultados obtenidos permiten una valoración adecuada de la seguridad operativa del proyecto, y comprueban la efectividad de la metodología propuesta, la cual podría implementarse en futuros proyectos en Ecuador para evaluar el impacto de futuros proyectos renovables.

**Palabras clave**— Energía no gestionable, adecuación de la generación, flujos probabilísticos de potencia, evaluación de la seguridad dinámica.

Recibido: 04-05-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Castro, P.; Cepeda, J. (2025). "Análisis del Impacto de la Penetración de Energías Renovables no Gestionables en la seguridad operativa de los Sistemas Eléctricos de Potencia". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 20-32.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.710>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



## 1. INTRODUCCIÓN

En 2022, el gobierno de Ecuador lanzó una licitación para un bloque de 500 MW de generación renovable. Además, aproximadamente el 60 % de la capacidad instalada en el país proviene de fuentes renovables no gestionables [1]. La variabilidad de estos recursos, como el agua, el viento y la irradiación solar, introduce incertidumbre en la capacidad del sistema para satisfacer la demanda. En este contexto, es fundamental analizar el impacto de los proyectos de generación que dependen de fuentes renovables no gestionables [2].

La creciente penetración de fuentes renovables no gestionables como la solar fotovoltaica y la eólica ha generado un interés significativo en metodologías que permitan evaluar de forma precisa su impacto sobre la seguridad operativa y la confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. En este contexto, se han desarrollado diversos enfoques para modelar la incertidumbre e intermitencia de estas fuentes, entre los cuales se destacan los métodos basados en el cálculo de indicadores de adecuación como el LOLP (*Loss of Load Probability*) y el ELCC (*Effective Load Carrying Capability*) [3], [4].

El método ELCC, ampliamente utilizado para estimar la capacidad firme de generación renovable, se basa en mantener constante la confiabilidad del sistema al introducir una unidad no gestionable. No obstante, su aplicación práctica requiere simulaciones extensas de series temporales, y su alcance se limita generalmente al análisis de adecuación de generación, sin abordar su efecto sobre la seguridad operativa ante eventos dinámicos o de contingencia [4], [5].

Por ello, se han desarrollado enfoques más integrales, como los métodos de *Probabilistic Power Flow* (PPF). Técnicas como la simulación Monte Carlo, el método de estimación puntual (PEM), o la expansión en series (*Gram-Charlier*, *Cornish-Fisher*, *Edgeworth*), permiten modelar la variabilidad horaria de la demanda y la generación [6], [7]. Sin embargo, presentan desafíos en cuanto a precisión, convergencia y carga computacional [7].

Recientemente, se ha introducido el *Stochastic Response Surface Method* (SRSM) como alternativa eficiente y precisa. Esta técnica permite representar tanto variables normales como no normales, modelar correlaciones entre entradas estocásticas y estimar distribuciones de potencia sin recurrir a series divergentes, superando limitaciones de PEM y otras [7].

Además, se han propuesto enfoques complementarios que integran modelado de confiabilidad, seguridad dinámica y planificación de expansión con renovables. Por ejemplo, Garver [8] fue pionero en evaluar la confiabilidad de sistemas con generación probabilística, mientras que estudios más recientes como el de Constante-Flores [9] utilizan herramientas como

PowerFactory para validar la operación del sistema bajo escenarios renovables realistas.

El estudio de Jaehnert J.R. [10] introduce el concepto de flexibilidad operativa ante alta penetración renovable en mercados eléctricos, aportando una visión estratégica para mitigar la incertidumbre. A su vez, Kahrobaee y Asgarpoor [11] presentan una evaluación de confiabilidad con energías distribuidas renovables mediante simulaciones en tiempo discreto, lo cual es clave para representar el comportamiento de micro-redes o sistemas con alta generación variable.

Frente a estas metodologías, el presente trabajo propone un enfoque integrado que combina análisis probabilístico del flujo de potencia, simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo y evaluación de confiabilidad (*generation adequacy*), todo ello implementado en *PowerFactory*. Esta aproximación permite valorar de forma más completa el impacto operativo de nuevas plantas renovables, como el proyecto eólico Yanahurcu, incluyendo su contribución al soporte de potencia reactiva y respuesta ante fallas, aspectos que no son considerados por metodologías clásicas como ELCC o LOLP aplicados de forma aislada.

La presencia de recursos primarios no gestionables, como el agua, el sol o el viento, introduce un alto grado de incertidumbre en la operación del sistema eléctrico. Esta incertidumbre hace necesario realizar un análisis probabilístico que permita cuantificar, por un lado, la cantidad de potencia que puede esperarse de las fuentes renovables, y por otro, la capacidad real del sistema para abastecer la demanda en distintos escenarios. Adicionalmente, este tipo de análisis permite determinar cuánta generación debe mantenerse en reserva, de modo que pueda entrar en operación cuando la generación renovable no gestionable no sea suficiente para cubrir la demanda, garantizando así el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad del sistema [11].

El impacto de un proyecto renovable no gestionable debe abordarse desde diferentes perspectivas. A este respecto, es importante mencionar que, actualmente, en Ecuador no existe una metodología formalmente definida para evaluar el impacto de la conexión de un nuevo proyecto de generación renovable no gestionable con características de intermitencia, sino que se continúan realizando los estudios tradicionales predefinidos para generadores sincrónicos. En este sentido, este trabajo propone una metodología sistematizada que realiza tres tipos de análisis de forma secuencial y complementaria, necesarios para evaluar la seguridad operativa del sistema ante la conexión de este tipo de generación.

El primer estudio consiste en un análisis de flujos probabilísticos de potencia, que permite considerar la estocasticidad del recurso primario mediante funciones de distribución de probabilidad. Esto posibilita cuantificar de manera probabilística la generación de potencia de un proyecto, teniendo en cuenta la

variabilidad del recurso, y determinar en qué condiciones el sistema no puede abastecer la demanda [2].

El segundo estudio pretende evaluar la variabilidad del recurso es a través de un análisis de confiabilidad de generación (*generation adequacy*). En sistemas con alta penetración de generación eólica, la variabilidad del viento influye en la capacidad del sistema para satisfacer la demanda. Además, al considerar las funciones de indisponibilidad de las centrales del sistema, la confiabilidad puede medirse mediante indicadores como el LOLP (*Loss of Load Probability*) y el EDNS (*Expected Demand Not Supplied*) [13][14].

Finalmente, el tercer estudio necesario es la evaluación de la seguridad dinámica del proyecto. Con el aumento de centrales de generación basadas en convertidores estáticos de potencia, especialmente en sistemas *grid following* que permiten su integración con la red, pero sin aportar significativamente en la seguridad de la red, es necesario analizar su aporte y comportamiento dinámico durante fallas y contingencias [15]. Esto incluye evaluar su capacidad para proporcionar soporte de voltaje y frecuencia, así como su respuesta ante variaciones abruptas en la demanda o desconexiones inesperadas.

Sobre la base de lo mencionado, en el presente artículo se propone una metodología integral que permite analizar el impacto de las energías renovables no gestionables en la red, centrándose en el proyecto eólico Yanahurcu, de potencia efectiva de 52.8MW, en el Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano. El análisis se realizará desde tres enfoques, flujos probabilísticos de potencia, confiabilidad de generación y evaluación de la seguridad dinámica. Para los cálculos y simulaciones, se utiliza el software DIGSILENT PowerFactory. Los resultados obtenidos viabilizan una apropiada valoración de la seguridad operativa del proyecto, permitiendo comprobar la efectividad de la metodología propuesta, la cual podría aplicarse en Ecuador para valorar el impacto de los proyectos renovables futuros.

El resto del artículo se organiza de la siguiente manera: una revisión conceptual es presentada en la segunda sección. En la tercera sección, se presenta la metodología propuesta, mientras que los resultados obtenidos se muestran en la sección cuatro. Finalmente, la sección cinco resume las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

## 2. MARCO CONCEPTUAL

### 2.1 Flujos Probabilísticos de Potencia

Los flujos probabilísticos de potencia en sistemas eléctricos analizan la incertidumbre en la generación y demanda de energía, originada por la variabilidad de los recursos renovables y las fluctuaciones en el consumo. Para modelarlos, se emplean técnicas probabilísticas,

como las simulaciones de Montecarlo, que generan múltiples escenarios basados en distribuciones de probabilidad. Estas simulaciones permiten estimar la probabilidad de eventos extremos y evaluar su impacto en la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico [2][16][17].

#### 2.1.1 Funciones de densidad de probabilidad

Las funciones de densidad de probabilidad (FDP) describen la distribución de variables aleatorias y son clave para modelar la variabilidad estocástica de los recursos renovables, como el caudal de los ríos, la velocidad del viento y la irradiación solar, cuya predictibilidad no es determinista. Una FDP representa la probabilidad de que una variable aleatoria continua tome un valor dentro de un rango. Para una variable  $x$ , la función  $f_X(x)$  debe cumplir dos condiciones [18][19]:

$$f_X(x) \geq 0 \text{ para todo } x \in R \quad (1)$$

$$\int_{-\infty}^{\infty} f_X(x) dx = 1 \quad (2)$$

Para sistemas de generación eólicos, la distribución que mejor describe la velocidad del viento en la distribución de Weibull [20]. Para las centrales de generación con otro tipo de recursos primarios pueden aproximarse distribuciones como la gamma, normal o distribuciones finitas discretas.

#### 2.1.2 Correlación de funciones de densidad de probabilidad

La correlación entre funciones de densidad o distribución de probabilidad es clave para modelar la interdependencia entre variables aleatorias en sistemas eléctricos. Aunque la correlación de Pearson mide relaciones lineales, en sistemas no lineales o con distribuciones no normales se requieren métodos más avanzados [21]. Para ello, las funciones de cópula permiten modelar dependencias complejas, ofreciendo una representación precisa de la relación entre distribuciones marginales y su estructura de dependencia [22][23]. Estas herramientas son especialmente útiles para modelar la correlación entre distribuciones de Weibull en aerogeneradores cercanos [24].

#### 2.1.3 Método Montecarlo en flujos probabilísticos de potencia

El método de Montecarlo es una técnica de simulación que emplea números aleatorios para modelar incertidumbres en sistemas estocásticos. En flujos probabilísticos de potencia y flujo óptimo de potencia probabilístico, se utiliza para evaluar el impacto de la variabilidad en la generación y demanda de energía. La metodología consiste en generar múltiples escenarios a partir de muestras aleatorias de variables inciertas y realizar análisis de flujo de potencia en cada uno. Al promediar los resultados, se obtiene una estimación robusta del comportamiento del sistema eléctrico bajo condiciones variables [25].



## 2.2 Adecuación de la Generación en Sistemas de Eléctricos de Potencia

La adecuación de la generación es la capacidad del sistema para satisfacer la demanda considerando la variabilidad de los recursos y la incertidumbre en la disponibilidad de las unidades de generación [25]. Matemáticamente, esta condición se puede expresar como:

$$\sum_{i=1}^n G_i \geq D(t) \quad \forall t \quad (3)$$

Donde:

$G_i$  es la capacidad disponible de la unidad generadora  $i$ ,  $D(t)$  es la demanda del sistema en el instante de tiempo  $t$ ,  $n$  es el número total de generadores del sistema.

Este concepto se basa en la idea de que el sistema debe tener suficientes recursos disponibles para cubrir la demanda máxima, teniendo en cuenta tanto la generación en operación como las reservas para situaciones de emergencia.

### 2.2.1 Indicadores de la adecuación de la generación

#### 2.2.1.1 Loss of load expectation (LOLE)

Este indicador cuantifica la cantidad de horas o días al año en los que se prevé que la demanda supere la capacidad disponible del sistema, lo que podría resultar en una pérdida de carga [25]. Su definición es la siguiente:

$$LOLE = \sum_{t=1}^k P_t \left( \sum_{i=1}^n G_i < D(t) \right) \quad (4)$$

Donde:

$\sum_{t=1}^k P_t (\sum_{i=1}^n G_i < D(t))$  es la probabilidad de que la capacidad de generación sea menor que la demanda en la hora  $t$  (cuando  $t$  es discreto,  $\Delta t = 1h$ ).

#### 2.2.1.2 Loss of load probability (LOLP)

Indica la probabilidad de que el sistema no disponga de la capacidad necesaria para cubrir la demanda en un determinado periodo de tiempo [25]. Su expresión matemática es:

$$LOLP = P \left( \sum_{i=1}^n G_i < D(t) \right) \quad (5)$$

Donde:

$P_t (\sum_{i=1}^n G_i < D(t))$  es la probabilidad de que la demanda máxima del sistema sea mayor o igual a la oferta de potencia de las unidades generadoras disponibles.

## 2.2.2 Factores de influyen en la adecuación de la generación

### 2.2.2.1 Variabilidad de la demanda

La demanda de electricidad varía en el tiempo y en magnitud, con picos que requieren capacidad suficiente para su cobertura [26].

### 2.2.2.2 Disponibilidad de generadores

Los generadores pueden estar fuera de servicio debido a mantenimientos programados o fallas inesperadas [25]. Por ello, la adecuación del sistema depende de la tasa de indisponibilidad de las unidades de generación, la cual se puede representar como:

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (6)$$

Donde:

$\lambda$  es la tasa de falla del generador y  $\mu$  es la tasa de reparación de la unidad de generación.

### 2.2.2.3 Integración de fuentes renovables

Las fuentes de generación renovable, como la solar y la eólica, tienen una variabilidad inherente que dificulta la planificación de la adecuación del sistema. Dado que dependen de condiciones climáticas impredecibles, se requiere el apoyo de generadores de respaldo o sistemas de almacenamiento de energía.

## 2.3 Respuesta Dinámica de Sistemas de Generación Eólicos Full Converter

La energía eólica es una de las fuentes renovables más importantes a nivel mundial, gracias a su reducido impacto ambiental y los constantes avances tecnológicos. El modelo WECC (Western Electricity Coordinating Council) Tipo 4 es una referencia común para simular las características dinámicas de turbinas eólicas con convertidor completo [27][28]. Detallado en la documentación de WECC y de ESIG, se centra en representar con precisión la interacción entre el generador eólico y la red eléctrica durante eventos transitorios como caídas de tensión, cambios en la frecuencia y desconexiones temporales. El convertidor de las turbinas Tipo 4 desacopla completamente el generador de la red, lo que permite un control mucho más flexible de la potencia y que el parque aerogenerador pueda proporcionar soporte dinámico ante eventos transitorios.

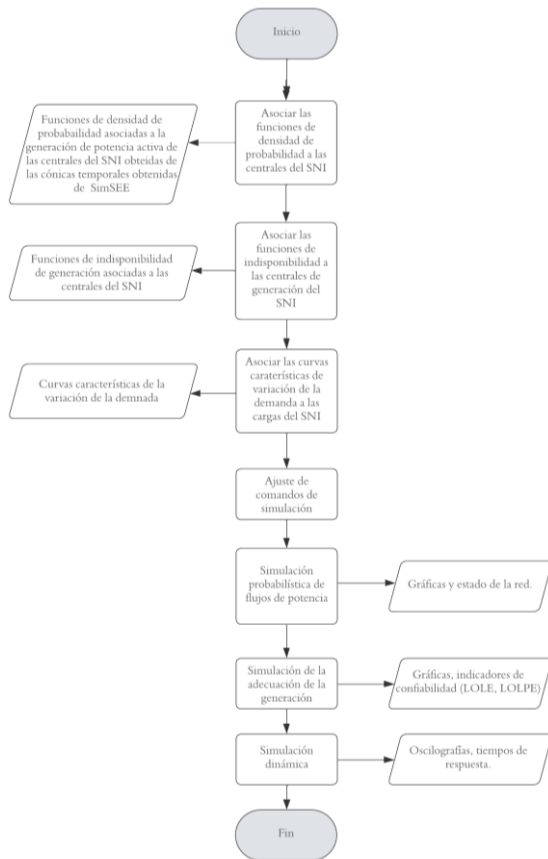


Figura 1: Diagrama de Flujo de la Metodología Propuesta para el Análisis del Impacto de las Centrales Renovables no Gestionables

### 3. METODOLOGÍA

Para analizar el impacto de la conexión de energías renovables no gestionables en el SNI se propone la metodología mostrada en el diagrama de flujo de la Fig. 1, cuyos subprocesos se describen en esta sección.

#### 3.1 Análisis de Flujos Probabilísticos de Potencia en DigSILENT PowerFactory

La herramienta *Probabilistic Analysis* de DigSILENT PowerFactory es un paquete de herramientas que permite el análisis de los sistemas eléctricos de potencia considerando la variabilidad en el recurso primario de las centrales de generación renovables no gestionables. El análisis de flujos probabilísticos de potencia requiere que a cada generador con recurso primario no gestionable se le asigne una función de densidad de probabilidad (*PDF* por las siglas en inglés). Estas funciones pueden ser continuas o discretas.

En Ecuador, el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) utiliza el software SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica) para planificar el despacho de generación. Esta herramienta aplica simulación dinámica estocástica con el fin de predecir la potencia esperada de las centrales hidroeléctricas de pasada, centrales de energía renovable no gestionable y

generación térmica, permitiendo así coordinar una estrategia de despacho entre varias tecnologías que considere la variabilidad del parque generador. Como resultado, se generan cónicas temporales, que son representaciones matemáticas del espacio de estados futuros de generación a lo largo del tiempo, en función de decisiones y condiciones inciertas como caudales o disponibilidad de recursos. A partir de estas cónicas es posible construir funciones de densidad de probabilidad (*Probability Density Functions*, *PDFs*) discretas y finitas, que representan la distribución estadística de la potencia generada por cada central [12]. En el presente trabajo se utilizan resultados similares, obtenidos mediante el software SimSEE, siguiendo la metodología propuesta en [30]. Al igual que en el caso del SDDP, SimSEE genera estas cónicas temporales que permiten derivar las *PDFs* discretas asociadas a las distintas unidades generadoras. Dichas funciones, generadas por SimSEE se emplean posteriormente en el análisis probabilístico de flujos de potencia.

En el caso de las centrales eólicas, a cada aerogenerador se le puede asociar una función de densidad de probabilidad (*Probability Density Function*, *PDF*) basada en la distribución de Weibull, la cual describe estadísticamente la velocidad del viento. Adicionalmente, es necesario considerar la curva de potencia específica de cada aerogenerador, que relaciona dicha velocidad con la potencia generada. Para las centrales de generación fotovoltaica de gran escala, es posible emplear una *PDF* de tipo normal o una *PDF* finita y discreta que represente directamente la potencia generada por el sistema. Dado que en este estudio las *PDFs* se obtienen a partir de las cónicas temporales generadas por el software SimSEE, se ha optado por asociar funciones de densidad de probabilidad finitas y discretas a las centrales fotovoltaicas utilizadas en el análisis.

Una vez que se han asociado las funciones de densidad de probabilidad (*PDFs*) a las centrales del sistema, es necesario configurar el comando *Probabilistic Analysis* en PowerFactory. Este comando se basa en el cálculo de flujo de carga convencional (*Load Flow Calculation*), por lo que debe configurarse previamente el flujo de carga en corriente alterna (*AC Load Flow*) y establecerse los límites de potencia activa y reactiva para cada unidad generadora. A partir de esta configuración, el comando ejecuta una simulación de tipo Monte Carlo, en la que se generan múltiples escenarios aleatorios a partir de las *PDFs* definidas. Si se desea realizar un análisis de flujo de potencia óptimo, es necesario asociar a cada generador su respectiva función de costos, la cual será utilizada durante el proceso de optimización.

##### 3.1.1 Funciones de densidad de probabilidad en PowerFactory

En PowerFactory, el objeto que permite vincular a un generador con una *PDF* es de clase *\*.RndType*. Donde *Type* es el tipo de *PDF* como, por ejemplo, *\*.RndFinite*,

\*.RndWeibull, etc. Las PDFs se crean por *default* en la carpeta *Operational Library* del proyecto. Como ejemplo, en la Fig. 2 y la Fig. 3, se muestran las *PDFs* asociadas al proyecto hidroeléctrico de pasada Pusuno y al proyecto eólico Yanahurcu.

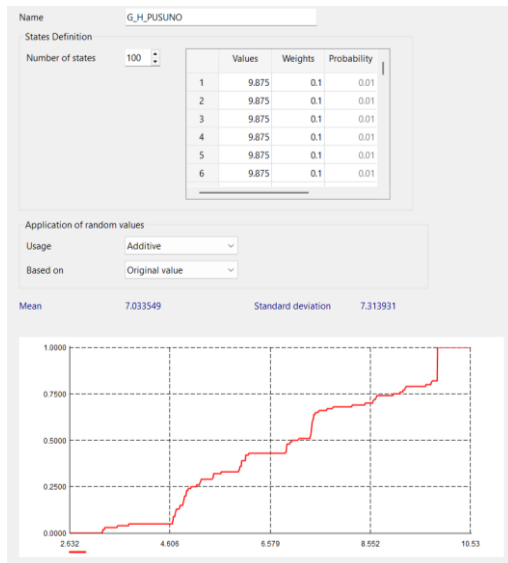


Figura 2: PDF Finita Discreta Asociada a la Producción de Potencia Activa de la Central Pusuno

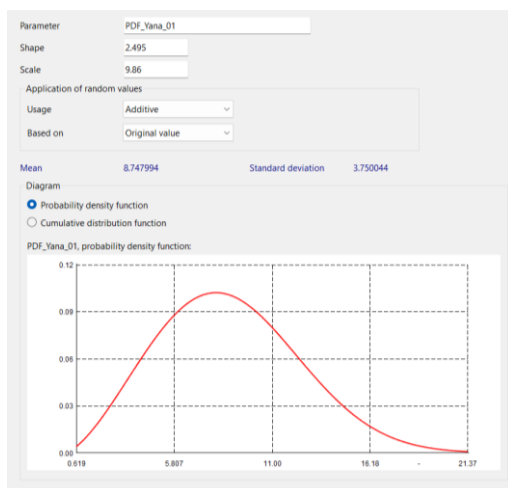


Figura 3: PDF de Weibull Asociada a la Velocidad del Viento de los Aerogeneradores del Proyecto Eólico Yanahurcu

### 3.1.2 Correlación de funciones de densidad de probabilidad en PowerFactory

PowerFactory permite modelar la correlación entre funciones de densidad de probabilidad (PDFs) que describen la velocidad del viento en un parque eólico. Esto resulta fundamental para realizar un análisis coherente durante la ejecución de flujos de potencia probabilísticos, ya que las velocidades del viento asociadas a aerogeneradores ubicados geográficamente cerca suelen presentar cierto grado de correlación espacial [13].

Los parámetros que definen las funciones de densidad de Weibull utilizadas para representar el comportamiento del viento en cada aerogenerador fueron obtenidos a

partir de los estudios de prefactibilidad presentados en [30]. La correlación entre estas PDFs se implementa mediante una Elíptica Copula, un objeto disponible en PowerFactory que permite establecer dependencias estadísticas entre distribuciones de Weibull, como se ilustra en la Fig. 4.

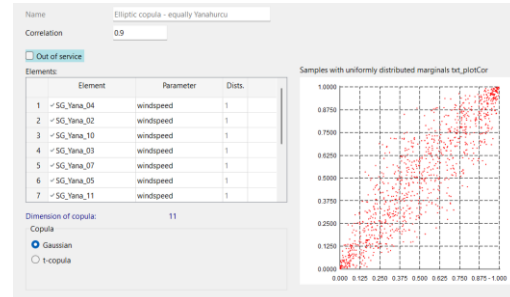


Figura 4: Elíptica Copula de las PDFs Asociadas a la Velocidad del Viento del Parque Aerogenerador Yanahurcu

### 3.2 Análisis de la Adecuación de la Generación en DigSILENT PowerFactory

Las tasas de indisponibilidad de generación y la variabilidad de la demanda en el SNI permiten calcular la probabilidad de pérdida de carga (*LOLP*) y la cantidad esperada de pérdida de carga (*LOLE*). La intermitencia de las fuentes renovables aumenta la incertidumbre en el balance oferta-demanda, elevando el riesgo de eventos de pérdida de carga si no se gestionan correctamente. Por ello, una evaluación precisa del *LOLP* y *LOLE* es clave para detectar vulnerabilidades y definir estrategias de mitigación.

#### 3.2.1 Adecuación de la generación para generadores eólicos

Para evaluar la adecuación de la generación en el proyecto Yanahurcu y en cualquier proyecto eólico, es necesario activar el *Wind Model*, de la ventana *Generation Adequacy* de cada aerogenerador en *DigSILENT PowerFactory*. Este modelo utiliza la curva de Potencia vs. Viento del aerogenerador y asocia la distribución de Weibull para representar la variabilidad del recurso eólico en la zona, permitiendo estimar con mayor precisión la generación esperada. En la Fig. 5 se presenta la curva Viento Vs. Potencia del aerogenerador y en la Fig. 6 se presenta el ajuste del comando *Generation Adequacy* para una de las unidades del proyecto Yanahurcu.

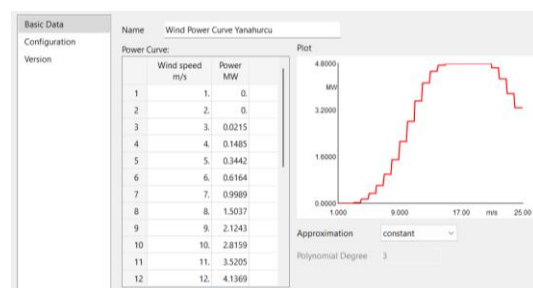


Figura 5: Curva Viento Vs. Potencia de los Aerogeneradores del Proyecto Yanahurcu

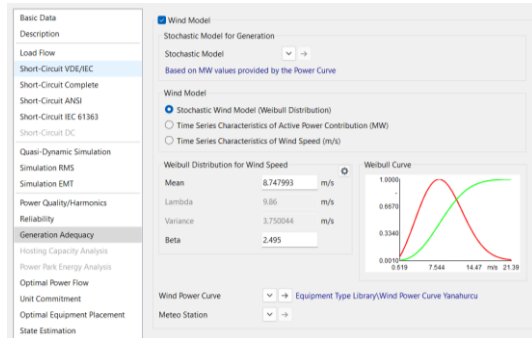


Figura 6: Configuración de la Ventana Generation Adequacy para los Generadores del Proyecto Yanahurco

*PowerFactory* facilita un análisis detallado de la generación eólica, considerando tanto la capacidad despachable como la incertidumbre del viento. Esto permite cuantificar su impacto en la operación del sistema mediante indicadores clave relacionados con la demanda no suministrada, esto con el objetivo de determinar si la capacidad instalada es suficiente para abastecer la demanda en distintos escenarios.

### 3.2.2 Tasas de indisponibilidad para centrales del SNI

Para garantizar la coherencia en el análisis de adecuación de la generación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), es necesario conocer la indisponibilidad de las principales centrales. Estos datos, obtenidos de [29], se determinan a partir del historial de salidas de servicio. La indisponibilidad se modela considerando el porcentaje de potencia suministrada al momento de la falla en relación con la capacidad nominal, la probabilidad de ocurrencia y el tiempo medio de restitución del servicio. En *PowerFactory*, los modelos estocásticos de indisponibilidad se crean en la carpeta *Equipment Type Library* y son objetos del tipo (\*StoGen). Como ejemplo, en la Fig. 7 se presenta el modelo estocástico de la generación de la central hidroeléctrica Aگویان.

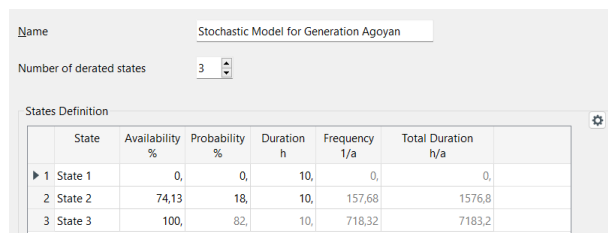


Figura 7: Modelo Estocástico de Generación de la Central Hidroeléctrica Aگویان.

### 3.2.3 Variabilidad de la carga en el SNI

El análisis de adecuación de la generación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) requiere considerar la variabilidad de la carga, ya que influye en la confiabilidad y suficiencia del sistema. En *PowerFactory*, esta variabilidad se modela mediante la función *Time Characteristic*, que permite representar cambios en la demanda según factores como la hora del día, el tipo de jornada y las condiciones climáticas. Para

el presente análisis se se modeló la variación de la demanda de forma diaria durante un año.

Al asignar curvas de duración de demanda basadas en datos históricos y distribuciones normales, se simulan escenarios de alta y baja carga, lo que proporciona una visión más realista del comportamiento del sistema. Este enfoque facilita el análisis probabilístico de los despachos de generación, esencial para la planificación y operación de sistemas con alta penetración de energías renovables variables, como la eólica y la solar. La curva de variación de la demanda porcentual, considerando una distribución normal y una desviación estándar del 3% se presenta en el Fig. 8.

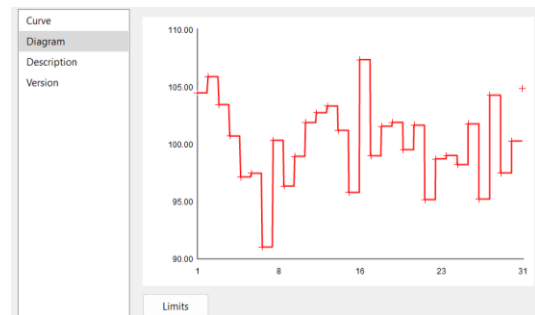


Figura 8: Curva de Variación de la Demanda

### 3.2.4 Configuración del comando Generation Adequacy

El comando *Generation Adequacy Analysis* de *PowerFactory* permite evaluar la capacidad del sistema para cubrir la demanda, considerando la incertidumbre en la disponibilidad de generación y la variabilidad de la carga. Basado en el cálculo de flujo de potencia (*Load Flow Calculation*), este análisis utiliza un flujo de potencia DC para estimar la suficiencia del sistema.

Para obtener resultados precisos, es necesario incluir la variabilidad de la demanda y las pérdidas del sistema, que representan aproximadamente un 3.28%. Además, es necesario ajustar el intervalo de tiempo del análisis, es decir, si el caso de estudio está delimitado temporalmente como, por ejemplo, temporada lluviosa demanda máxima, el comando debe ajustarse para analizar los seis primeros meses del año, el horario comprendido entre las 16:00 y las 22:00, solo los días laborables. En la Fig. 9 se presenta la configuración del comando *Generation Adequacy* para el ejemplo antes mencionado.

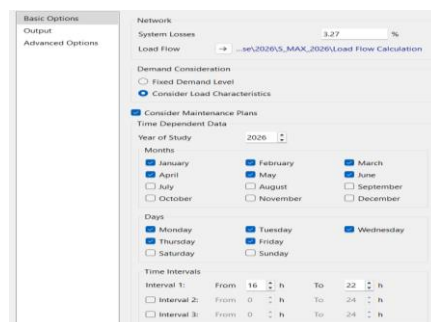


Figura 9: Ejemplo de la Configuración del Comando Generation Adequacy

### 3.3 Modelación Dinámica de Proyectos de Generación Eólica tipo Full Converter

Para representar el comportamiento dinámico de un proyecto eólico, como Yanahurcu, es necesario incorporar los modelos dinámicos de sus aerogeneradores, los cuales son de tipo *Full Converter*. PowerFactory cuenta con una librería global que incluye los modelos dinámicos propuestos por la WECC, los cuales permiten simular la respuesta de cada aerogenerador ante perturbaciones en el sistema. Para sistemas *Full Converter* se encuentran disponibles los modelos Tipo 4, a esos modelos (*Frames*) deben asociarse el *Electrical Control* y el *Gen-Con Model* descritos en [28].

El sistema de control busca emular un sistema *Grid Following*, requiriendo mediciones de voltaje y potencia. Sin embargo, en el modelo WECC para aerogeneradores *Full Converter Type 4B*, la simulación de una falla cercana a los terminales del aerogenerador presenta limitaciones, ya que la pérdida de referencia de voltaje impide la convergencia de la simulación.

El *Composite Model Frame* (Fig. 10) de estos aerogeneradores incluye los siguientes Slots:

- **Voltage Measurement:** Registra el voltaje en la barra de bajo voltaje del aerogenerador, proporcionando la referencia para el seguimiento de la red.
- **Power Measurement:** Captura la potencia activa y reactiva en el punto de entrega, permitiendo el control eléctrico.
- **Electrical Control:** Simula los controles de potencia activa y reactiva en el convertidor.
- **Gen-Con Model:** Representa el control de generación de potencia inyectada a la red.

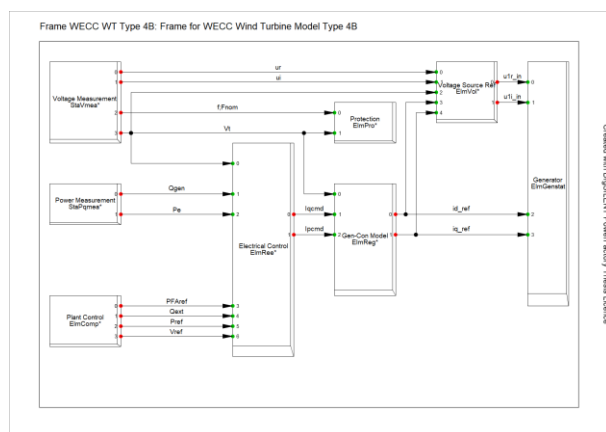


Figura 10: Composite Model Frame del Aerogenerador Tipo 4B

## 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 4.1 Descripción del Caso de Estudio

En esta sección se presentan los resultados de la aplicación de la metodología integral propuesta, para los

tres estudios. Para esto, se analiza el impacto de la penetración del Proyecto Eólico Yanahurcu, usando para esto los siguientes datos:

- Datos técnicos del proyecto eólico Yanahurcu, conforme fueron determinados en el estudio de prefactibilidad, los cuales fueron obtenidos de [30].
- Resultados del análisis de la producción energética del proyecto eólico Yanahurcu realizado con SimSEE, conforme lo presentado en [30]. En esta parte, es importante mencionar que las series temporales de velocidad y dirección del viento usadas para la simulación energética correspondieron a datos obtenidos de bases climáticas y procesados conforme lo descrito en [30].
- Modelo matemático del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI) implementado en PowerFactory de Digsilent, con escenarios de expansión a 10 años al futuro. A este respecto, se aclara que este sistema corresponde a un modelo realista, y no a modelos simplificados o benchmark.

Para la obtención de los resultados, se utilizó la base de datos del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (SNI). Los análisis se enfocaron en los casos críticos del sistema correspondientes al año en el que se prevé la entrada en operación del proyecto eólico Yanahurcu, 2026.

Para los estudios de confiabilidad (*generation adequacy*) y simulación dinámica, se empleó el escenario de demanda máxima durante la temporada seca, dado que en este período hidrológico se espera que las principales centrales hidroeléctricas del SNI operen cerca de su capacidad mínima. Por otro lado, para el análisis de flujos de potencia probabilísticos, se utilizó el escenario de demanda media en temporada seca, con el fin de reflejar de forma más precisa la incertidumbre asociada a la generación fotovoltaica.

Además, se asociaron funciones de densidad de probabilidad (PDFs) a las centrales descritas en [30], las cuales contaban con cónicas temporales generadas mediante simulaciones en SimSEE. Para el análisis de *generation adequacy*, se incorporaron los datos disponibles en [29] correspondientes a las centrales incluidas en dicho estudio.

### 4.2 Descripción del Proyecto Eólico Yanahurcu

El proyecto Yanahurcu consta de 11 aerogeneradores tipo Full Converter cada uno con su transformador de unidad. Las 11 unidades se conectan a una barra colectora de 4.6 kV. Para el despacho de la generación, se utiliza un transformador de potencia de 4.6/69kV que permite la

conexión a la subestación Yanacocha en la barra de 69kV. El diagrama de la modelación eléctrica del proyecto eólico Yanahurcu se presenta en la Fig. 11.

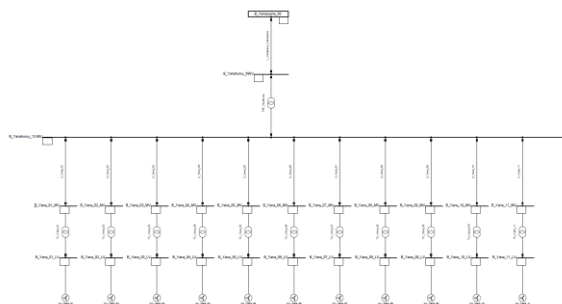


Figura 11: Diagrama de la Modelación Eléctrica del Proyecto Yanahurcu

#### 4.3 Resultados de Flujos Probabilísticos de Potencia (PDFs de Weibull Asociadas a los Aerogeneradores del Proyecto Yanahurcu)

Para determinar la potencia que se espera que genere el proyecto eólico Yanahurcu, se utilizaron las PDFs de Weibull asociadas a la velocidad del viento y la curva Viento Vs. Potencia. Para el resto de las centrales que tienen un recurso primario de tipo estocástico, se asociaron PDFs finitas discretas descritas en [30]. Se ejecutaron 1000 simulaciones Montecarlo de flujos probabilísticos de potencia de los cuales 999 llegaron a la convergencia (efectividad del 99%). Se obtuvieron los siguientes resultados para el escenario de demanda media, temporada seca.

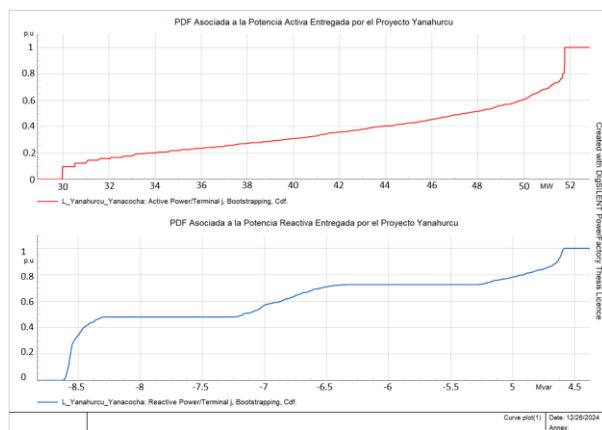


Figura 12: PDFs Asociadas a la Potencia Activa y Reactiva Entregadas por el Proyecto Yanahurcu al SNI. Demanda Media Temporada Seca

Como se observa en la Fig. 12, las funciones de distribución de probabilidad acumulada de la potencia activa y reactiva entregadas al SNI por el proyecto Yanahurcu muestran:

- En promedio se espera que el proyecto inyecte 44MW y 7 MVar al SNI.
- Se espera que solo el 60% de las veces la potencia entregada por el proyecto Yanahurcu supere los 50MW.

#### 4.4 Resultados de la Adecuación de la Generación

Los resultados de la adecuación de la generación se obtuvieron en los escenarios de demanda máxima, esto con el objetivo de tener el escenario más representativo donde más unidades de generación deben entrar en servicio para abastecer la demanda. La Fig. 13 muestra la distribución de probabilidad acumulada de la capacidad de generación disponible y la demanda, representando la capacidad total (línea azul), la capacidad despachable (línea verde) y la demanda total (línea roja). Aunque a simple vista no se observa demanda no suministrada, estas curvas corresponden a funciones de probabilidad acumulada. En sistemas con alta penetración de generación renovable no gestionable, la probabilidad de alcanzar la capacidad estimada puede ser baja.

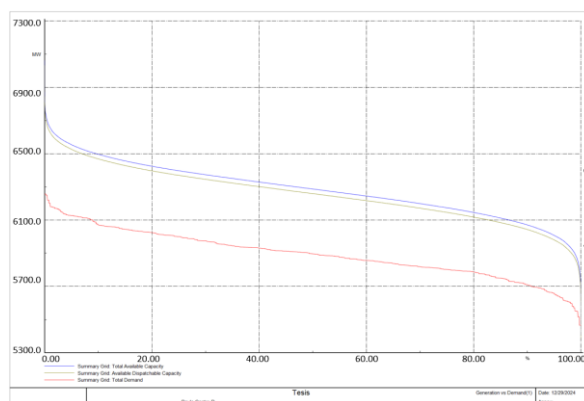


Figura 13: Distribución de Probabilidad Acumulada de la Capacidad de Generación Disponible y la Demanda Total Demanda Máxima Temporada Seca

En la Fig. 14 se observa la PDF a la reserva total de generación en el sistema. A partir del percentil 80 %, se observa un déficit en las reservas, lo que implica una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) cercana al 20 %. Este valor supera el límite recomendado por la NERC, cuyo criterio de confiabilidad establece un LOLP de 0.0274 %, equivalente a un evento de pérdida de carga cada diez años [25], [31]. Los resultados muestran el impacto de la generación eólica del proyecto Yanahurcu y otras fuentes renovables no gestionables, resaltando la necesidad de complementar con generación convencional (generación firme o térmica) para garantizar un suministro confiable.

Las gráficas de convergencia obtenidas mediante simulaciones de Montecarlo utilizando el paquete *Generation Adequacy* de *PowerFactory* para los índices de LOLP y DNS se muestran en la Fig. 15.

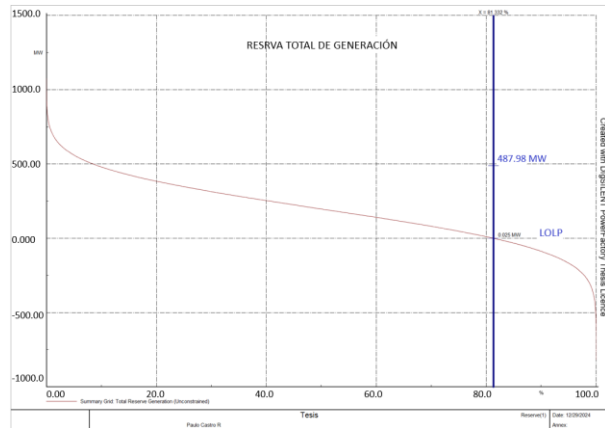


Figura 14: Distribución de Probabilidad Asociada a las Reservas del Sistema. Demanda Máxima Temporada Seca

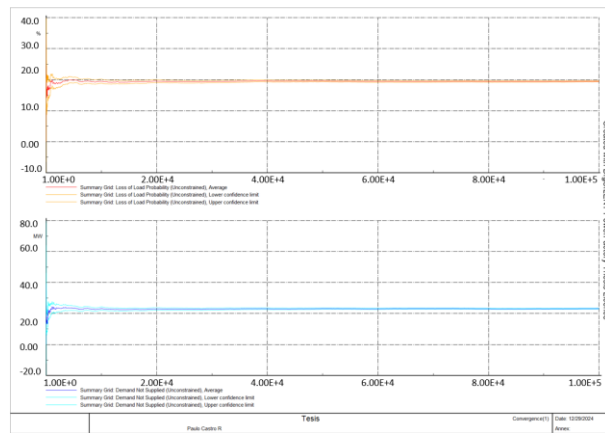


Figura 15: Convergencia de los Índices LOLP y DNS. Demanda Máxima Temporada Seca

#### 4.5 Resultados de Seguridad Dinámica

Debido a que en el proyecto Yanahurco se modelaron aerogeneradores tipo *Full Converter*, resulta de interés analizar el aporte dinámico de reactivos del proyecto en la estabilidad transitoria de la zona de influencia de la central. La zona de influencia del proyecto Yanahurco se presenta en la Fig. 16.

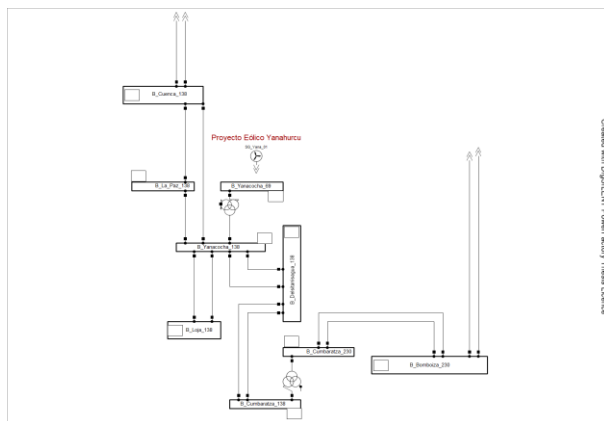


Figura 16: Zona de Influencia del Proyecto Yanahurco

Como ejemplo, se simula una falla franca en la línea de transmisión Yanacocha – Delsitanisagua en 138 kV. El voltaje y la frecuencia en las barras de la zona de influencia se presenta en la Fig. 17.

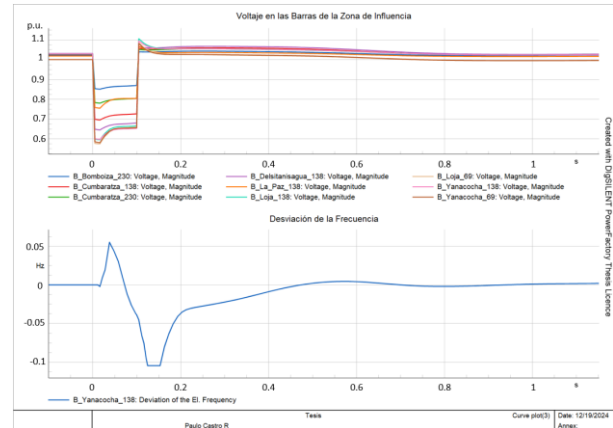


Figura 17: Voltaje en las Barras de la Zona de Influencia del Proyecto Yanahurcu y Frecuencia Eléctrica Medida en Yanacocha 69kV

La potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión de la zona de influencia se presenta en la Fig. 18.

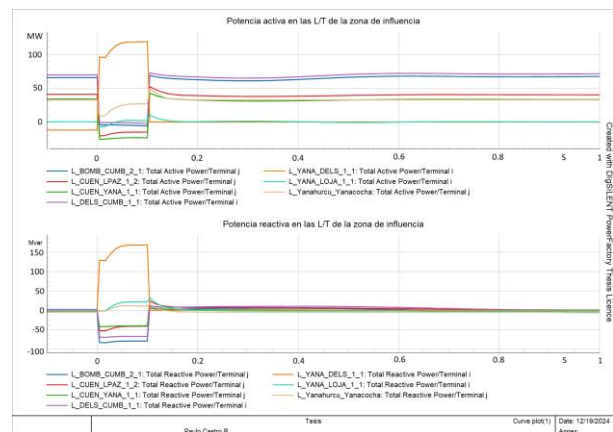


Figura 18: Potencia Activa y Reactiva en las Líneas de Transmisión de la Zona de Influencia del Proyecto Yanahurcu

El aporte dinámico de reactivos del proyecto Yanahurcu se presenta en la Fig. 19.

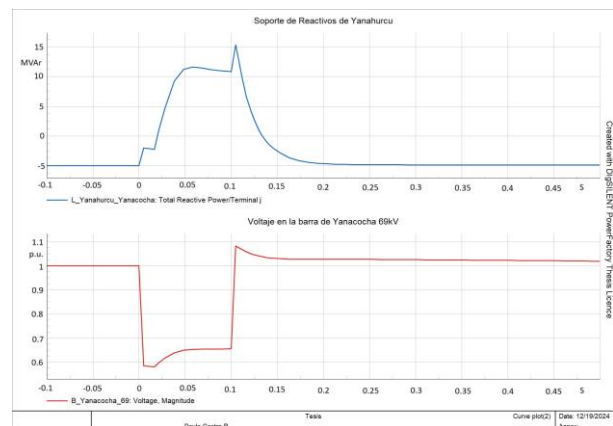


Figura 19: Aporte Dinámico de Reactivos del Proyecto Yanahurcu

Como se observa en la Fig. 19, debido a la tecnología *Full Converter*, el proyecto Yanahurcu proporciona

soporte dinámico de reactivos, lo que ayuda a mejorar el perfil de voltaje en las barras de la zona de influencia, en especial, durante eventos de cortocircuito.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se presenta una metodología para analizar el impacto del ingreso de generación renovable no gestionable utilizando un análisis probabilístico basado en simulaciones Montecarlo. Debido a la complejidad para obtener resultados de manera determinista, PowerFactory proporciona una visión de la adecuación de la generación que proporciona criterios para planificar el ingreso de energías renovables al sistema y reservas de generación para mantener los indicadores de confiabilidad como el LOLP y DNS dentro de los límites establecidos por la normativa.

Para evaluar la incertidumbre en la generación renovable no gestionable, se pueden realizar simulaciones de flujos probabilísticos de potencia. Esto permite estimar estadísticamente la potencia que un proyecto puede aportar al SNI. Además, el uso del método de Montecarlo con múltiples escenarios ayuda a determinar cuántas veces el sistema no logra cubrir la demanda.

En Ecuador, la alta dependencia de fuentes renovables afecta los indicadores de confiabilidad, como el LOLP, que no cumplen con los límites normativos. Las proyecciones hasta 2026 indican un riesgo elevado de desconexiones de carga, especialmente en la temporada seca. Para mejorar la confiabilidad del SNI, es necesario incorporar generación térmica que aporte firmeza al sistema.

El proyecto Yanahurcu contempla el uso de aerogeneradores con convertidor completo, cuyo comportamiento dinámico ha sido modelado mediante el modelo tipo 4B de la WECC, tal como se especifica en los documentos de prefactibilidad detallados en [30]. Este modelo permite representar adecuadamente la capacidad del parque eólico para brindar soporte dinámico de potencia reactiva ante fallas en su área de influencia. Esto se logra gracias al uso de electrónica de potencia, donde los convertidores estáticos, mediante su sistema de control, pueden inyectar potencia reactiva al sistema eléctrico. La asociación de las funciones de costos a las centrales térmicas del SNI para la simulación de flujos óptimos de potencia probabilísticos y los respectivos resultados serán presentados en futuras publicaciones.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ARCONEL, "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023," 2023. [Online]. Available: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Estadistica-Anual-y-Multianual-del-Sector-Elctrico-Ecuatoriano-2023.pdf>. [Accessed 02 02 2025].

[2] S. Salazar, G. C. Campaña, J. S. Yépez y R. P. Aguilar, «Evaluación de la Prospectiva Energética de la microrred Baltra – Santa Cruz usando Flujos de Potencia Probabilísticos, » en 2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2022, págs. 1-8. DOI: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9939679.

[3] J. A. Caliao and A. F. De Souza, "Incorporating wind power plants in generation adequacy assessment considering the Effective Load Carrying Capability," IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 4, pp. 2084–2092, Nov. 2011.

[4] J. R. Jaehnert, G. Doorman, K. Uhlen, and K. B. Lindberg, "Analysing the effect of wind power forecast uncertainty on system operation for the Nordel system," IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 4, pp. 1644–1653, July 2014.

[5] G. Constante-Flores, G. Ordóñez-Plata, and L. R. Zapata, "Análisis de confiabilidad del sistema interconectado colombiano con integración de fuentes de energía renovables," Revista Facultad de Ingeniería, vol. 89, pp. 9–20, Jan. 2018.

[6] R. Billinton and S. Kumar, "The effect of load forecast uncertainty on reliability assessment," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, no. 7, pp. 1721–1727, 1984.

[7] Z. Ren, W. Li, R. Billinton, and W. Yan, "Probabilistic Power Flow Analysis Based on the Stochastic Response Surface Method," IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 3, pp. 2216–2225, May 2016.

[8] L. L. Garver, "Effective Load Carrying Capability of Generating Units," IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-85, no. 8, pp. 910–919, Aug. 1966.

[9] G. Constante-Flores, G. Ordóñez-Plata, and L. R. Zapata, "Análisis de confiabilidad del sistema interconectado colombiano con integración de fuentes de energía renovables," Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia, no. 89, pp. 9–20, Jan. 2018.

[10] J. R. Jaehnert, G. Doorman, K. Uhlen, and K. B. Lindberg, "Analysing the effect of wind power forecast uncertainty on system operation for the Nordel system," IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 4, pp. 1644–1653, Jul. 2014.

[11] S. Kahrobaee and S. Asgarpour, "Reliability evaluation of distribution systems considering renewable distributed generation," IEEE Trans. Sustainable Energy, vol. 5, no. 4, pp. 1484–1492, Oct. 2014.

[12] V. Cárdenas, D. Echeverría y J. Cepeda, «Determinación de los Modelos Estocásticos de Generación de las Centrales del Sistema Nacional

- Interconectado,» *Revista Técnica .energía*, vol. 12, n.o 1, págs. 84-91, 2016. DOI: 10.37116/revistaenergia.v12.n1.2016.30. dirección: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/30>.
- [13] D. P. Factory, «Probabilistic Analysis,» inf. téc., 2021, User Manual, Gomaringen.
- [14] M. Poncela Blanco, A. Spisto, G. Fulli y N. Hrelja, «Generation Adequacy Methodologies Review,» Publications Office of the European Union, inf. téc. LD-1A-27944-ENC (print), LD-1A-27944-EN-N (online), 2016. DOI: 10.2790/647826(print), 10.2790/054903(online).
- [15] M. Kayikci y J. V. Milanovic, «Assessing Transient Response of DFIG-Based Wind Plants—The Influence of Model Simplifications and Parameters,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n.o 2, págs. 545-554, 2008. DOI: 10.1109/TPWRS.2008.919310.
- [16] Z. Ren, W. Li, R. Billinton y W. Yan, «Probabilistic Power Flow Analysis Based on the Stochastic Response Surface Method,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, págs. 2307-2315, 2016. DOI: 10.1109/PESGM.2016.7741133.
- [17] G. Carpinelli, P. Caramia y P. Varilone, «Multi-linear Monte Carlo simulation method for probabilistic load flow of distribution systems with wind and photovoltaic generation systems,» *Renewable Energy*, vol. 76, págs. 283-295, 2015. DOI: 10.1016/J.RENENE.2014.11.028.
- [18] T. Chang, «Estimation of wind energy potential using different probability density functions,» *Applied Energy*, vol. 88, págs. 1848-1856, 2011. DOI: 10.1016/J.APENERGY.2010.11.010.
- [19] D. Villanueva, J. L. Pazos y A. Feijóo, «Probabilistic Load Flow Including Wind Power Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, págs. 1659-1667, 2011. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2096436.
- [20] F. G. Akgül, B. S. enoğlu y T. Arslan, «An alternative distribution to Weibull for modeling the wind speed data: Inverse Weibull distribution,» *Energy Conversion and Management*, vol. 114, págs. 234-240, 2016. DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.02.026.
- [21] P. Schober, C. Boer y L. Schwarte, «Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation,» *Anesthesia Analgesia*, vol. 126, págs. 1763-1768, 2018. DOI: 10.1213/ANE.0000000000002864.
- [22] A. Ghosh, S. Ahmed, F. Khan y R. Rusli, «Process Safety Assessment Considering Multivariate Non-linear Dependence Among Process Variables,» *Process Safety and Environmental Protection*, vol. 135, págs. 70-80, 2020. DOI: 10.1016/j.psep.2019.12.006.
- [23] R. Mousavian, C. Lorenz, M. M. Hossainali, B. Fersch y H. Kunstmann, «Copulabased modeling of dependence structure in geodesy and GNSS applications: case study for zenith tropospheric delay in complex terrain,» *GPS Solutions*, vol. 25, 2020. DOI: 10.1007/s10291-020-01044-4.
- [24] G. D'Amico, F. Petroni y F. Prattico, «Wind speed prediction for wind farm applications by Extreme Value Theory and Copulas,» *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 145, págs. 229-236, 2015. DOI: 10.1016/J.JWEIA.2015.06.018.
- [25] R. Billinton y W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. Springer, 1994.
- [26] N. Anwah y R. Okonkwo, «An Appraisal of NEPA's Generation Adequacy to Year 2000,» *Nigerian Journal of Technology*, vol. 14, págs. 35-42, 1990.
- [27] A. Lorenzo-Bonache, A. Honrubia-Escribano, F. Jimenez-Buendia y E. Gomez-Lazaro, «Field Validation of Generic Type 4 Wind Turbine Models Based on IEC and WECC Guidelines,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, págs. 933-941, 2019. DOI: 10.1109/TEC.2018.2875167.
- [28] Energy Systems Integration Group, *Type 4 Generic Wind Turbine Generator Model – Phase II*, Accessed: September 15, 2024, 2024. dirección: <https://www.esig.energy/wiki-main-page/type-4-generic-wind-turbine-generator-model-phase-ii/>.
- [29] V. P. Cárdenas Ulloa, «Análisis de confiabilidad de la generación considerando el ingreso de energías renovables no convencionales en el sistema nacional interconectado del Ecuador,» Tesis de Grado, Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Quito, Ecuador, 2016. dirección: <https://repositoriobe.espe.edu.ec/server/api/core/bitstreams/908bdd75-a943-456c-b74e-aea1c961c93a/content>.
- [30] N. E. Quirola Álava, «Evaluación del impacto de la conexión de energías renovables en la operación de los sistemas eléctricos de potencia: Evaluación de la generación eléctrica que podría inyectar el proyecto eólico durante su vida útil desde una perspectiva estocástica,» Trabajo de Integración Curricular, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador, 2024.
- [31] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America*, NERC Std. [En línea]. Disponible en: <https://www.nerc.com>



**Paulo Stéfano Castro Ramón.-** Nació en Santo Domingo de los Colorados, Ecuador en el 2002. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en 2025 en la Escuela Politécnica Nacional. Sus campos de interés están relacionados con los sistemas eléctricos de potencia,

confiabilidad de sistemas de potencia, análisis probabilístico e integración de energías no gestionables a los sistemas de potencia.



**Jaime Cristóbal Cepeda**

**Campana.-** Nació en Latacunga, Ecuador en 1981. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2005, el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan UNSJ en 2013 y el de Máster en Big

Data de la Universidad Europea Miguel de Cervantes en 2021. Colaboró como investigador en el Instituto de Energía Eléctrica, UNSJ, Argentina y en el Instituto de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Duisburg-Essen, Alemania entre 2009 y 2013. Fue el líder de Investigación y Desarrollo y el Gerente Nacional de Desarrollo Técnico de CENACE entre 2013 y 2021; y el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables entre 2021 y 2022. Actualmente es Profesor Titular de la Escuela Politécnica Nacional, desempeñándose además como investigador y consultor en temas de ingeniería eléctrica, operación, seguridad y control de sistemas de potencia, redes inteligentes, sistemas WAMS y aplicación de ciencia de datos en sistemas de potencia.

# Analysis and Characterization of Power Quality using Data Mining

## Análisis y Caracterización de la Calidad de Energía utilizando Minería de Datos

A.D. Mullo<sup>1</sup>  0009-0009-6605-7134 J.M. Reinoso<sup>1</sup>  0009-0006-0432-4143  
M.S. Chamba<sup>1</sup>  0000-0001-6843-7151 C.X. Lozada<sup>2</sup>  0000-0002-6036-3124

<sup>1</sup>Pontificia Universidad Católica del Ecuador - Sede Esmeraldas, Esmeraldas, Ecuador.  
E-mail: [admulloa@pucese.edu.ec](mailto:admulloa@pucese.edu.ec), [jmreinoso@pucese.edu.ec](mailto:jmreinoso@pucese.edu.ec), [mschamba@pucese.edu.ec](mailto:mschamba@pucese.edu.ec)

<sup>2</sup>Operador Nacional de Electricidad - CENACE, Mejía, Ecuador  
E-mail: [clozada@cenace.gob.ec](mailto:clozada@cenace.gob.ec)

### Abstract

This work addresses the issue of power quality in electrical distribution networks, focusing on the identification and evaluation of harmonic distortions, which can affect equipment performance and regulatory compliance. To achieve this, a methodology was implemented that combines univariate analysis to verify compliance with the IEEE 519-2022 standard and the ARCONEL 009/2024 regulation, along with data mining techniques such as Principal Component Analysis (PCA) and the K-Means clustering algorithm, which classify harmonics based on their behavior within the electrical system. The methodology was validated through the analysis of historical harmonic data from a cement industry whose distribution network operates at 22 kV. The results made it possible to identify critical periods in which harmonic levels exceeded regulatory limits, mainly due to the operation of variable frequency drives, inverters, and rectifiers used in industrial processes such as raw material extraction, grinding, preheating, kiln operation, bagging, and dispatch. The developed model proved effective in processing large volumes of data, identifying the main sources of harmonic distortion, and segmenting behavior by time and day, thus facilitating the implementation of mitigation strategies and its adaptation to various industrial environments.

### Resumen

El presente trabajo aborda la problemática de la calidad de energía en redes de distribución eléctrica, enfocándose en la identificación y evaluación de distorsiones armónicas, las cuales pueden afectar el funcionamiento de equipos y el cumplimiento normativo. Para ello, se implementó una metodología que combina el análisis univariante a fin de verificar el cumplimiento con las normas IEEE 519-2022 y ARCONEL 009/2024, junto con técnicas de minería de datos como el Análisis de Componentes Principales (PCA) y el algoritmo de clústeres K-Means, que permiten clasificar los armónicos según su comportamiento en el sistema eléctrico. La metodología fue validada a través del análisis del histórico de armónicos de una industria cementera, cuya red de distribución opera a 22 kV. Los resultados permitieron identificar periodos críticos en los que se superan los límites normativos, principalmente por el funcionamiento de variadores de frecuencia, inversores y rectificadores asociados a procesos industriales como extracción de materia prima, molienda, precalentamiento, calcinación, ensacado y despacho. El modelo desarrollado demostró ser eficaz para procesar grandes volúmenes de datos, detectar las principales fuentes de distorsión armónica y segmentar el comportamiento por horario y día, lo que facilita la implementación de estrategias de mitigación y su adaptación a diferentes entornos industriales.

**Index terms**— Quality, harmonics, clustering, mining, distribution systems.

**Palabras clave**— Calidad, armónicos, clúster, minería, sistemas de distribución

Recibido: 01-04-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Mullo, A.; Reinoso, J.; Chamba, M.; Lozada, C. (2025). "Análisis y Caracterización de la Calidad de Energía utilizando Minería de Datos". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 33-45.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.702>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



## 1. INTRODUCCIÓN

La calidad de la energía eléctrica es fundamental para garantizar que las cargas operen correctamente dentro de los límites establecidos, a fin de evitar la generación de perturbaciones que afecten el funcionamiento de los equipos en procesos industriales, comerciales y residenciales [1]. Entre las principales perturbaciones que afectan la calidad de la energía eléctrica se encuentran las distorsiones armónicas, generadas por variadores de frecuencia, convertidores electrónicos, equipos industriales y otras cargas no lineales [2].

Una de las principales consecuencias de los armónicos en la red eléctrica es el aumento de pérdidas por efecto Joule, provocando el sobrecalentamiento de transformadores, motores y conductores [3]. Por tal motivo, es importante identificar las principales fuentes generadoras, así como los períodos y condiciones en las que la amplitud armónica es más significativa, con el fin de implementar estrategias de mitigación y de esta forma, garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes de calidad de energía, como el estándar IEEE 519-2022 [4] y la regulación ARCONEL 009/2024 para la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en Ecuador [5].

Tradicionalmente, el análisis de armónicos en sistemas eléctricos se ha basado en técnicas univariantes, como el análisis de Distorsión Armónica Total (THD) y la Distorsión Total de Demanda (TDD), que cuantifican la distorsión armónica en la red eléctrica. Sin embargo, estas mediciones presentan limitaciones al momento de procesar grandes volúmenes de datos, lo que dificulta la caracterización del comportamiento armónico y la predicción de anomalías en el sistema eléctrico [6].

Ante esta problemática, la minería de datos se plantea como una herramienta eficaz para caracterizar y analizar la calidad de la energía. En este contexto, se emplean metodologías de procesamiento masivo de información, junto con algoritmos de aprendizaje automático, mediante los cuales se identifican patrones o comportamientos similares. Esto permite detectar irregularidades en el sistema eléctrico y en consecuencia, optimizar la toma de decisiones [7].

Entre estas técnicas, el Análisis de Componentes Principales PCA (Principal Component Analysis) permite identificar patrones, establecer correlaciones y reducir la dimensionalidad de los datos sin comprometer la variabilidad significativa. En [8], se presenta un estudio aplicado a redes industriales, en el cual se emplea el PCA para concentrar un conjunto elevado de variables en componentes principales que conservan la mayor parte de la información relevante. Esta estrategia facilitó la simplificación del análisis y permitió detectar fallas en la red eléctrica, contribuyendo al diagnóstico de distorsiones armónicas y comportamientos irregulares.

Por su parte, en [9] se combina el PCA con técnicas de Machine Learning para detectar y predecir el robo de

electricidad. La metodología propuesta permite analizar grandes volúmenes de datos e identificar con precisión patrones irregulares asociados a fraudes o pérdidas no técnicas, optimizando así la supervisión y control del sistema eléctrico.

Una vez reducidas las variables mediante PCA, se implementa el algoritmo de agrupamiento no supervisado K-Means, el cual permite clasificar los datos en distintos clústeres. Esta técnica resulta especialmente útil en sistemas eléctricos, ya que facilita la identificación de patrones operativos, la detección de comportamientos anómalos y la segmentación de datos en función de su impacto sobre la calidad de la energía [10].

En [10], se propone una metodología para la partición de redes de distribución eléctrica utilizando los algoritmos de agrupamiento K-Means y DBSCAN, demostrando que los nodos se agrupan eficazmente y logran una partición adecuada de la red de distribución. Por otro lado, en [11] se utiliza K-Means para clasificar clientes según el comportamiento energético, lo que permitió a las empresas distribuidoras optimizar estrategias de gestión de la demanda y diseñar políticas tarifarias más eficientes.

De manera similar, en [12] se utiliza el algoritmo K-Means para agrupar datos históricos de consumo eléctrico y mejorar la predicción de demanda a corto plazo, mediante minería de datos. Esta segmentación de clientes permitió optimizar los algoritmos de aprendizaje automático, reduciendo el margen de error y mejorando la gestión del sistema eléctrico.

A medida que el sector eléctrico avanza hacia una mayor digitalización, la aplicación de minería de datos en el análisis de la calidad de la energía continuará evolucionando. En este sentido, la integración de modelos predictivos permite anticipar fallas, analizar correlaciones y optimizar recursos [13]. En [14], se emplea el software Python para la predicción de precios de la energía, además se menciona que es un lenguaje eficiente en el procesamiento y análisis de grandes volúmenes de datos. Además, Python cuenta con bibliotecas especializadas como Spyder, Pandas, NumPy, Matplotlib, Seaborn, Plotly, Scikit-learn, que permiten la manipulación, segmentación, reducción y visualización de datos.

Bajo esta perspectiva, el presente estudio tiene como objetivo analizar y caracterizar la calidad de la energía de una red de distribución eléctrica cementera, mediante una metodología orientada a la identificación y evaluación de armónicos.

Esta metodología emplea técnicas de minería de datos para el análisis de patrones, comportamiento y agrupación de datos eléctricos, permitiendo determinar las principales fuentes de generación de armónicos, identificar los períodos con mayor nivel de distorsión armónica. Finalmente, permite evaluar el cumplimiento normativo, analizar su impacto en la red de distribución



eléctrica y facilitar el desarrollo de estrategias de mitigación.

A continuación, en la segunda sección, se presenta la metodología, que abarca la evaluación del cumplimiento normativo y el análisis de armónicos usando minería de datos. Posteriormente, en el tercer acápite se discuten los principales resultados, además se analiza el cumplimiento normativo. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

## 2. METODOLOGÍA

La caracterización de armónicos de la red de distribución eléctrica se la realiza en dos etapas:

1. Evaluación de cumplimiento normativo
2. Minería de datos

### 2.1 Evaluación del Cumplimiento Normativo

La Fig. 1 presenta la metodología diseñada para evaluar el cumplimiento de los límites establecidos en la normativa IEEE 519-2022 y la regulación ARCONEL 009/2024. Este proceso inicia con la adquisición de datos a partir del Power Quality Monitor (PQM), dispositivo que registra en tiempo real parámetros eléctricos como tensión, corriente, potencia activa, valores RMS y niveles de distorsión armónica [15].

Seguidamente, se exporta el histórico de armónicos de voltaje y corriente, el cual puede incluir valores atípicos (outliers) que deben procesarse antes de evaluar el cumplimiento normativo. Si todos los valores se encuentran dentro de los límites establecidos, el proceso finaliza. En caso contrario, se identifican los armónicos que generan mayor distorsión en el sistema de distribución eléctrica.

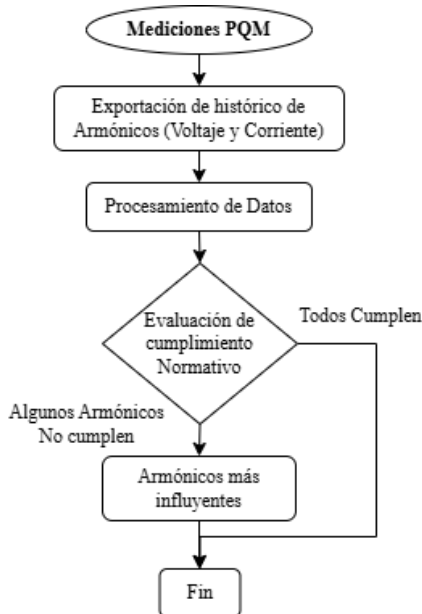


Figura 1: Metodología de evaluación normativa conforme a IEEE 519-2022 y ARCONEL 009/2024

### 2.1.1 Recopilación y Preprocesamiento de Datos

El análisis de armónicos requiere una adecuada recopilación de los datos obtenidos del dispositivo de medición (PQM), los cuales se exportan en formato CSV o se almacenan en bases de datos para su análisis posterior.

Para garantizar la calidad de los datos y evitar desviaciones en los resultados, es necesario aplicar un preprocesamiento que permita detectar y eliminar valores atípicos que pueden surgir por interferencias electromagnéticas, variaciones de tensión o corriente provocados por arranques de motores, conmutaciones de carga o descargas atmosféricas. Se consideran atípicos los datos que superan  $\pm 3$  desviaciones estándar respecto a la media o los límites definidos por normas como la IEEE 519-2022 [6].

### 2.1.2 Determinación de armónicos

La identificación de armónicos de voltaje y corriente se realiza a partir del historial de mediciones registradas de forma semanal, mensual o anual, el cual incluye los primeros 50 armónicos con un intervalo de muestreo de 10 minutos.

Este proceso se lleva a cabo, comparando la distorsión armónica individual  $DI$  (1) con los valores de referencia normativos establecidos en [4]. Este parámetro es la relación entre la corriente armónica de orden  $h$  y la corriente máxima de carga ( $I_L$ ).

$$DI = \frac{I_h}{I_L} * 100 \quad (1)$$

Para armónicos en corriente, se evalúa la relación de cortocircuito  $SCR$  (2), que determina el porcentaje armónico admitido y con el cual se realizará la comparación. Esta relación se obtiene a partir de la corriente de cortocircuito máxima y la corriente máxima de carga a frecuencia fundamental [4].

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_L} \quad (2)$$

Los valores permisibles  $DI$  para cada categoría de  $SCR$  se presentan en la Tabla 1, lo que permite establecer los límites normativos aplicables en función del tipo de sistema y la capacidad de cortocircuito.

Adicional, la evaluación de la distorsión armónica se complementa con el cálculo de la Distorsión Armónica Total  $ITHD$  (3) para corrientes y  $VTHD$  (4) para voltajes, conforme a lo establecido en [4].

$$ITHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} I_h^2}}{I_1} * 100 \quad (3)$$

$$VTHD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (4)$$



Tabla 1: Límites IEEE 519-2022 de distorsión de corriente para sistemas clasificados de 120 V a 69 Kv

| SCR=ISC/IL | Límites armónicos<br>$2 \leq h < 11$ | Límites armónicos<br>$11 \leq h < 17$ | Límites armónicos<br>$17 \leq h < 23$ | Límites armónicos<br>$23 \leq h < 35$ | Límites armónicos<br>$35 \leq h \leq 50$ | TDD  |
|------------|--------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------------|------|
| <20c       | 4.0                                  | 2.0                                   | 1.5                                   | 0.6                                   | 0.3                                      | 5.0  |
| 20<50      | 7.0                                  | 3.5                                   | 2.5                                   | 1.0                                   | 0.5                                      | 8.0  |
| 50<100     | 10.0                                 | 4.5                                   | 4.0                                   | 1.5                                   | 0.7                                      | 12.0 |
| 100<1000   | 12.0                                 | 5.5                                   | 5.0                                   | 2.0                                   | 1.0                                      | 15.0 |
| >1000      | 15.0                                 | 7.0                                   | 6.0                                   | 2.5                                   | 1.4                                      | 20.0 |

En entornos con alta variabilidad de carga, como instalaciones industriales, una métrica más adecuada es el TDD (5), que evalúa la distorsión armónica en relación con la corriente máxima de carga ( $I_L$ ).

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=50} I_h^2}}{I_L} * 100 \quad (5)$$

El análisis permite determinar el nivel de distorsión armónica, verificar el cumplimiento normativo IEEE 519-2022 y la resolución ARCONEL 009/2024. No obstante, este proceso puede complementarse con técnicas de minería de datos que permiten identificar los períodos, días y principales fuentes de generación responsables de afectar la calidad del suministro eléctrico.

## 2.2 Minería de datos

En la Fig. 2 se presenta el proceso de caracterización de armónicos mediante técnicas de minería de datos. El análisis comienza con el procesamiento de los datos registrados, donde se eliminan los valores atípicos (outliers). Luego, se aplican técnicas de reducción de dimensionalidad con el objetivo de conservar la mayor cantidad de información relevante.

Posteriormente, se ejecuta un análisis de clústeres, en el cual los armónicos se agrupan en función de la similitud de sus niveles de distorsión, permitiendo identificar aquellos más influyentes según el día, intervalo horario y relacionarlos con las principales fuentes de generación armónica.

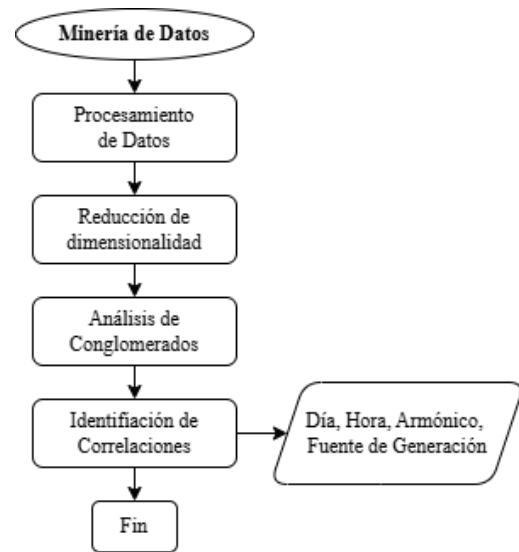


Figura 2: Caracterización de Armónicos usando Minería de Datos

### 2.2.1 Análisis de Componentes Principales

Existen diversas técnicas de reducción de dimensionalidad, como el Análisis de Componentes Principales (PCA), el Análisis Discriminante Lineal (LDA) y los métodos basados en Descomposición en Valores Singulares (SVD). En el presente estudio, se seleccionó la técnica de análisis PCA, debido a su capacidad para reducir y optimizar la dimensionalidad de datos sin perder información relevante [16].

La aplicación del PCA se desarrolló cumpliendo con la condición  $n > p$ , donde  $n$  corresponde al número de observaciones (intervalo de tiempo 10 minutos) y es superior al número de variables  $p$ . Los datos se organizan en la matriz  $X$  (6) de dimensión  $n \times p$ , donde cada fila  $n$  tendrá una observación temporal y cada columna las magnitudes de los 50 armónicos, junto con variables temporales correspondientes al día, la hora y la fecha de registro durante el periodo analizado [17].

$$X = \begin{Bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1p} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2p} \\ x_{31} & x_{32} & \dots & x_{3p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{np} \end{Bmatrix} \quad (6)$$

Antes de aplicar el PCA, se debe garantizar que los datos sean coherentes y representativos, por lo que se realiza un procesamiento detallado de mediciones erróneas o valores atípicos. Posteriormente, se realiza una normalización de los datos basada en la media y la desviación estándar  $X_{escaled}$  (7), debido a que las mediciones de los armónicos pueden presentar escalas muy distintas [17].

$$X_{escaled} = \frac{X - \mu}{\sigma} * 100 \quad (7)$$

Una vez estandarizados los datos, es decir, centrados respecto a la media y escalados por su desviación estándar, se calcula la matriz de covarianza  $C$  (8) [17].

$$C = \frac{1}{m-1} X^T X \quad (8)$$

Posteriormente, se realiza la descomposición en valores propios y vectores propios, lo que permite determinar la dirección de máxima variabilidad, representada por  $C_v$  (9) [17].

$$C_v = \lambda v \quad (9)$$

Finalmente, se seleccionan las componentes principales  $Z$  (10), las cuales corresponden a combinaciones lineales de las variables originales que capturan la mayor cantidad posible de varianza en los datos [17].

$$Z = XW \quad (10)$$

Las columnas de la variable  $W$  están ordenadas según los autovalores en orden descendente, lo que garantiza que las primeras componentes principales contengan la mayor varianza del sistema analizado. Al multiplicar la matriz de datos estandarizados  $X$  por  $W$ , se obtiene la matriz  $Z$  (10), cuyos componentes representan combinaciones lineales de las variables originales.

Para determinar cuántas componentes conservar, se analiza la varianza explicada acumulada, utilizando el método del codo (*scree plot*), el cual permite identificar el número óptimo de componentes principales al detectar el punto en el que la varianza explicada deja de aumentar significativamente. En la mayoría de los casos, las dos primeras (PC1 y PC2) capturan la mayor parte de la variabilidad de los datos analizados [18].

Esta transformación no solo optimiza la selección de componentes, sino que también reduce la complejidad del análisis, permitiendo una visualización más clara de

la distribución de los armónicos en el nuevo espacio definido por los componentes principales. De este modo, la interpretación del comportamiento armónico en la red eléctrica se vuelve más eficiente, facilitando la identificación de correlaciones entre armónicos, los períodos con mayor incidencia y las posibles fuentes generadoras [19].

## 2.2.2 Análisis de Clústeres

Existen diferentes métodos de análisis de clústeres, como K-Means, C-Means, DBSCAN o Gaussian Mixture Models. En este estudio, se optó por K-Means, una técnica de aprendizaje no supervisado de fácil implementación, que permite identificar patrones recurrentes en la distorsión armónica al agrupar observaciones con características temporales similares (como la hora y el día de medición), facilitando así la interpretación del comportamiento del sistema [20].

El número óptimo de clústeres se determina mediante dendrogramas generados con el método de Ward el cual minimiza la varianza interna de los grupos. El punto de corte se identificó en el tramo con mayor incremento de distancia entre fusiones consecutivas, lo que permite segmentar los datos de manera eficiente y sin pérdida significativa de información. [21].

Una vez determinado el número óptimo de clústeres, se emplean representaciones en el espacio tridimensional de las componentes principales (PC1, PC2, PC3), lo que permite visualizar concentraciones de datos asociadas a periodos donde los niveles de distorsión armónica superan los límites establecidos por la norma IEEE 519-2022 y regulación ARCONEL 009/2024 [22].

## 2.2.3 Fuentes generadoras de armónicos

Con el propósito de establecer la relación entre la presencia de armónicos y sus respectivas fuentes de generación, en la Tabla 2 se detallan los dispositivos identificados en estudios previos como fuentes de generación de perturbaciones. Esta correlación permite comprender la distribución de la distorsión armónica en la red eléctrica y orientar adecuadamente la implementación de estrategias de mitigación [23].

Tabla 2: Principales fuentes generadoras de armónicos

| Rango de Armónicos | Fuentes Típicas de Generación                                                                                                                                        |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2° - 4°            | Desequilibrios de carga, transformadores con carga asimétrica, cargas monofásicas no lineales, como luminarias LED, electrodomésticos, asimetrías en rectificadores. |
| 5° - 7°            | Cargas trifásicas no lineales como hornos de arco, variadores de velocidad, rectificadores trifásicos no controlados y de seis pulsos.                               |
| 8° - 10°           | Cargas electrónicas con conmutación rápida o ciclos irregulares, convertidores de potencia.                                                                          |
| 11° - 15°          | Rectificadores de doce pulsos, sistemas de tracción eléctrica, fuentes conmutadas de telecomunicaciones, convertidores electrónicos.                                 |

| Rango de Armónicos | Fuentes Típicas de Generación                                                                                                        |
|--------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 17° - 19°          | Inversores solares fotovoltaicos, equipos de soldadura industrial.                                                                   |
| 21° - 29°          | Cargadores de vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento de energía.                                                           |
| 31° - 50°          | Electrónica avanzada de potencia, bancos de condensadores, filtros activos, conmutación de alta frecuencia en redes de distribución. |

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al aplicar de la metodología propuesta. Para este análisis, se utilizó el histórico de armónicos de una red de distribución correspondiente a una industria cementera, cuyas especificaciones técnicas se detallan en la Tabla 3.

Tabla 3: Especificaciones técnicas del caso de estudio (Industria cementera)

| Características Técnicas         | Especificaciones |
|----------------------------------|------------------|
| Industria                        | Cementera        |
| Potencia                         | 500 kVA          |
| Tipo de transformador            | Trifásico        |
| Tensión línea a línea $L-L$      | 22 kV            |
| Tensión línea a neutro $L-N$     | 12.7 kV          |
| Corriente máxima de carga $I_L$  | 1.86 A           |
| Relación de corto circuito (SCR) | >50              |

El modelo de caracterización de armónicos fue diseñado para ser adaptable a diferentes bases de datos, independientemente del intervalo temporal analizado. Por esta razón, se seleccionó el mes de octubre como periodo de referencia para demostrar su aplicabilidad.

A partir de la información recopilada, los datos fueron

procesados utilizando Python como entorno de programación. En este proceso se emplearon bibliotecas especializadas como *Pandas* para la manipulación de datos, *NumPy* para operaciones numéricas, *Matplotlib*, *Seaborn* y *Plotly* para la visualización gráfica, *Scikit-learn* para la reducción de dimensionalidad mediante PCA y la agrupación mediante K-Means, así como *SciPy* para el análisis jerárquico, todo ello implementado en el entorno de desarrollo Spyder. Este conjunto de herramientas permitió identificar los armónicos predominantes, evaluar el cumplimiento normativo IEEE 519-2022 y la regulación ARCONEL 009/2024, además de clasificar el comportamiento armónico en la red de distribución.

#### 3.1 Minería de datos

Se analizaron los armónicos de corriente y voltaje registrados durante el mes de octubre de 2021, abarcando los órdenes desde H2 hasta H50, con un intervalo de muestreo de 10 minutos. Para el procesamiento de los datos se emplearon las bibliotecas *Pandas* para la gestión de series temporales, *NumPy* para cálculos numéricos, *Matplotlib* y *Seaborn* para la visualización gráfica, así como *Datetime* para el tratamiento de fechas y horas.

La Fig. 3 muestra el comportamiento dinámico de la amplitud de los armónicos durante el mes de octubre. Se observaron incrementos pronunciados en los niveles de distorsión armónica en franjas horarias comprendidas entre las 05:00 y 08:00, así como entre las 17:00 y 20:00, coincidiendo con los cambios de turno o picos de demanda. Además, los días 5, 12, 18 y 25 de octubre registraron valores elevados, lo que sugiere eventos anómalos o una mayor presencia de cargas no lineales. En contraste, los fines de semana presentaron mayor estabilidad, lo que reflejó una menor variabilidad en la carga de la red de distribución eléctrica.

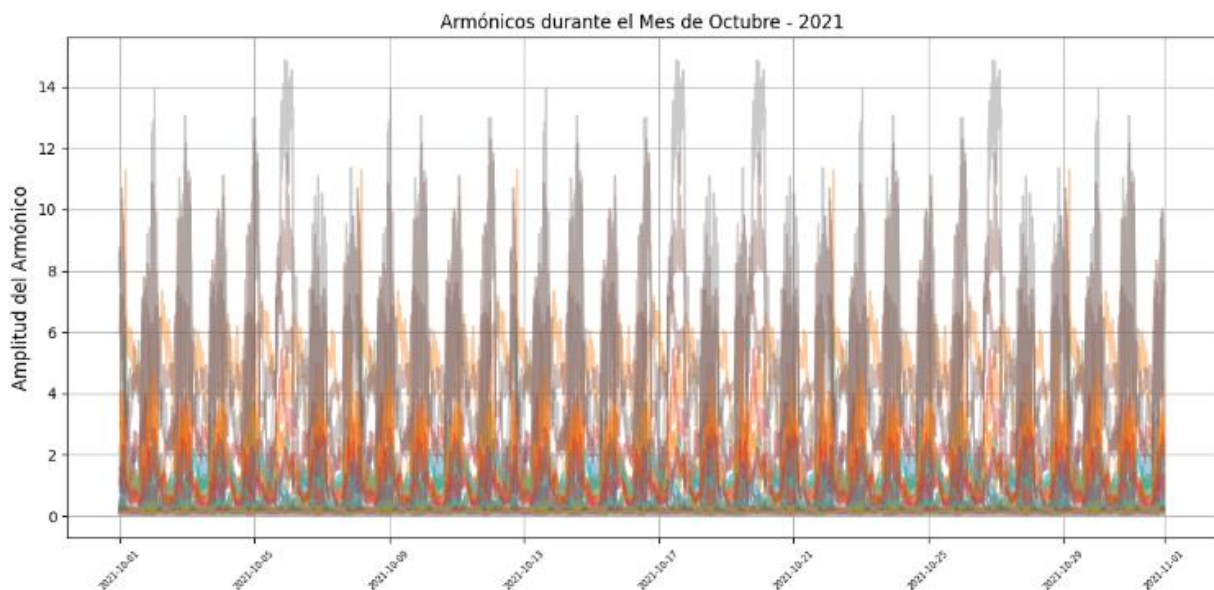


Figura 3: Comportamiento de los armónicos en corriente

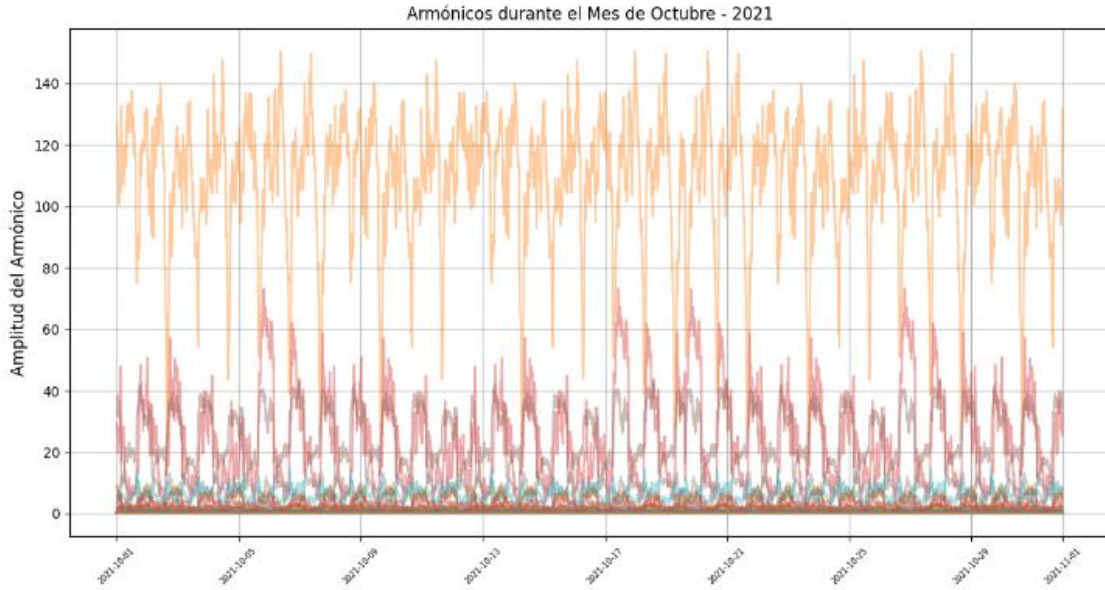


Figura 4: Comportamiento de los armónicos en voltaje

Por su parte, la Fig. 4 presenta la evolución de los armónicos de voltaje durante el mismo período. Algunos armónicos alcanzaron picos superiores a 140, evidenciando una inyección sostenida de distorsión. Este comportamiento mostró la presencia constante de cargas no lineales, especialmente asociadas a frecuencias armónicas altas.

Para una evaluación más detallada y la identificación de los armónicos más representativo durante el mes, se comparó la distorsión armónica individual  $DI$  con los límites establecidos en las normativas de calidad de

energía IEEE 519-2022 y la Regulación Nro. ARCONEL 009/2024. Esta comparación permitió verificar el cumplimiento de los valores máximos permisibles de distorsión armónica en redes de distribución eléctrica de media tensión.

La Fig. 5 presentan los armónicos en corriente, mientras que la Fig. 6 ilustra los armónicos en voltaje que excedieron los límites establecidos en las normativas vigentes. Estas figuras tomaron como referencia un día específico, permitiendo identificar los armónicos más influyentes en dicho período.

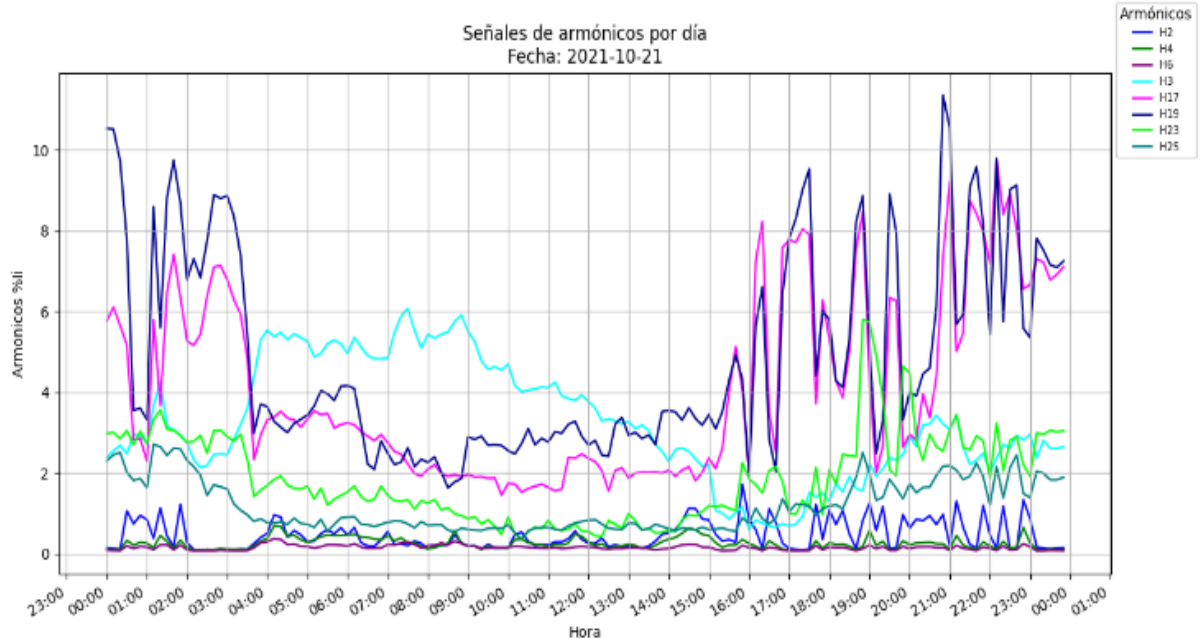


Figura 5: Armónicos individuales (H2–H50) en corriente que superan los límites establecidos por la normativa IEEE 519-2022 durante el día 2021-10-21

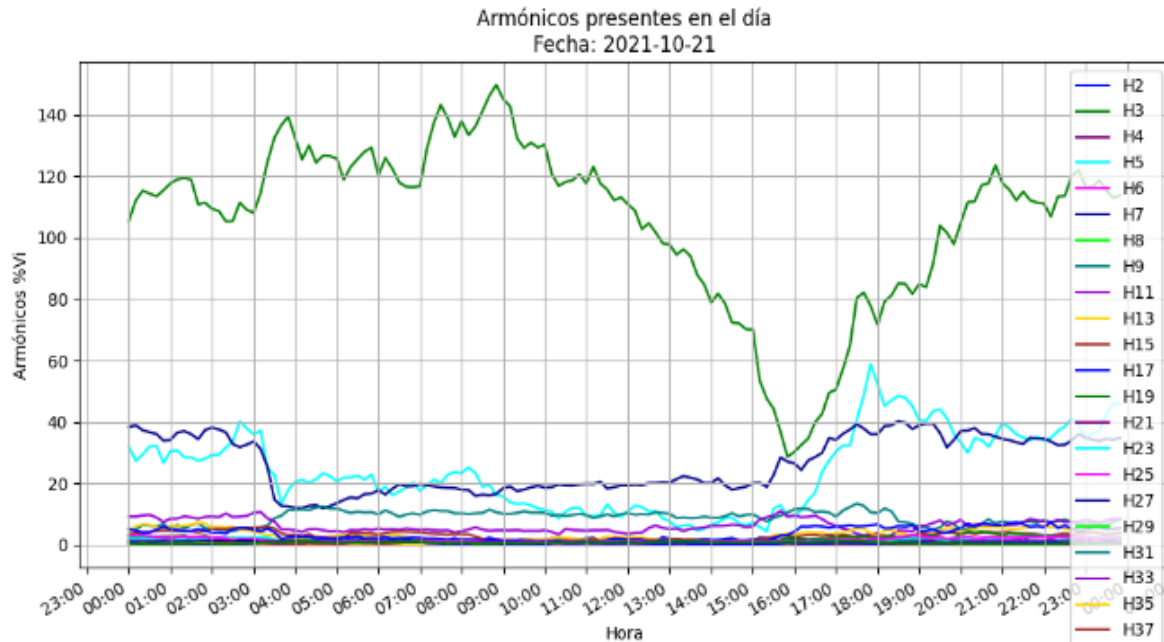


Figura 6: Armónicos individuales (H2–H50) en voltaje que superan los límites establecidos por la normativa IEEE 519-2022 durante el día 2021-10-21

Dado que los armónicos mostrados en la Fig. 5 presentaron variaciones horarias, se requirió un análisis más detallado. Por ejemplo, el armónico H17 superó el 4 % de distorsión armónica el 21 de agosto, entre las 16:00 y 04:00. Este comportamiento se repitió en otros días y horarios con distintos armónicos, lo que evidenció condiciones anómalas que podrían afectar la calidad del sistema eléctrico.

Para ello, se aplicaron técnicas de análisis multivariante como el Análisis de Componentes Principales (PCA) y el agrupamiento mediante K-Means, para reducir la dimensionalidad del conjunto de datos y segmentar comportamientos armónicos más influyentes.

### 3.2 Análisis de Componentes Principales

La presencia de múltiples armónicos con diferentes variaciones a lo largo del mes dificulta el análisis, por lo que se realizó una reducción de datos para entender el comportamiento armónico sin perder información relevante. Para este propósito, se utilizó la biblioteca *Scikit-learn* para aplicar técnicas de reducción de dimensionalidad mediante Análisis de Componentes Principales (PCA), lo que permitió identificar patrones dominantes en los datos. Asimismo, se emplearon *Pandas* y *NumPy* para la manipulación eficiente de los datos, y *Seaborn* junto con *Matplotlib* para la visualización de los resultados transformados.

A partir de la matriz  $X$  (5), se calculó la matriz de covarianza  $C$  (8), cuya descomposición permitió convertir los datos originales en un nuevo espacio de componentes principales. El número óptimo de PCA se determinó mediante el método del codo, mostrado en la Fig. 7.

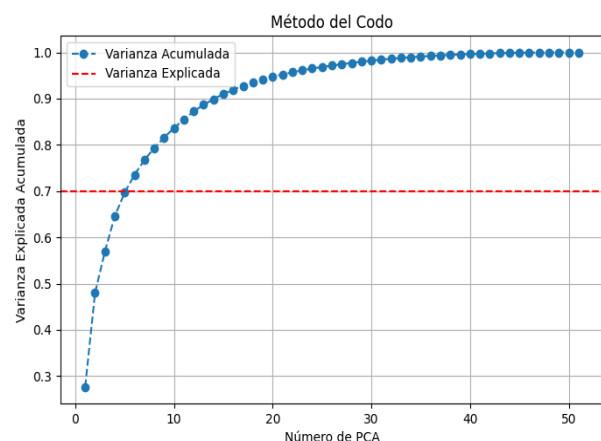


Figura 7: Número óptimo de PCA para corriente

La curva azul representa la varianza explicada, es decir, la proporción de la variabilidad total de los datos que logra ser representada por cada componente principal. En este análisis, las primeras cinco componentes acumulan cerca del 70 % de dicha varianza, lo que resultó suficiente para describir adecuadamente la estructura de los datos.

A partir de ese punto, la incorporación de componentes adicionales ya no aportó información relevante, lo que justifica su exclusión del modelo. Este comportamiento concuerda con lo analizado en [18], donde se consideró que las primeras cuatro componentes explicaban entre el 60 % y 70 % de la varianza total, umbral utilizado como criterio para seleccionar componentes significativas en el análisis de facturación eléctrica y reducir la dimensionalidad de los datos.

### 3.3 Análisis de Clústeres

Una vez obtenidas las componentes principales, se procedió a la aplicación de técnicas de análisis de clústeres para segmentar los armónicos en grupos con características similares, facilitando así la interpretación del comportamiento armónico. Se utilizaron las bibliotecas *SciPy* junto con *Matplotlib* para el análisis jerárquico y la visualización del dendrograma.

El número óptimo de clústeres se determinó mediante el enfoque jerárquico basado en dendrogramas, utilizando el método de Ward y la distancia euclídea. En la estructura jerárquica obtenida (Fig. 9), el eje x representa los intervalos temporales analizados, mientras que en el eje y muestra la disimilitud entre los grupos, proporcionando una medida cuantitativa de las diferencias entre observaciones.

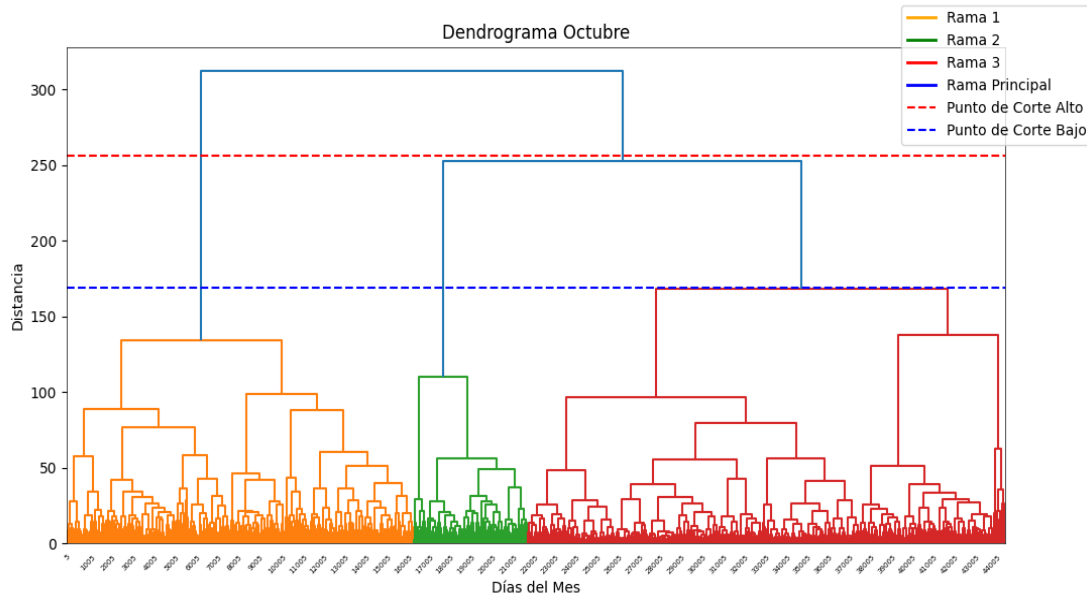


Figura 8. Estructura jerárquica de la Distorsión Armónica

En el dendrograma se distinguen tres ramas principales. La Rama 1 (color naranja) agrupa días con niveles de distorsión armónica similares y baja variabilidad. La Rama 2 (verde) presenta una disimilitud moderada, mientras que la Rama 3 (roja) reúne días con los mayores niveles de distancia, reflejando comportamientos armónicos más divergentes, posiblemente asociados a variaciones operativas significativas de la red.

Para definir el número óptimo de clústeres, se consideraron dos puntos de corte. El punto de corte alto, ubicado en una distancia aproximada de 250, sugirió la existencia de dos clústeres, uno formado por la Rama 1 y otro que agrupa las Ramas 2 y 3. En cambio, el punto de corte bajo cercano a 150, permitió diferenciar claramente tres clústeres distintos, cada uno correspondiente a una de las ramas.

En función del comportamiento observado y los criterios de segmentación aplicados por [11], quienes evaluaron distintas configuraciones con dos, tres, cuatro hasta cinco clústeres, concluyeron que dos clústeres ofrecía el mejor resultado para su caso de estudio. Considerando lo anterior, en el presente estudio se determinó que la segmentación de tres clústeres reflejó con mayor precisión las características del comportamiento armónico observado en la Fig. 9.

Una vez determinado el número de clústeres, se validó la segmentación utilizando el algoritmo K-Means, utilizando las bibliotecas *Scikit-learn*, *Pandas*, *NumPy* y *Matplotlib*. La representación tridimensional de los resultados se presenta en la Fig. 9, mientras que las similitudes entre clústeres, los días agrupados y las principales fuentes de generación armónica se resumen en la Tabla 4.

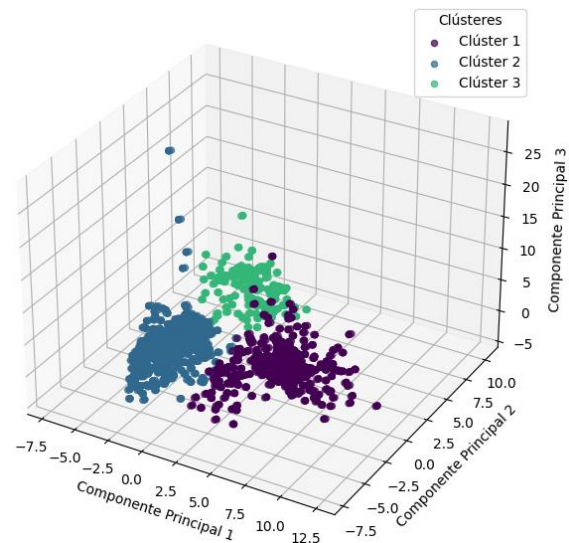


Figura 9: Distribución de clústeres en el espacio de CP

Tabla 4: Relación de Armónicos Dominantes y Frecuencia Temporal de cada clúster

| Clúster | Armónicos    | Día                        | H17           | H19           | H3            | H7            | Fuentes de Generación                               |
|---------|--------------|----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------------------------------|
| 1       | H7, H17, H19 | Martes, miércoles, domingo | 12:40 - 16:40 | 12:50 - 16:50 | -             | 11:30 - 15:30 | Electrónica de Potencia, rectificadores, inversores |
| 2       | H3, H7, H19  | Lunes, sábado              | -             | 03:50 - 07:50 | 16:40 - 19:10 | 06:30 - 09:40 | Cargas monofásicas, rectificadores, inversores      |
| 3       | H7, H17, H19 | Jueves, viernes            | 16:00 - 20:00 | 15:50 - 19:50 | -             | 16:00 - 19:40 | Electrónica de Potencia, rectificadores, inversores |

El clúster 1 agrupa los armónicos H7, H17 y H19, con mayor incidencia durante los días martes, miércoles y domingo. El armónico H17, con el 26 % de incidencia se registró entre las 12:40 y 16:40, asociado a procesos de molienda y operación de hornos mediante variadores de frecuencia. El H19 aportó el 28 % y se presenta de 12:50 a 16:50, reflejando el funcionamiento de rectificadores en etapas de control térmico. Por su parte, el H7 alcanzó el 32 %, destacándose entre las 11:30 y 15:30, vinculado a sistemas de ventilación de hornos y procesos automatizados de despacho.

Por otro lado, el clúster 2 comprende los días lunes y sábado, con predominancia de los armónicos H3, H7 y H19. El H19 apareció con el 27 % de incidencia de 03:50 a 07:50, relacionado con el arranque temprano de bandas transportadoras. El H7 se registró entre 06:30 y 09:40, con el 30 % de incidencia en las etapas iniciales de molienda. El H3 con el 24% presente de 16:40 a 19:10, está asociado a cargas monofásicas no lineales, como iluminación y auxiliares de cierre de jornada. Aunque el sistema es trifásico, la aparición del H3 reveló desequilibrios causados por cargas monofásicas conectadas entre fase y neutro.

Por último, el clúster 3 corresponde a los días jueves y viernes, con presencia de H7, H17 y H19, pero en horarios más extendidos. El H7 con el 28% de incidencia de 16:00 a 19:40, el H17 con el 31% de 16:00 a 20:00 y H19 con el 34% de 15:50 a 19:50. La presencia de estos armónicos, al igual que el clúster 1, indican la operación de rectificadores, variadores de frecuencia, e inversores.

Como se evidencia en los clústeres, el armónico H3 superó el 10 %, mientras que H17 y H19 excedió el 4 %, sobrepasando los límites establecidos por la norma IEEE 519-2022 y la Regulación ARCONEL 009/2024. En contraste, el armónico H7 se mantuvo dentro del límite del 10 % permitido, lo que sugiere que su origen está relacionado con cargas de menor impacto en la red eléctrica. Estas distorsiones se registraron principalmente durante los turnos rotativos de operación de la cementera, organizados en tres jornadas de ocho horas, matutina (06:00–14:00), vespertina (14:00–22:00) y nocturna (22:00–06:00).

La aparición de estos armónicos se relaciona directamente con la operación simultánea de equipos como hornos de arco, variadores de frecuencia y sistemas

de control, lo que coincide con [24], donde se identifica a los variadores de frecuencia como la principal fuente de distorsión armónica en una planta de tratamiento de aguas residuales, superando incluso los límites establecidos por la norma IEEE 519.

Esta afectación revela la necesidad de implementar estrategias de mitigación dirigidas tanto a los períodos de mayor incidencia como a los equipos responsables de la generación de armónicos. En [24] se proponen soluciones como la instalación de filtros activos de compensación en tiempo real, el uso de algoritmos de predicción y la incorporación de sistemas de monitoreo continuo.

En este sentido, la metodología desarrollada en este estudio no solo permite identificar patrones armónicos y sus fuentes de generación, sino que también facilita la toma de decisiones y puede aplicarse a otras industrias con características similares, contribuyendo al cumplimiento normativo y a la mejora de la calidad del sistema eléctrico.

#### 4. CONCLUSIONES

La metodología aplicada integró técnicas de análisis univariante y multivariante. El análisis univariante permitió evaluar el cumplimiento normativo, determinándose que los armónicos más influyentes y que superan los límites establecidos son el H3, con valores superiores al 10 %, y los armónicos H17 y H19, que exceden el 4 % permitido por la normativa IEE 519-2022 y Regulación ARCONEL 009/2024 para sistemas de media tensión. Por otro lado, el análisis multivariante, mediante minería de datos, identificó relaciones simultáneas entre múltiples armónicos que varían según el horario, el día de la semana o el tipo de carga conectada, lo cual facilitó la detección de las principales fuentes de generación de distorsión dentro del sistema, siendo los variadores de frecuencia los elementos con mayor incidencia.

La aplicación del Análisis de Componentes Principales (PCA) permitió reducir la dimensionalidad de los datos armónicos sin pérdida significativa de información, lo que facilitó su representación e interpretación. Posteriormente, mediante el uso del método K-Means, se agruparon los datos en clústeres bien definidos, permitiendo identificar períodos críticos con mayor concentración de distorsión armónica.

El modelo desarrollado en Python demostró ser una herramienta eficiente para la evaluación de la calidad de la energía, con capacidad de adaptarse a diferentes bases de datos y condiciones de medición en redes de distribución eléctrica. Su implementación se llevó a cabo utilizando bibliotecas como *Pandas*, *NumPy*, *Scikit-learn* y *Matplotlib*, dentro de un entorno Spyder, lo que facilita su reutilización y ajuste. Además, se evaluó la calidad de la agrupación generada por el algoritmo K-Means mediante métricas como la inercia y el análisis visual de los centroides. Esta metodología puede replicarse fácilmente en otros casos similares, para evaluar el comportamiento armónico y su impacto en la calidad del sistema eléctrico.

Para investigaciones futuras, se ampliará el análisis a un periodo anual y se explorará el impacto de la inyección de armónicos controlada, esto como estrategia para mitigar las perturbaciones en los sistemas de distribución eléctrica. Adicionalmente, se plantea realizar un análisis de impacto en la carga en la red considerando rotación de procesos, cuyos resultados serán de utilidad en alimentadores que comparten diferentes tipos de carga residencial, comercial e industrial.

## 5. GLOSARIO

**PQM (Power Quality Monitor):** Dispositivo que registra parámetros eléctricos como tensión, corriente y distorsión armónica.

**THD (Distorsión Armónica Total):** Porcentaje que representa la relación entre la suma de las componentes armónicas y la componente fundamental de una señal eléctrica.

**TDD (Distorsión Total de Demanda):** Porcentaje de distorsión armónica calculado respecto a la corriente de demanda máxima del sistema.

**THD (Total Harmonic Distortion):** Indicador del nivel de distorsión armónica en una señal eléctrica, expresado como porcentaje del valor fundamental. Se especifica como ITHD para corriente y VTHD para voltaje.

**PCA (Análisis de Componentes Principales):** Método estadístico que reduce la cantidad de variables conservando la mayor parte de la información original.

**K-Means:** Algoritmo de agrupamiento que divide los datos en grupos con características similares.

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

**Regulación ARCONEL 009/24:** Regulación para la calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.

**IEEE 519-2022:** Norma internacional que establece límites recomendados para la distorsión armónica en sistemas eléctricos de potencia.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. M. Irfan, M. Alharbi, y C. H. H. Basha, «Artificial neural network controlled DSTATCOM for mitigating power quality concerns in solar PV and wind system», *Sci. Rep.*, vol. 15, n.o 1, 2025, doi: 10.1038/s41598-025-88540-0.
- [2] M. Pérez Martínez et al., «Desarrollo de aplicaciones en el software Scilab para el análisis de armónicos en sistemas industriales», *Ing. Energética*, vol. 43, n.o 1, pp. 24-34, abr. 2022.
- [3] L. Amaya-Vásquez, E. Inga-Ortega, L. Amaya-Vásquez, y E. Inga-Ortega, «Localización de Distorsiones Armónicas en Sistemas Eléctricos usando Sensado Comprimido», *Ing. Compet.*, vol. 24, n.o 1, jun. 2022, doi: 10.25100/iy.24i1.11037.
- [4] «IEEE Std 519-2022 (Revision of IEEE Std 519-2014)», *IEEE Std 519-2022 Revis.* IEEE Std 519-2014, pp. 1-31, ago. 2022, doi: 10.1109/IEEESTD.2022.9848440.
- [5] ARCONEL, Resolución Nro. ARCONEL-016/2024. 2024. [En línea]. Disponible en: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-ARCONEL-006-24-1-3.pdf>
- [6] J. C. Gonzales Arispe y A. Y. Marca Yucra, «Análisis de armónicos en sistemas eléctricos de potencia y normas regulatorias: impacto del horno de arco eléctrico de acerías», *Ingeniare Rev. Chil. Ing.*, vol. 32, pp. 0-0, 2024, doi: 10.4067/s0718-33052024000100201.
- [7] S. S. Cembranel, F. Lezama, J. Soares, S. Ramos, A. Gomes, y Z. Vale, «A Short Review on Data Mining Techniques for Electricity Customers Characterization», en *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, mar. 2019, pp. 194-199. doi: 10.1109/GTDAAsia.2019.8715891.
- [8] B. L. Tarcsay, Á. Bárkányi, T. Chován, y S. Németh, «A Dynamic Principal Component Analysis and Fréchet-Distance-Based Algorithm for Fault Detection and Isolation in Industrial Processes», *Processes*, vol. 10, n.o 11, Art. n.o 11, nov. 2022, doi: 10.3390/pr10112409.
- [9] L. J. Lepolesa, S. Achari, y L. Cheng, «Electricity Theft Detection in Smart Grids Based on Deep Neural Network», *IEEE Access*, vol. 10, pp. 39638-39655, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3166146.
- [10] J. Castro, P. Soto, R. Reategui, y T. Castillo, «Partición de una Red Eléctrica de Distribución Aplicando Algoritmos de Agrupamiento K-means y DBSCAN», *Rev. Téc. Energ.*, vol. 20, n.o 1, Art. n.o 1, jul. 2023, doi: 10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.572.



- [11] L. Marrero et al., «Uso de algoritmo K-means para clasificar perfiles de clientes con datos de medidores inteligentes de consumo eléctrico: Un caso de estudio», *Ingeniare Rev. Chil. Ing.*, vol. 29, n.o 4, pp. 778-787, dic. 2021, doi: 10.4067/S0718-33052021000400778.
- [12] C. Yajure, «Aplicación de la metodología de Ciencia de Datos para analizar datos de facturación de energía eléctrica. Caso de estudio: Uruguay 2000-2022», *ResearchGate*, doi: 10.15381/risi.v15i1.23544.
- [13] C. Yajure, «Uso de algoritmos de Machine Learning para analizar los datos de energía eléctrica facturada en la Ciudad de Buenos Aires durante el período 2010-2021», *ResearchGate*, oct. 2022, doi: 10.22206/cyap.2022.v5i2.pp7-37.
- [14] O. Yu. Maryasin y A. I. Lukashov, «A Python Application for Hourly Electricity Prices Forecasting Using Neural Networks», en 2020 International Russian Automation Conference (RusAutoCon), sep. 2020, pp. 138-143. doi: 10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208035.
- [15] «Advanced Distribution Measurement Technologies and Data Applications for Smart Grids: A Review», *ResearchGate*, dic. 2024, doi: 10.3390/en13143730.
- [16] E. I. F. Cruz, «Análisis de Componentes Principales de la Tarifa de Electricidad en México – Caso de Estudio», *Cienc. Lat. Rev. Científica Multidiscip.*, vol. 8, n.o 4, Art. n.o 4, sep. 2024, doi: 10.37811/cl\_rcm.v8i4.13173.
- [17] D. Garcia-Alvarez y M. J. Fuente, «Estudio comparativo de técnicas de detección de fallos basadas en el Análisis de Componentes Principales (PCA)», *Rev. Iberoam. Automática E Informática Ind. RIAI*, vol. 8, n.o 3, pp. 182-195, jul. 2011, doi: 10.1016/j.riai.2011.06.006.
- [18] J. Zhuang, M. Dong, J. Lin, M. Liu, y K. Lin, «Electricity charge anomaly detection based on PCA-IK-means», en 2023 IEEE 3rd International Conference on Power, Electronics and Computer Applications (ICPECA), ene. 2023, pp. 1714-1718. doi: 10.1109/ICPECA56706.2023.10076038.
- [19] E. Pérez-Montalvo et al., «Model of monthly electricity consumption of healthcare buildings based on climatological variables using PCA and linear regression», *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 250-258, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.06.117.
- [20] J. Wang y X. Li, «Abnormal Electricity Detection of Users Based on Improved Canopy-Kmeans and Isolation Forest Algorithms», *IEEE Access*, vol. 12, pp. 99110-99121, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3429304.
- [21] G. Ruiz Aranibar, «Análisis de conglomerados», *Rev. Varianza*, vol. 16, oct. 2019, Accedido: 10 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: [http://revistasbolivianas.umsa.bo/scielo.php?script=sci\\_abstract&pid=&lng=en&nrm=iso&tlng=](http://revistasbolivianas.umsa.bo/scielo.php?script=sci_abstract&pid=&lng=en&nrm=iso&tlng=)
- [22] M. Dimishkieh y A. H. Ramzi, «An Enhanced k-Means Clustering Algorithm for Pattern Discovery in Healthcare Data», *Sage J.*, jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.1155/2015/6157>.
- [23] M. F. Abdullah, N. H. Hamid, Z. Baharudin, M. A. M. Ayob, y M. A. F. M. Hamim, «Characteristic of third harmonic from synchronous generator passing through transformer and rectifier», en 2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), dic. 2012, pp. 689-694. doi: 10.1109/PECon.2012.6450303.
- [24] A. R. Bonilla y H. T. Le, «Analysis and Mitigation of Harmonics for a Wastewater Treatment Plant Electrical System», *WSEAS Trans. Circuits Syst.*, vol. 23, pp. 1-13, 2024, doi: 10.37394/23201.2024.23.1.



**Alex Dario Mullo.** - Nació en Salcedo, Ecuador en 1996. Recibió el título de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Técnica de Cotopaxi, Ecuador en el 2019. En el año 2025, obtuvo el título de Magister en Electricidad mención Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Pontificia Universidad Católica del Ecuador. Actualmente ejerce como profesional independiente, desarrollando proyectos en ingeniería electromecánica, eléctrica y telecomunicaciones para sectores industriales y residenciales.



**José Miguel Reinoso.** - Nació en Quito, Ecuador en el 2000, Se graduó de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana en el 2023 y de Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética en el 2025. Actualmente se dedica a las instalación y mantenimiento de generadores eléctricos y tableros de transferencia.



**Marlon Santiago Chamba.** - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan,

Argentina. Actualmente trabaja en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



**Carlos Xavier Lozada.** - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; en el 2024 recibió su título de Magister en Electricidad Mención Redes Eléctricas. Actualmente se desempeña como Ingeniero 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 Machine Learning.

# Energy Efficiency Analysis of an Electric Furnace through the Implementation of a Forced Convection Fan

## Análisis de la Eficiencia Energética en un Horno Eléctrico con la Implementación de un Ventilador Convectivo

I. Simbaña<sup>1</sup>

0000-0002-3324-3071

S. Mena<sup>1</sup>

0009-0005-7326-1118

S. Chasipanta<sup>1</sup>  0009-0002-9837-079X

<sup>1</sup>Instituto 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](mailto:isimbana@tecnologicosucre.edu.ec), [sarai.13.mena@gmail.com](mailto:sarai.13.mena@gmail.com), [silvanabigail.12@gmail.com](mailto:silvanabigail.12@gmail.com)

### Abstract

This study presents an energy efficiency analysis of an electric furnace used for tempering heat treatments by implementing a forced convection fan. Improving energy efficiency in industrial heating systems remains a critical challenge, driven by the need to lower operational costs and enhance sustainability. A numerical model was developed based on heat transfer mechanisms, applying computational fluid dynamics (CFD) with a mesh of 138 565 elements and a validated mesh quality factor of 4.681. The continuity, momentum, and energy conservation equations were analyzed under real operating conditions. Results indicated that the maximum temperature increased from 290 to 327.2 K with the addition of the fan, while electrical consumption rose by only 1.54%, corresponding to an additional cost of merely USD 0.0005 per operating cycle. This thermal enhancement promotes greater temperature uniformity and reduces operational times. Consequently, integrating a forced convection system in industrial electric furnaces proves to be a technically and economically viable strategy.

### Resumen

Este trabajo presenta un análisis de eficiencia energética de un horno eléctrico utilizado para tratamiento térmico de revenido, mediante la implementación de un ventilador de convección forzada. La eficiencia energética en sistemas de calentamiento industrial es un desafío actual, impulsado por la necesidad de reducir costos operativos y mejorar la sostenibilidad. Basándose en los mecanismos de transferencia de calor, se desarrolló un modelo numérico utilizando dinámica de fluidos computacional (CFD, por sus siglas en inglés) con un mallado de 138 565 elementos y validación de calidad de malla de 4.681. Se analizaron las ecuaciones de conservación de continuidad, momento y energía, bajo condiciones reales de operación. Los resultados mostraron que la temperatura máxima alcanzada se incrementó de 290 a 327.2 K con el ventilador, mientras el consumo eléctrico aumentó solo un 1.54 %, representando un costo adicional mínimo de USD 0.0005 por ciclo de operación. Esta mejora térmica permite una mayor homogeneidad de temperatura y tiempos de operación más cortos. Por lo que, la incorporación de un sistema de convección forzada en hornos eléctricos industriales es una estrategia de alta viabilidad técnica y económica.

**Index terms**— Energy efficiency, Electric furnace, Simulation, Convective fan, CAD.

**Palabras clave**— Eficiencia energética, Horno eléctrico, Simulación, Ventilador convectivo, CAD.

Recibido: 28-04-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Simbaña, I.; Mena, S.; Chasipanta, S. (2025). "Energy Efficiency Analysis of an Electric Furnace through the Implementation of a Forced Convection Fan". Revista Técnica "*energía*". No. 22, Issue I, Pp. 46-52.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.708>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



## 1. INTRODUCTION

Energy efficiency has become a key priority in designing and optimizing thermal systems, particularly in continuously used equipment such as electric furnaces for heat treatment. The primary driver for reducing heating time is energy savings, contributing to increased productivity and reduced operational costs. Understanding the internal flow dynamics of these systems is essential, as it directly affects thermal efficiency, potentially leading to prolonged and inefficient usage in some cases.

In this context, computer-aided design (CAD) tools and computational numerical analysis emerge as strategic tools in modern engineering. These tools enable the prediction of component behavior before manufacturing, allowing for design improvements. Specialized software is essential for three-dimensional modeling and airflow analysis within the heating chamber. Proper implementation of these systems allows for the analysis of thermal distribution in furnaces used for tempering, leading to optimized heating processes and significant reductions in electricity consumption, ultimately fostering a more sustainable and efficient industrial system.

To better understand the behavior of airflow in forced convection heating systems, the work of Loksupapaiboon et al. [1] is analyzed. They utilize computational fluid dynamics (CFD) simulations using OpenFOAM software with the SST  $k-\omega$  turbulence model to analyze heat transfer in a rotating hand-shaped mold. They observe Reynolds numbers ranging from 1 583 to 15 837 and rotation rates from 0 to 5, finding significant variations in the Nusselt number based on geometry and flow conditions. The results are experimentally validated with an error of less than 7.61 %, enabling the development of predictive equations with an average error of 7.32 % and an  $R^2$  of 0.90. The study underscores the value of simulation tools like CAD and CFD in optimizing industrial thermal processes, particularly in designing efficient forced convection systems that reduce testing times and improve heat flow management.

In the same area, Suvanjumrat and Loksupapaiboon [2] present research that uses CFD simulations with OpenFOAM to improve thermal distribution within a drying oven for rubber glove molds. By using a 3D model and the  $k-\varepsilon$  turbulence model, the study analyzes the flow of hot air through the duct grids under the conveyor chain. The research highlights that the conventional design fails to provide uniform temperature distribution, and the placement of air return channels on the side walls has a negative impact. The proposed solution is to modify the design of the hot air outlet grids, leading to improved thermal control at a low cost. The CFD model shows a significant improvement, with an average error of less than 8.99 % compared to experimental measurements, confirming the method's accuracy and applicability.

The study by Palacio-Caro et al. [3] presents a numerical simulation to assess the thermal and flow behavior in an electric tempering furnace for steel, focusing on how fan speed affects thermal efficiency, temperature homogeneity, and heat transfer to the load. The simulation tests four fan speeds, 720, 990, 1350, and 1800 rpm, and found that higher speeds improve thermal homogeneity due to increased recirculation and mixing of the airflow, which enhances heat transfer. However, this results in a 20% decrease in thermal efficiency due to higher fan energy consumption. Despite this, the heat transfer rate improves by up to 50 %, allowing for shorter heat treatment times. This simulation supports optimizing furnace operation by balancing efficiency with processing speed.

Balli et al. [4] conduct an experimental study and numerical modeling of the thermal behavior of an industrial ceramic kiln prototype, aiming to optimize energy efficiency and reduce fuel consumption and CO<sub>2</sub> emissions. A simplified mathematical model is developed to accurately predict the spatial and temporal temperature distribution within the kiln, enabling better control over the cooking process and ensuring the quality of the final product. The results demonstrate that this efficient technology allows for an 83 % energy savings and an 87.36 % reduction in CO<sub>2</sub> emissions compared to traditional kilns. The model's validation with experimental data confirms its effectiveness in optimizing thermal processes in ceramic production and suggests its broader application for other materials, promoting more sustainable manufacturing practices.

Sobottka et al. [5] introduce a production planning and control methodology based on hybrid simulation and multi-criteria optimization, applied to heat treatment in a metal foundry in Austria. By utilizing real system data and digital tools, the approach achieves a 10 % overall optimization and a 6 % energy savings. This solution, based on heuristic and genetic algorithms, enables the replacement of manual planning with more efficient results in less time. Additionally, it demonstrates the feasibility of integrating variable energy prices to align industrial energy demand with available supply. The study highlights the significant potential of digital tools in modern manufacturing and emphasizes the importance of accurate data for their successful implementation.

Knoll et al. [6] assess the impact of various turbulence models on predicting the contact between particles and walls in industrial furnaces used for particle heat treatment. The study involves transient multiphase flow numerical simulations and experimental comparisons, analyzing three approaches: RANS models (RLZ- $k-\varepsilon$ ), Reynolds stress models, and large eddy simulations (LES). The results demonstrate that LES significantly improves the accuracy in predicting the number of particles adhering to furnace walls, a crucial factor in preventing material loss. Moreover, LES simulation time was reduced to one week using RANS grids without

sacrificing accuracy. This research enables better predictions of particle behavior within the furnace and more precise estimates of material loss, contributing to the efficient design of industrial furnaces through advanced simulations.

Therefore, this research aims to analyze the feasibility of adding a fan to a tempering furnace to accelerate heat distribution, thereby reaching the desired temperature more quickly. It also considers the current electricity consumption and the additional cost of implementing this new system. The paper is organized as follows: the Materials and Methods section outlines the mathematical models supporting the computational analysis, including the initial modeling stages and conditions. The Results section presents the analysis of graphs generated for the variables considered, comparing the obtained values with available literature to validate the proposal. Finally, the Conclusions section synthesizes the most relevant findings and discusses the authors' perspectives throughout the research process.

## 2. MATERIALS AND METHODS

### 2.1 Heat Transfer Mechanisms

Conduction occurs within a solid body or between bodies in direct contact, without macroscopic movement of the material. Heat flows from regions of higher temperature to lower temperature due to the thermal agitation of particles. This process follows Fourier's Law, which states that the rate of heat transfer by conduction ( $\dot{Q}_{cond}$ ) is proportional to the temperature gradient ( $dT/dx$ ) and the material's thermal conductivity ( $k$ ) [7], as expressed in equation (1):

$$\dot{Q}_{cond} = -k \cdot A \cdot \frac{dT}{dx} \quad (1)$$

Where  $A$  is the cross-sectional area. Another mechanism of heat transfer is radiation, which does not require a material medium, as thermal energy is transmitted via electromagnetic waves, primarily in the infrared spectrum. All bodies with temperatures above absolute zero emit radiant heat ( $\dot{Q}_{rad}$ ), and this phenomenon is described by the Stefan-Boltzmann Law, which states that the radiated energy per unit area of a black body is proportional to the fourth power of its absolute temperature [8], as given in equation (2):

$$\dot{Q}_{rad} = \varepsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot (T_s^4 - T_\infty^4) \quad (2)$$

Where  $T_s$  and  $T_\infty$  represent the absolute temperatures of the surface and the surrounding environment, respectively,  $\varepsilon$  is the material's emissivity, and  $\sigma$  is the Stefan-Boltzmann constant. The next heat transfer mechanism is convection, which occurs when heat is transferred between a solid surface and a moving fluid, driven by both thermal conduction within the fluid and

the fluid's movement. This process is governed by Newton's Law of Cooling, which relates the convective heat transfer rate ( $\dot{Q}_{conv}$ ) to the contact area, the convective heat transfer coefficient ( $h$ ), and the temperature difference between the fluid ( $T_f$ ) and the surface [9], as shown in equation (3):

$$\dot{Q}_{conv} = h \cdot A \cdot (T_s - T_f) \quad (3)$$

The Nusselt number ( $Nu$ ) is a dimensionless number that characterizes the efficiency of heat transfer by convection compared to conduction within a fluid [10] and it is defined by equation (4):

$$Nu = \frac{h \cdot L_c}{k} \quad (4)$$

Where  $L_c$  is a characteristic length. A higher Nusselt number indicates that convection dominates over conduction, with its value depending on the type of flow, geometry, and boundary conditions. Convection can be natural, where fluid movement is solely driven by density differences caused by temperature gradients. On the other hand, forced convection occurs when an external agent, such as a fan, drives the fluid movement, leading to more efficient heat exchange [11].

When forced air hits a solid surface, a complex fluid-structure interaction occurs. Upon impact, the flow changes direction sharply, creating a high-pressure zone at the front of the object and turbulence in the rear. In this rear region, as air speed decreases and vortices form, low-pressure zones emerge where heat tends to accumulate more due to the reduced drag of the fluid. Fig. 1 illustrates these pressure fluctuations, which result in more intense and variable heat transfer.

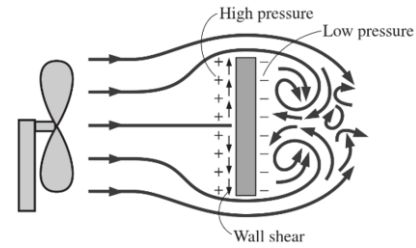


Figure 1: Pressure Fluctuations in Forced Convection [11]

### 2.2 Conservation Equations

The continuity equation states that mass is neither created nor destroyed within a closed system. In terms of flow, it indicates that any change in the density of a fluid within a control volume must result from the net mass flow entering or exiting the volume. The objective is to ensure that mass balance is maintained throughout the analysis of fluid dynamic systems [12], as shown in equation (5):

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0 \quad (5)$$

The momentum conservation equation describes how the momentum of a fluid changes due to the influence of external forces such as pressure, gravity, or friction. This equation forms the foundation of the Navier-Stokes equations, relating fluid acceleration to the applied forces, allowing the prediction of dynamic behavior [13], as expressed in equation (6):

$$\rho \left( u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) = \mu \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial P}{\partial x} \quad (6)$$

The energy conservation equation establishes that the internal energy of a system can change due to heat transfer, work done by or on the system, or energy transport through the flow. This equation is crucial for modeling processes such as heating, cooling, and phase changes in thermal systems, combining Thermodynamics principles with Fluid Mechanics [14], as given in equation (7):

$$\rho \cdot C_p \left( u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} \right) = k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) \quad (7)$$

### 2.3 Energy Efficiency

The electrical energy ( $E$ ) consumed by an equipment refers to the total amount of energy used over a specified period of operation. It is a fundamental parameter for assessing the energy consumption and economic costs of a system. It is calculated by multiplying the electrical power of the equipment ( $P$ ) by the time it operates ( $t$ ) [15], as shown in equation (8):

$$\frac{dE(t)}{dt} = P(t) \quad (8)$$

Energy efficiency ( $\eta$ ) indicates how effectively a system converts the energy consumed into useful energy, expressing the percentage of electrical energy consumed that is converted into useful heat ( $Q$ ) to raise the temperature of the treated element [16], as outlined in equation (9):

$$\eta = \frac{Q}{E} \quad (9)$$

### 2.4 Modeling

Fig. 2a presents the initial geometry of the furnace, emphasizing that it is constructed from stainless steel and operates using 10 mm diameter electric resistors located on the side panels. The furnace specifications indicate a power rating of 6.5 kW, requiring a two-phase 220 V power supply. Fig. 2b displays the furnace chamber dimensions, which have been established at a volume of 125 L.

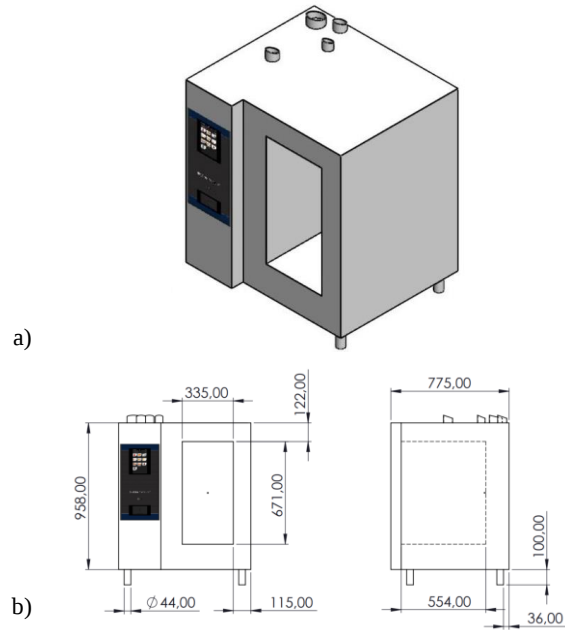


Figure 2: Electric Furnace for Tempering Thermal Treatment, a) 3D Model, b) Dimensions

Fig. 3 shows the proposed design modification, which includes integrating a fan into the rear panel of the furnace chamber. The fan was selected based on its availability in the local market and its suitability for the established temperature range. The chosen axial fan has six blades, a 250 mm diameter, is made of stainless steel, and has a maximum rotational speed of 1 400 rpm.

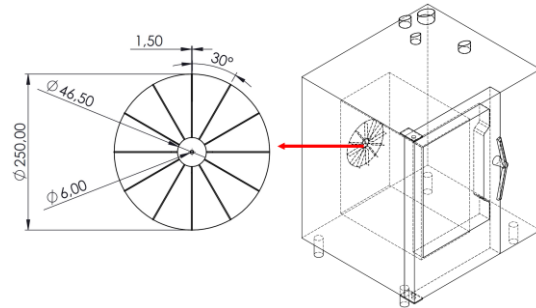


Figure 3: Geometry of the Convective Fan within the Furnace Chamber

### 2.5 Initial Conditions

Fig. 4a illustrates the discretization process, using dominant tetrahedra as the meshing technique. A total of 138,565 elements and 213,720 nodes were generated, and mesh quality was validated through aspect ratio analysis, which compares the generated elements to perfect symmetry, with an ideal value of zero. In this case, an aspect ratio of 4.681 was obtained, which is considered to have good quality as it is below 5 [17]. Fig. 4b shows the definition of the area to be simulated using computational fluid dynamics, with the experimental parameters setting a heat flux of 1.8 kW/m<sup>2</sup>.

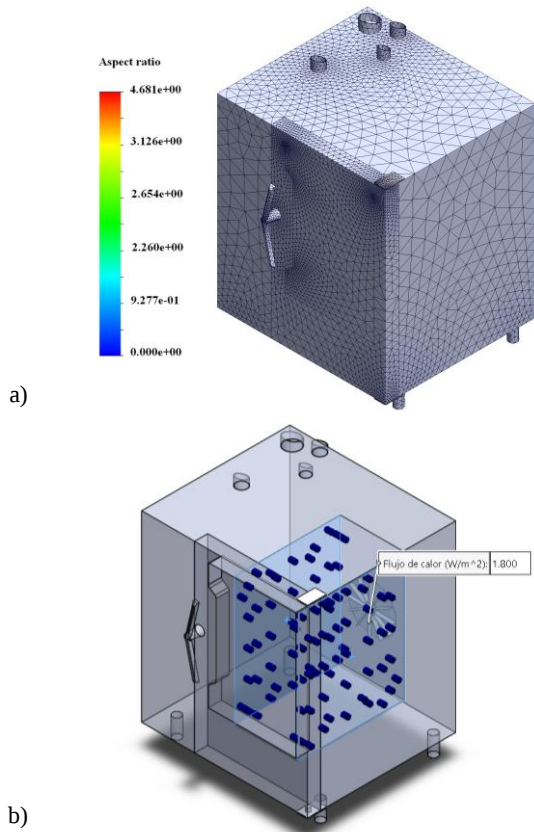


Figure 4: Initial Conditions, a) Meshing, b) Definition of Flow Area

### 3. RESULTS

Fig. 5 displays the analysis of the hot air flow velocity within the furnace chamber. With the fan's maximum rotational speed of 1 400 rpm, the maximum air velocity reached is 21.91 m/s. This ensures continuous air circulation, allowing it to reach all areas of the chamber, including the farthest corners.

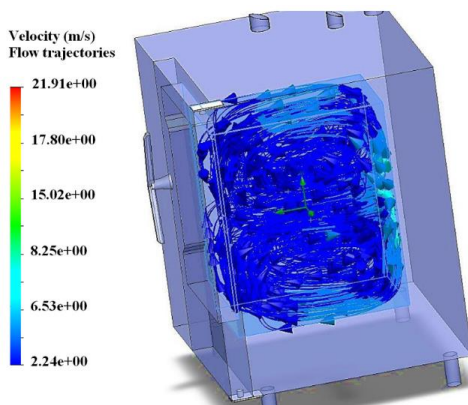


Figure 5: Airflow Velocity Analysis

Fig. 6a shows the temperature distribution inside the furnace after 150 seconds of simulation time, with 20 iterations per step and the fan turned off. Figure 6b presents the temperature simulation results under the

same conditions, but with the fan turned on. Without the fan, the heat flow does not reach all areas of the furnace. However, with the fan on, the heat flow fills the interior chamber, generating forced convection. The maximum temperatures reached were 293.2 K for the furnace without ventilation and 327.2 K with the fan on.

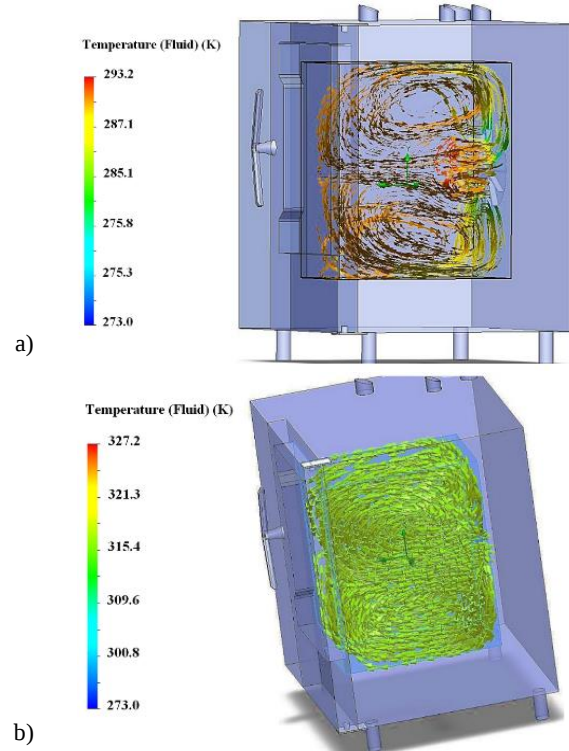


Figure 6: Heat Flow Inside the Furnace: a) Without Ventilation, b) With Forced Convection

Fig. 7 illustrates the temperature increase over the simulation period between the furnace without a fan and with the convective fan implementation. Additionally, experimental values measured in the furnace during a heating process over the same time frame were considered. The simulation shows a higher temperature increase due to the real losses present in the furnace. The heat flow enhances the distribution within the furnace, resulting in a temperature increase of 10.65 % compared to the initial conditions.

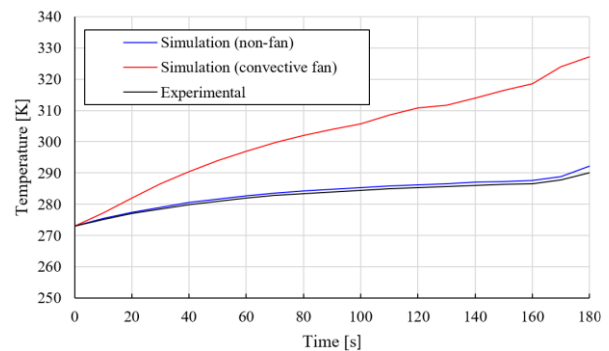
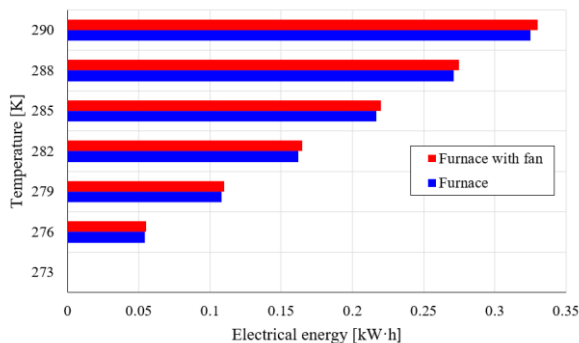


Figure 7: Comparison of Temperature Increase Under Different Simulation and Experimental Conditions

Fig. 8 compares the electrical energy consumption of the furnace in its initial condition and with the fan implementation. For energy efficiency analysis, the average electricity cost in Ecuador, approximately USD 0.10 per kW·h, was taken into account. The electrical consumption recorded for the furnace without a fan over a 180-second cycle was 0.325 kW·h, corresponding to a cost of about 0.0325 USD. With the fan, the consumption slightly increased to 0.330 kW·h, resulting in a cost of USD 0.0330. This represents a 1.54 % increase in energy consumption, which amounts to an additional USD 0.0005, a negligible difference in economic terms.



**Figure 8: Electrical Energy Consumption of the Furnace in Initial Conditions and with the Convective Fan**

While the thermal impact is notably positive, the simulation and experimental measurements reveal that incorporating the fan allowed for a faster temperature increase, reaching approximately 327 K compared to the 290 K of the conventional furnace within the same time frame. This indicates greater heat transfer efficiency, improved thermal homogeneity, and a potential reduction in the overall operating time for future treatment cycles. Therefore, despite the slight increase in energy consumption, the system significantly enhances productivity and could lead to notable long-term savings by reducing furnace operating times.

#### 4. CONCLUSIONS

The energy efficiency analysis of the electric furnace through the integration of a forced convection fan has proven both feasible and advantageous. By incorporating computational fluid dynamics (CFD), the study provided valuable insights into the heat transfer mechanisms of conduction, radiation, and convection, confirming that the use of forced airflow results in a more uniform and efficient temperature distribution within the furnace chamber.

The CFD simulation demonstrated that adding a fan significantly improved the heat flux, raising the maximum temperature to 327.2 K, compared to 290 K with the conventional furnace, within the same time frame. This thermal improvement, representing a 10.65 % increase over the initial conditions, came with only a 1.54 % rise in energy consumption, translating to an additional USD 0.0005 per operating cycle, based on

the cost of USD 0.10 per kW·h in Ecuador. These results highlight that the proposed solution not only enhances the thermal performance of the furnace but also maintains a low electrical consumption, contributing to both productivity and energy sustainability. Future research should focus on exploring different fan configurations, dynamic speed control, and power modulation strategies to further enhance energy efficiency and reduce operational costs in industrial heating applications for heat treatment processes.

#### 5. REFERENCES

- [1] K. Loksupapaiboon and C. Suwanjumat, "Forced convective heat transfer and fluid flow past a rotating hand-shaped former for improving rubber glove curing," *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 47, p. 103050, 2023. doi: 10.1016/j.csite.2023.103050
- [2] C. Suwanjumat and K. Loksupsapaiboon, "Improvement of thermal distribution in the rubber-glove former conveyor oven by OpenFOAM," *Engineering Journal*, vol. 24, no. 2, pp. 109–120, 2020. doi: 10.4186/ej.2020.24.2.109
- [3] I. D. Palacio-Caro, P. N. Alvarado-Torres, and L. F. Cardona-Sepúlveda, "Numerical simulation of the flow and heat transfer in an electric steel tempering furnace," *Energies (Basel)*, vol. 13, no. 14, p. 3655, 2020.
- [4] L. Balli, M. Hlimi, Y. Achenani, A. Atifi, and B. Hamri, "Experimental study and numerical modeling of the thermal behavior of an industrial prototype ceramic furnace: Energy and environmental optimization," *Energy and Built Environment*, vol. 5, no. 2, pp. 244–254, 2024.
- [5] T. Sobottka, F. Kamhuber, and B. Heinzl, "Simulation-based multi-criteria optimization of parallel heat treatment furnaces at a casting manufacturer," *Journal of Manufacturing and Materials Processing*, vol. 4, no. 3, p. 94, 2020.
- [6] M. Knoll, H. Gerhardtter, C. Hochenauer, and P. Tomazic, "Influences of turbulence modeling on particle-wall contacts in numerical simulations of industrial furnaces for thermal particle treatment," *Powder Technol*, vol. 373, pp. 497–509, 2020.
- [7] Y. Huang, X. Xiao, H. Kang, J. Lv, R. Zeng, and J. Shen, "Thermal management of polymer electrolyte membrane fuel cells: A critical review of heat transfer mechanisms, cooling approaches, and advanced cooling techniques analysis," *Energy Convers Manag*, vol. 254, p. 115221, Feb. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115221.
- [8] W. Quitiaquez, I. Simbaña, C. A. Isaza-Roldán, C. Nieto-Londoño, P. Quitiaquez, and L. Toapanta-Ramos, "Performance Analysis of a Direct-Expansion Solar-Assisted Heat Pump Using a

Photovoltaic/Thermal System for Water Heating,” Communications in Computer and Information Science, vol. 1154 CCIS, pp. 89–102, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-46785-2\_8.

- [9] H. Matsubara, G. Kikugawa, and T. Ohara, “Comparison of molecular heat transfer mechanisms between water and ammonia in the liquid states,” International Journal of Thermal Sciences, vol. 161, p. 106762, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.IJTHEMALSCI.2020.106762.
- [10] Z. Sun, T. Wang, B. Qian, Y. Wang, J. Wang, and C. Hong, “Study on the efficient heat transfer mechanism of microchannel pin-fin arrays under low pumping power,” Appl Therm Eng, vol. 241, p. 122386, Mar. 2024, doi: 10.1016/J.APPLTHERMALENG.2024.122386.
- [11] H. Ma, N. Cai, L. Cai, and F. Si, “Effects of the forced convection induced by assistant fans on the thermal performance of an indirect dry cooling system,” Case Studies in Thermal Engineering, vol. 35, p. 102141, Jul. 2022, doi: 10.1016/J.CSITE.2022.102141.
- [12] K. Clough, “Continuity equations for general matter: applications in numerical relativity,” Class Quantum Gravity, vol. 38, no. 16, p. 167001, Jul. 2021, doi: 10.1088/1361-6382/AC10EE.
- [13] R. Laubscher and P. Rousseau, “Application of a mixed variable physics-informed neural network to solve the incompressible steady-state and transient mass, momentum, and energy conservation equations for flow over in-line heated tubes,” Appl Soft Comput, vol. 114, p. 108050, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.ASOC.2021.108050.
- [14] I. Simbaña, W. Quitiaquez, P. Cabezas, and P. Quitiaquez, “Comparative Study of the Efficiency of Rectangular and Triangular Flat Plate Solar Collectors through Finite Element Method,” Revista Técnica “Energía,” vol. 20, no. 2, pp. 81–89, 2024, doi: 10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.593.
- [15] V. Logar and I. Škrjanc, “The Influence of Electric-Arc-Furnace Input Feeds on its Electrical Energy Consumption,” Journal of Sustainable Metallurgy, vol. 7, no. 3, pp. 1013–1026, Sep. 2021, doi: 10.1007/S40831-021-00390-Y/FIGURES/11.
- [16] Z. Song and C. Liu, “Energy efficient design and implementation of electric machines in air transport propulsion system,” Appl Energy, vol. 322, p. 119472, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.APENERGY.2022.119472.
- [17] I. Simbaña, A. Tirado, A. Arias, and X. Vaca, “Structural and kinematic analysis of the prototype of a folding work table,” Novasinergia, ISSN 2631-2654, vol. 8, no. 1, pp. 19–32, Jan. 2025, doi: 10.37135/NS.01.15.08.



**Isaac Simbaña.** - Nació en Quito, Ecuador, en 1990. Obtuvo su título de Ingeniero Mecánico en la Universidad Politécnica Salesiana en 2018; su título de Magíster en Métodos Matemáticos y Simulación Numérica en Ingeniería y de Magíster en Educación en Universidad Politécnica Salesiana, en 2022 y 2024, respectivamente; su título de Magíster en Dirección y Administración de Empresas en la Universidad Bolivariana del Ecuador, en 2025. Actualmente cursa estudios doctorales en Ciencias. Trabaja en el Instituto Superior Universitario Sucre y es el Coordinador del Grupo de Investigación en Ingeniería Mecánica y Pedagogía de la Carrera de Electromecánica (GIIMPCEM). Sus campos de investigación están relacionados con el Análisis Numérico y Estadístico, Termodinámica, Energías, Procesos de Manufactura, Ciencia de los Materiales, así como Gestión de Operaciones e Innovación Educativa.



**Sarai Mena.**- Es Tecnóloga Superior en Electromecánica, graduada en el Instituto Superior Universitario Sucre en 2024. Sus intereses de investigación incluyen los procesos de manufactura, mantenimiento industrial y estructuras que involucran soldas y uniones metálicas. Actualmente, busca ampliar sus habilidades en sistemas eléctricos automotrices y técnicas de soldas especializadas.



**Silvana Chasipanta.**- Nació en Quito, en 2002. Obtuvo su título como Tecnóloga Superior en Electromecánica en el Instituto Superior Universitario Sucre en 2024. Su campo de investigación se enfoca en la Ingeniería Mecánica y la Simulación.

# Electrocoagulation as a Sustainable Alternative for the Treatment of Refinery Effluents: Application in Esmeraldas Refinery

## Electrocoagulación como Alternativa Sostenible para el Tratamiento de Efluentes de Refinería: Aplicación en Refinería Esmeraldas

N.G. Padilla<sup>1</sup>  0000-0001-6694-5523 G.A. Morillo<sup>1,3</sup>  0009-0009-0703-2666  
M.A. Muñoz<sup>3,4</sup>  0000-0003-0728-618X M.V. Rosero<sup>2,3</sup>  0000-0003-4060-4397

<sup>1</sup>Empresa de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador

E-mail: [Napoleon.Padilla@epetroecuador.ec](mailto:Napoleon.Padilla@epetroecuador.ec)

<sup>2</sup>Facultad de Ingeniería Química, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador

E-mail: [mvrosero@uce.edu.ec](mailto:mvrosero@uce.edu.ec)

<sup>3</sup>Grupo de Investigación en Ingeniería de Procesos Químicos, Biológicos y Físicos (GIIP), Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador

E-mail: [fiq.giip@uce.edu.ec](mailto:fiq.giip@uce.edu.ec)

<sup>4</sup>Departamento de Pirólisis y Polímeros, Universidad de Alicante, Alicante, España.

E-mail: [mmmb127@alu.ua.es](mailto:mmmb127@alu.ua.es)

### Abstract

The contamination of effluents generated by the oil refining industry is a critical environmental problem, due to the presence of hydrocarbons, phenols and refractory organic matter that prevent their discharge without treatment. This study evaluates the efficiency of electrochemical treatment by electrocoagulation of the process effluent from the Esmeraldas State Refinery (REE), using aluminum and zinc electrodes. The reduction of total petroleum hydrocarbons (TPH), phenols and chemical oxygen demand (COD) was analyzed in a laboratory-scale electrochemical cell system under controlled conditions of pH, current density and temperature. Average removal efficiencies of 73.69 % for TPH, 57.54 % for phenols and 50.61 % for COD were achieved, with a specific energy consumption of 2.1 kWh/m<sup>3</sup> for a volume of 4 liters per 60 minutes of treatment. The results indicate that electrocoagulation is a viable technical alternative for the treatment of oil wastewater and can contribute to compliance with current Ecuadorian environmental regulations. In addition, the study highlights the influence of the initial composition of the effluent on the efficiency of the process and raises the need for further research to optimize operating performance under acceptable conditions.

### Resumen

La contaminación de los efluentes generados por la industria de refinación de petróleo constituye un problema ambiental crítico, debido a la presencia de hidrocarburos, fenoles y materia orgánica refractaria que impiden su vertido sin tratamiento. Este estudio evalúa la eficiencia del tratamiento electroquímico mediante electrocoagulación del efluente de proceso de la Refinería Estatal Esmeraldas (REE), utilizando electrodos de aluminio y zinc. Se analizó la reducción de hidrocarburos totales de petróleo (TPH), fenoles y demanda química de oxígeno (DQO) en un sistema de celda electroquímica a escala de laboratorio, bajo condiciones controladas de pH, densidad de corriente y temperatura. Se alcanzaron eficiencias promedio de remoción del 73,69 % para TPH, 57,54 % para fenoles y 50,61 % para DQO, con un consumo energético específico de 2,1 kWh/m<sup>3</sup> para un volumen de 4 litros por 60 minutos de tratamiento. Los resultados indican que la electrocoagulación es una alternativa técnica viable para el tratamiento de aguas residuales petroleras, y puede contribuir al cumplimiento de la normativa ambiental ecuatoriana vigente. Además, el estudio destaca la influencia de la composición inicial del efluente en la eficiencia del proceso y plantea la necesidad de investigaciones adicionales para optimizar el desempeño operativo en condiciones aceptables.

**Index terms**— Electrocoagulation, Effluent Treatment, Total Hydrocarbons, Phenols, Chemical Oxygen Demand, Refinery Effluents.

**Palabras clave**— Electrocoagulación, Tratamiento de Efluentes, Hidrocarburos Totales, Fenoles, Demanda Química de Oxígeno, Efluentes de Refinería.

Recibido: 20-04-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Padilla, N.; Muñoz, M.; Morillo, G.; Rosero, M. (2025), "Electrocoagulación como Alternativa Sostenible para el Tratamiento de Efluentes de Refinería: Aplicación en Refinería Esmeraldas". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 53-61.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.706>

© 2025 Autores



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

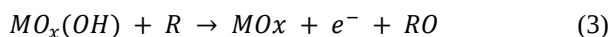


## 1. INTRODUCCIÓN

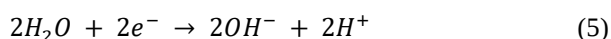
La refinación de petróleo desempeña un papel fundamental en el abastecimiento energético global y en el desarrollo económico de los países productores. Sin embargo, esta actividad industrial genera efluentes líquidos de alta complejidad, caracterizados por la presencia de hidrocarburos totales de petróleo (TPH), compuestos fenólicos, materia orgánica recalcitrante, metales pesados y sólidos suspendidos [1] [2] [3]. Estos residuos representan un riesgo significativo para los ecosistemas acuáticos y terrestres si no son tratados adecuadamente; además de, incrementar los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones industriales [4] [5]. En Ecuador, el cumplimiento de la normativa ambiental vigente, específicamente el Reglamento Ambiental para Actividades Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215) [6], obliga a implementar tecnologías de tratamiento que garanticen la calidad de los efluentes vertidos a cuerpos de agua dulce.

Diversas tecnologías de tratamiento, tales como la coagulación química, la adsorción, la oxidación avanzada y los procesos biológicos, han sido aplicadas para el tratamiento de efluentes de refinerías. No obstante, estas tecnologías presentan limitaciones como elevados costos de operación, generación de subproductos secundarios y eficiencia limitada frente a contaminantes persistentes [7] [8].

En los últimos años, los procesos electroquímicos, y en particular la electrocoagulación (EC), han ganado atención como alternativas prometedoras [9] [10] [11]. Este método se basa en la generación in situ de coagulantes metálicos a través de la oxidación electrolítica de electrodos de hierro o aluminio [12] [13], permitiendo la remoción simultánea de contaminantes orgánicos e inorgánicos sin necesidad de aditivos químicos externos. Las reacciones involucradas generan hidróxidos metálicos [14] y especies oxidantes que favorecen la coagulación, adsorción y flotación de contaminantes [13], [16]. Estos mecanismos son influenciados por parámetros operativos como la densidad de corriente, el pH inicial y la configuración del reactor. El mecanismo de la electrocoagulación se basa en las siguientes reacciones principales:



La reacción de oxidación indirecta anódica produce [15]:



Estas reacciones permiten la generación de hidróxidos metálicos activos y de especies oxidantes, promoviendo la coagulación, adsorción y flotación de contaminantes [12] [13] [16]. Sin embargo, la eficiencia de la electrocoagulación depende de múltiples factores operativos como la densidad de corriente, el pH inicial, el diseño del reactor y la naturaleza de los electrodos [15] [17] [18]. Persisten desafíos técnicos relacionados con la optimización de estos parámetros en condiciones reales de operación [19] [20] [21], especialmente en efluentes complejos como los de refinería.

Para asegurar la protección de los recursos hídricos y cumplir con los compromisos ambientales nacionales, el Estado ecuatoriano, a través del Reglamento Ambiental para Actividades Hidrocarburíferas (Decreto Ejecutivo 1215), establece que toda descarga de origen doméstico o industrial al sistema de alcantarillado o directamente a cuerpos de agua dulce debe cumplir, como mínimo, con los valores límites señalados en la Tabla 10 del mencionado reglamento [6]. En el presente estudio, se consideraron los parámetros críticos definidos en dicha normativa para evaluar la calidad del efluente tratado, cuyos límites permisibles se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1: Límites de descarga a un cuerpo de agua dulce [6].

| Parámetros                              | Expresado como       | Unidad | Límite máximo |
|-----------------------------------------|----------------------|--------|---------------|
| Conductividad                           | us                   | -      | 2500          |
| Potencial de hidrógeno                  | pH                   | -      | 5-9           |
| Sólidos Totales                         | ST                   | ppm    | 1600          |
| Compuestos fenólicos                    | Expresado como fenol | ppm    | 0.2           |
| Hidrocarburos Totales de Petróleo (TPH) | TPH                  | ppm    | 20,0          |
| Metales pesados                         | -                    | ppm    | 0.5           |
| Nitrógeno amoniacal                     | N                    | ppm    | 30            |
| Demanda Química de Oxígeno (DQO)        | DQO                  | ppm    | 120           |

En este contexto, la propuesta del presente estudio consiste en evaluar la aplicación de un sistema de electrocoagulación utilizando electrodos de aluminio y acero galvanizado como portador de zinc, para el tratamiento del lazo de reciclaje de aguas residuales de la Refinería Estatal Esmeraldas (REE), operada por EP Petroecuador. Se busca determinar la eficiencia de remoción de TPH, compuestos fenólicos y DQO, bajo condiciones de operación controladas y compararlas con los límites establecidos en la normativa ecuatoriana.

## 2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

El estudio experimental se llevó a cabo utilizando 12 muestras de agua recolectadas entre abril y mayo de 2024 en la unidad de tratamiento de efluentes de la REE. La toma de muestras se realizó conforme al procedimiento interno, basado en la norma NTE INEN 2169:2013 para aguas residuales industriales, garantizando condiciones de representatividad y estabilidad fisicoquímica adecuadas para su análisis y tratamiento EC posterior. El diagrama general del proceso seguido se presenta en la Figura 1.

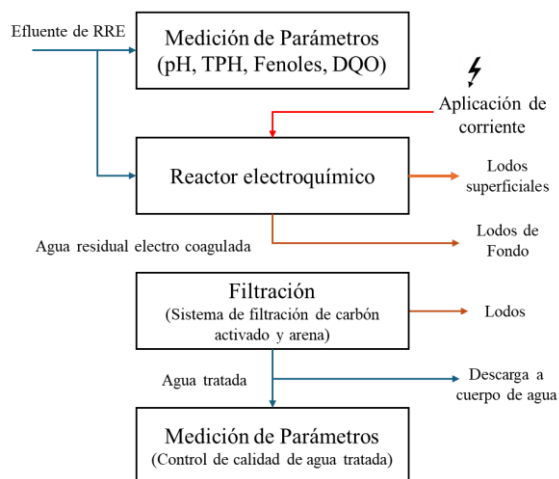


Figura 1: Diagrama de flujo del proceso

### 2.1 Medición de parámetros de calidad del agua

La medición de los parámetros de calidad del agua se realizó tanto en el efluente crudo de entrada como en el efluente tratado de salida, evaluando los indicadores de pH, hidrocarburos totales de petróleo (TPH), compuestos fenólicos y demanda química de oxígeno (DQO). Durante el período de estudio se llevaron a cabo doce (12) campañas de muestreo, en cada una de las cuales se analizaron los cuatro parámetros mencionados. El pH fue determinado utilizando el método SM 4500H+B mediante un medidor E2-040 modelo HQ11D, con un rango de medición de 4 a 10 unidades de pH y una precisión de  $\pm 0,10$  pH. La concentración de TPH se cuantificó aplicando el método SM 5520-F y ASTM D8193, utilizando el equipo TPH E3-050 (modelo ERACHECK ECO-01). La determinación de compuestos fenólicos se efectuó mediante espectrofotometría UV-Vis en un espectrofotómetro Thermo Genesys 10S E3-017, en un rango espectral de 190–1100 nm y una velocidad de escaneo de hasta 1000  $\text{nm} \cdot \text{min}^{-1}$ , conforme al método ASTM D1783. Finalmente, la DQO fue medida empleando el equipo portátil HACH DR900 E3-038, bajo el método SM 5220B, con un rango de medición de 5 a 500  $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$  y una precisión del  $\pm 4,6\%$ .

### 2.2 Proceso de electrocoagulación de efluentes de refinerías de petróleo

El tratamiento de electrocoagulación de las muestras se llevó a cabo en un reactor de vidrio de dimensiones  $20 \times 15 \times 25$  cm y un volumen efectivo de 7,5 litros. El sistema de electrocoagulación está compuesto por seis electrodos dispuestos en placas paralelas (tres ánodos de aluminio y tres cátodos de acero galvanizado), con dimensiones individuales de  $4 \times 9 \times 0,03$  cm y un área activa combinada de  $32,4 \text{ cm}^2$ .

El reactor (Figura 2) fue alimentado por una fuente de corriente continua ajustable modelo KA3005D, con rango ajustable de 0–30 V y 0–5 A, precisión de salida de voltaje  $\pm 0,01$  V y control digital de corriente. Se operando en el rango de 4500 a 6700 mA, lo que corresponde a una densidad de corriente aproximada de  $138 \text{ mA} \cdot \text{cm}^{-2}$ . Cada ensayo experimental se realizó tratando 4 litros de efluente contaminado; las condiciones de operación de temperatura de  $26^\circ\text{C}$  y 60 minutos fueron seleccionadas con base en estudios previos [22] [23].

Durante el proceso se monitoreó la formación de flóculos y la evolución de los parámetros de calidad del agua. Al concluir el tiempo de tratamiento, se apagó la fuente de corriente y se permitió la sedimentación gravitacional de los flóculos. Posteriormente, el agua residual tratada y los lodos (tanto superficiales como de fondo) fueron separados mediante filtración.

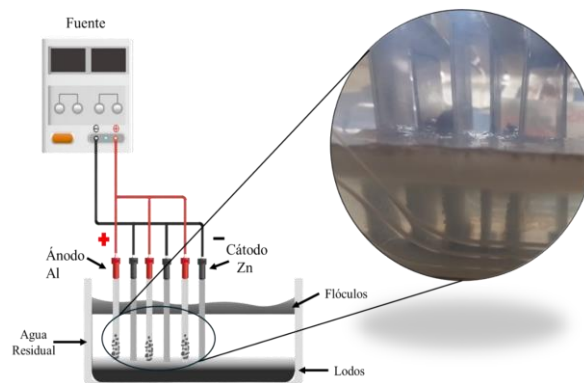


Figura 2: Representación esquemática del montaje del reactor electroquímico

### 2.3 Proceso de filtración de efluentes de agua tratada mediante electrocoagulación

El agua tratada mediante electrocoagulación fue sometida a un proceso de filtración complementaria con el objetivo de garantizar la remoción de partículas residuales. El sistema de filtración constó de tres etapas consecutivas: una primera filtración gruesa mediante papel filtro de celulosa con porosidad de 10 micras; seguida de una etapa de adsorción mediante 25 gramos de carbón activado (tamaño de partícula entre 0,8 y 1,2 mm); y finalmente una filtración por gravedad usando 30 gramos de arena sílicea lavada, con granulometría controlada entre 1,5 y 2,0 mm.

En cada ciclo de filtración se procesaron 3,8 litros de agua tratada. Posteriormente, se realizaron mediciones de

pH, hidrocarburos totales de petróleo (TPH), compuestos fenólicos y demanda química de oxígeno (DQO) en el agua filtrada, con el fin de verificar la calidad final del efluente tratado.

## 2.4 Cálculo del consumo energético

El consumo energético específico ( $E$ , en kWh/m<sup>3</sup>) un volumen tratado de 4 litros, aplicando una corriente continua de 0,7 A y un voltaje de 12 V durante un tiempo de 60 minutos. Fue determinado utilizando las siguientes expresiones:

$$P = I \times V \quad (7)$$

$$E = P \times t \quad (8)$$

$$\text{Energía específica} = \frac{E}{\text{Volumen}} \quad (9)$$

Donde:  $P$  es la potencia eléctrica;  $I$  es la corriente en amperios (A);  $V$  es el voltaje en voltios (V);  $E$  es la energía consumida en kWh y  $t$  es el tiempo en horas (h) y Volumen en metros cúbicos (m<sup>3</sup>).

## 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La caracterización inicial de los efluentes crudos de la Refinería de Esmeraldas se presenta en la Tabla 2. Los valores obtenidos para pH, hidrocarburos totales de petróleo (TPH), fenoles y demanda química de oxígeno (DQO) son consistentes con los reportados en otros estudios relacionados [22] [23].

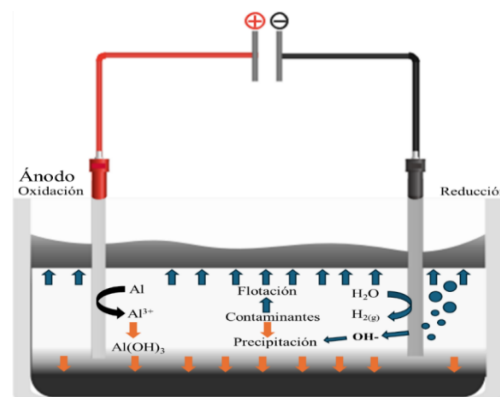
**Tabla 2: Caracterización de las muestras crudas de efluentes recolectadas en la Refinería Estatal Esmeraldas**

| Muestra | pH   | Hidrocarburos totales (TPH) | Fenoles (mgL <sup>-1</sup> ) | DQO (mgL <sup>-1</sup> ) |
|---------|------|-----------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1       | 6,93 | 27,6                        | 70,5                         | 350                      |
| 2       | 7,71 | 12,6                        | 85,5                         | 332                      |
| 3       | 7,9  | 19,6                        | 95,7                         | 424                      |
| 4       | 7,69 | 14,8                        | 104,4                        | 401                      |
| 5       | 7,33 | 20,8                        | 70,54                        | 624                      |
| 6       | 7,5  | 25,4                        | 59,31                        | 331                      |
| 7       | 7,8  | 24,8                        | 62,34                        | 451                      |
| 8       | 7,4  | 24,1                        | 86,5                         | 440                      |
| 9       | 7,36 | 24,1                        | 86,5                         | 440                      |
| 10      | 7,20 | 49,8                        | 43,68                        | 408                      |
| 11      | 7,50 | 33,2                        | 38,9                         | 213                      |
| 12      | 7,20 | 25,1                        | 21,4                         | 187                      |

Los resultados indican que las concentraciones de TPH, fenoles y DQO exceden los límites establecidos por la normativa ecuatoriana (Tabla 10, Anexo 1 del Decreto 1215 [6]), la cual establece valores máximos permisibles de 10 mg/L para TPH, 0,1 mg/L para fenoles y una

remoción mínima del 78 % de DQO para efluentes de refinerías [24] [25]. Esto muestra la necesidad de buscar tratamientos eficaces para la remoción de estos contaminantes.

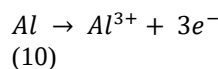
La electrocoagulación se ha planteado como una alternativa viable para la remoción de materia orgánica, metales pesados y otros contaminantes en aguas residuales industriales [26] [27] [28]. En este estudio, se empleó un reactor electroquímico con ánodos de aluminio y cátodos de acero galvanizado (zinc).



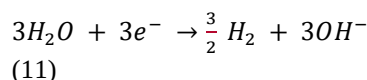
**Figura 3: Representación esquemática de los procesos electroquímicos de oxidación y reducción en un sistema de electrocoagulación utilizando electrodos metálicos**

La disolución anódica y catódica durante la electrocoagulación (Figura 3) sigue las siguientes reacciones:

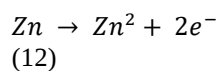
Anodización del aluminio:



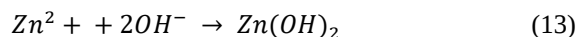
Reducción del agua en el cátodo:



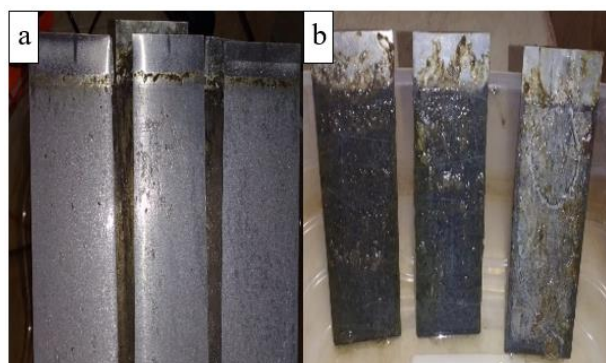
Oxidación del zinc:



Formación de flóculos de hidróxido de zinc:



La Figura 4 muestra el desgaste observado en los electrodos tras el proceso de electrocoagulación: los electrodos de aluminio presentan evidentes signos de oxidación, liberando Al<sup>3+</sup> que favorece la formación de flóculos de Al(OH)<sub>3</sub>, mientras que los electrodos de zinc exhiben depósitos de materia orgánica e hidrocarburos.



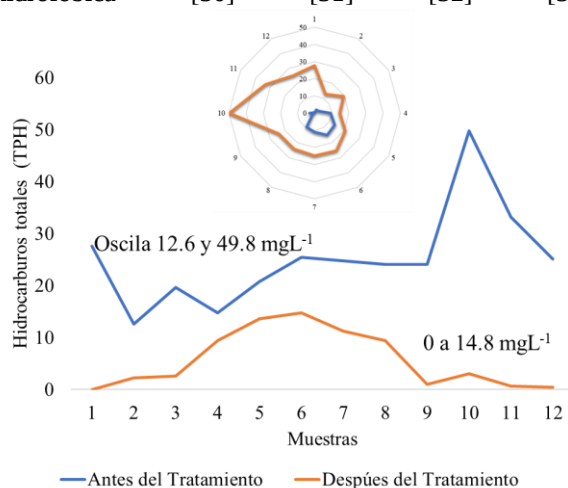
**Figura 4: Cambios en los electrodos metálicos después del proceso de electrocoagulación: (a) Electrodos de aluminio mostrando desgaste superficial debido a la liberación de iones  $\text{Al}^{3+}$ ; (b) Electrodos de zinc recubiertos con depósitos de hidrocarburos provenientes del efluente tratado**

### 3.1 Reducción de hidrocarburos totales de petróleo (TPH)

La Figura 5, muestra los perfiles de concentración de TPH antes y después de 60 minutos de tratamiento. Inicialmente, las concentraciones de TPH variaron entre 12,6 y 49,8 mg/L. Tras la electrocoagulación, los valores se redujeron a un rango de 0 a 14,8 mg/L, con una eficiencia promedio de remoción del 73,69 %. Las muestras 1, 10, 11 y 12 mostraron las reducciones más drásticas, con niveles cercanos a cero.

Como se presentó en las ecuaciones 7 y 9 la electrocoagulación implica la conversión de  $\text{Al}^{3+}$  en  $\text{Al}(\text{OH})_3$  en el ánodo y la conversión de  $\text{Zn}^{2+}$  en  $\text{Zn}(\text{OH})_2$  en el cátodo, los iones  $\text{Al}^{3+}$  reaccionan con el fenol para formar compuestos organometálicos. [29]

La eliminación de TPH se atribuye a la generación de hidróxidos metálicos que favorecen la adsorción y coagulación de hidrocarburos, dada su naturaleza hidrofóbica [30] [31] [32] [33].



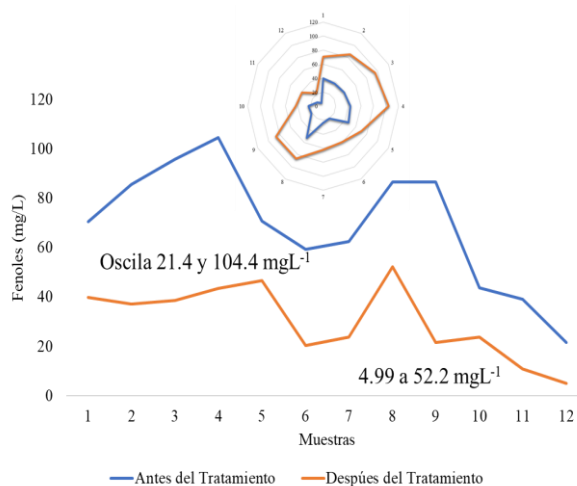
**Figura 5: Comparación del perfil de degradación de THP antes y después del proceso de electrocoagulación por 60 minutos**

Comparativamente, otros estudios como los de Pérez y colaboradores reportan remociones de hasta 98 % tras 30 días de tratamiento combinado electroquímico-biológico, mientras que procesos puramente biológicos, como el de Chang y colaboradores, lograron solo un 55 % de remoción en 60 días [34] [35]. Estos resultados destacan la superioridad de la electrocoagulación en términos de eficiencia y rapidez.

### 3.2 Reducción de fenoles

La Figura 6 muestra la reducción de fenoles tras 60 minutos de tratamiento. Las concentraciones iniciales, entre 21,4 y 104,4 mg/L, disminuyeron a valores entre 4,99 y 52,2 mg/L, logrando una eficiencia promedio de remoción del 57,54 %. Esta eficiencia, inferior a la obtenida para TPH, se explica por la mayor polaridad y solubilidad de los fenoles en agua.

La variabilidad en los resultados sugiere que factores como la concentración inicial de fenoles y la presencia de otros contaminantes pueden influir en la efectividad del proceso. También, autores como Abdelwahab utilizó un recipiente rectangular de plexiglás de dimensiones (25 cm × 25 cm × 30 cm) como celda electroquímica de un baño de agua termostático para controlar la temperatura, los experimentos se llevaron a cabo a un pH 7 para una concentración inicial de fenol de 50 mg L<sup>-1</sup> en presencia de 2 g L<sup>-1</sup> de NaCl, la densidades de corriente fueron de 6,4; 12,9; 19,3 y 23,6 mA cm<sup>-2</sup>, alcanzando un porcentaje de remoción de 84, 88, 95 y 97% respectivamente durante dos (2) horas de tratamiento. Donde se concluyó que la electrocoagulación con electrodos de aluminio eliminaba el 97% del fenol de las aguas residuales de las refinerías de petróleo [36], este valor es superior al obtenido en nuestro estudio debido a que el tiempo de exposición es mayor-



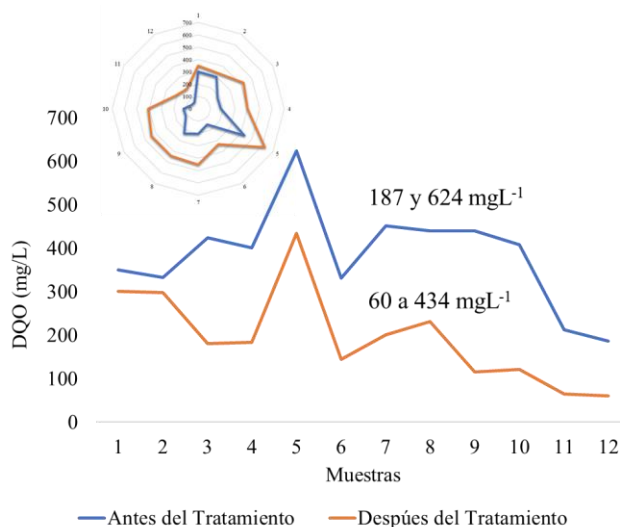
**Figura 6: Comparación del perfil de degradación de fenoles antes y después del proceso de electrocoagulación por 60 minutos**

La remoción de fenoles ocurre mediante la formación de complejos organometálicos entre  $\text{Al}^{3+}$  y fenoles [29] [37] [38] [39]. Esto se atribuye al hecho de que a

densidades de corriente altas y tiempos de exposición prolongados la disolución del electrodo anódico aumenta de acuerdo con la ley de Faraday, los hidróxidos de aluminio resultantes producen más lodos con la consiguiente eliminación significativa de fenol debido a la coagulación de barrido [40] [41] [42].

### 3.3 Reducción de Demanda Química de Oxígeno (DQO)

La Fig. 7 presenta los resultados para la DQO. Las concentraciones iniciales variaron entre 187 y 624 mgL<sup>-1</sup>, reduciéndose a un rango de 60 a 434 mgL<sup>-1</sup> después del tratamiento, con una eficiencia promedio de remoción del 50,61 %, la más baja entre los parámetros evaluados.



**Figura 7: Comparación del perfil de degradación de DQO antes y después del proceso de electrocoagulación por 60 minutos**

La eliminación de DQO se produce por la formación de flóculos de  $\text{Al}(\text{OH})_3$ , los cuales aglomeran y sedimentan materia orgánica [43] [44] [45]. Aunque efectiva, la reducción moderada de DQO indica que puede ser necesario complementar la electrocoagulación con procesos adicionales, como coagulación química o filtración multilecho. Comparativamente, El-Naas en su trabajo del 2009 reportó una remoción de 98,9 % de DQO utilizando electrodos de aluminio frente al 85,6 % alcanzado con acero inoxidable [46].

### 3.4 Consumo energético

El tratamiento de 4 litros de efluente bajo las condiciones evaluadas resultó en un consumo energético específico de 2,1 kWh/m<sup>3</sup>. Este valor es significativamente menor al reportado por Butler (5,768 kWh/m<sup>3</sup>) [20], indicando una mayor eficiencia energética atribuible al uso de corriente moderada y tiempo de tratamiento optimizado. Otros estudios, como el de Saeedi Pikaar en el 2011, también han reportado mejoras en la remoción de contaminantes mediante el uso de electrodos de óxidos metálicos mixtos [47] [48], aunque se enfatiza la importancia de evaluar la estabilidad a largo plazo de los electrodos [49].

Finalmente, bajo condiciones optimizadas, Jawad y colaboradores en 2019 lograron eliminaciones de hasta 100 % de DQO y 99,12 % de fenoles utilizando electrodos de grafito, aunque a un mayor consumo energético (59,9 kWh/kg) [50].

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proceso de electrocoagulación utilizando ánodos de aluminio y un cátodo de zinc demostró ser efectivo para la remoción de contaminantes en los efluentes de la Refinería de Esmeraldas (REE). Se obtuvo una eficiencia promedio de reducción del 73,69 % para hidrocarburos totales de petróleo (TPH); 57,54 % para fenoles y 50,61 % para la demanda química de oxígeno (DQO), bajo condiciones de operación de pH cercano a 7,46, densidad de corriente de 138 mA/cm<sup>2</sup> y un tiempo de tratamiento de 60 minutos, con un consumo energético específico de 2,1 kWhm<sup>-3</sup>.

Comparado con tratamientos convencionales, como la biodegradación o biofiltración, que requieren tiempos prolongados (30 a 60 días) y presentan eficiencias de remoción de TPH en el rango de 55 – 68 %, la electrocoagulación mostró un desempeño superior en tiempos significativamente más cortos. Sin embargo, al contrastarlo con estudios optimizados de electrocoagulación que alcanzan remociones mayores al 90 % bajo densidades de corriente elevadas y mayores tiempos de operación, se evidencia que las condiciones de operación evaluadas en este estudio aún tienen margen de mejora como la modificación de pH en la celda electroquímica.

La variabilidad en la eficiencia de remoción observada entre las diferentes muestras refleja la influencia crítica de la composición inicial del efluente relacionada directamente con la variabilidad de condiciones operativas del proceso de refinería. Esto señala la necesidad de estudios adicionales de homogenización de parámetros en el efluente. Lo que llevará a una mejor estandarización de parámetros de la celda electroquímica como pH, intensidad de corriente, disposición de electrodos y tiempo de tratamiento, así como el análisis de la estabilidad y desgaste de los electrodos a largo plazo.

El sistema estudiado demostró una adecuada eficiencia energética comparada con otros reportes de la bibliografía, lo que respalda su potencial para aplicaciones industriales. No obstante, aspectos como la gestión de los lodos generados, la durabilidad de los materiales electrodos y la eficiencia del tratamiento en condiciones de operación continua deben ser abordados en investigaciones futuras para garantizar la sostenibilidad y escalabilidad del proceso.

## 5. AGRADECIMIENTOS

Se agradece a la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador y al Grupo de Investigación en

Ingeniería de Procesos (GIIP) de la Facultad de Ingeniería Química de la UCE.

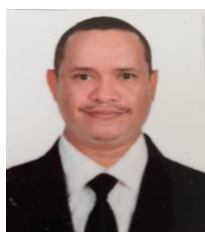
## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Wang, M. G. Smit, Y. Verhaegen, T. M. Nolte, A. D. Redman, A. J. Hendriks y M. Hjort, «Petroleum refinery effluent contribution to chemical mixture toxic pressure,» *Chemosphere*, vol. 311, p. 137127, 2023.
- [2] World Bank Group, «Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para la refinación del petróleo,» Corporación Financiera Internacional, 2007.
- [3] B. M. E. Canchingre, Q. G. Mosquera, P. M. Morales y R. V. Galán, «La gestión de los residuos líquidos empresariales de la refinería estatal esmeraldas, república del ecuador,» *CIGET*, n° 3, pp. 42-56, 2016.
- [4] J. Wang, L. S. Lautz, T. M. P. L. Nolte, K. R. Koopman, R. S. Leuven y A. J. Hendriks, «Towards a systematic method for assessing the impact of chemical pollution on ecosystem services of water systems,» *Journal of Environmental Management*, vol. 281, p. 111873, 2021.
- [5] L. Posthuma, M. C. Zipp, D. De Zwart, D. Van de Meent, L. Globevnik, M. Koprivsek, A. Focks, J. Van Gils y S. Birk, «Chemical pollution imposes limitations to the ecological status of European surface waters,» *Scientific Report*, vol. 10, p. 14825, 2020.
- [6] Ministerio del Ambiente, Agua, y Transición Ecológica, Anexo 1 Decreto Ejecutivo 1215: REVISION DEL ANEXO 1 DEL LIBRO VI DEL TEXTO UNIFICADO DE LEGISLACION SECUNDARIA DEL MINISTERIO, Quito ecuador : GOB-EC, 2010.
- [7] C. DAMIAN, «Environmental pollution in the petroleum refining industry,» *Ovidius University Annals of Chemistry*, vol. 24, n° 2, pp. 109-114, 2013.
- [8] S. Shailja y Shikha, «Treatment and Recycling of Wastewater from Oil Refinery/Petroleum Industry,» *Advances in Biological Treatment of Industrial Waste Water and their Recycling for a Sustainable Future*, p. 303–332, 2018.
- [9] X. Li, «Development in electrochemical technology for environmental wastewater treatment,» *International Journal of Electrochemical Science*, vol. 17, n° 12, p. 2212110, 2022.
- [10] C. A. Martínez-Huitle, «Environment-Friendly Electrochemical Processes,» *Materials*, vol. 14, n° 6, p. 1548, 2021.
- [11] H. E.-N. S. A.-Z. A. A.-L. Muftah, «Treatment of Petroleum Refinery Wastewater by Continuous Electrocoagulation,» *International Journal of Engineering Research & Technology*, vol. 2, n° 10, pp. 2144- 2150, 2013.
- [12] M. P. & P. P. D. & S. M. Kumar y col., *Electrocoagulation Based Treatment of Water and Wastewater Overview and Applications*, Elsevier, 2024.
- [13] Y.-J. & H. C.-Y. & L. S.-L. Liu y col., «Direct and indirect electrochemical oxidation of amine-containing pharmaceuticals using graphite electrodes,» *Hazardous Materials*, vol. 366, n° 15, pp. 592-605, 2019.
- [14] C. Comninellis, «Electrocatalysis in the electrochemical conversion/combustion of organic pollutants for waste water treatment,» *Electrochimica Acta*, vol. 39, n° 11-12, pp. 1857-1862, 1994.
- [15] J. S. Al-Marri, A. B. Abouedwan, M. I. Ahmad y N. Bensalah, «Electrocoagulation using aluminum electrodes as a sustainable and economic method for the removal of kinetic hydrate inhibitor (polyvinyl pyrrolidone) from produced wastewaters,» *Frontiers*, vol. 23, p. 1305347, 2023.
- [16] C. A. Martínez-Huitle y M. Panizza, «Electrochemical oxidation of organic pollutants for wastewater treatment,» *Current Opinion in Electrochemistry*, vol. 11, pp. 62-71, 2018.
- [17] D. E. B. Million, «Studies on electrode combination for COD removal from domestic wastewater using electrocoagulation,» *Heliyon*, vol. 7, n° 12, p. e08614., 2021.
- [18] A. Kadier, Z. Al-Qodah, G. Kurtoglu, D. Song, J. Peralta, J. Ying, C. Phalakornkule, M. Bajpai, M. Noorzalila, V. Gilhotra, M. Ebba, Q. Ma y C. Chiedo, «A state-of-the-art review on electrocoagulation (EC): An efficient, emerging, and green technology for oil elimination from oil and gas industrial wastewater streams,» *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, vol. 6, p. 100274, 2022.
- [19] A. A. Moneer, W. M. Thabet, M. Khedawy, M. M. El-Sadaawy y N. A. Shaaban, «Electrocoagulation process for oily wastewater treatment and optimization using response surface methodology,» *Environmental Science and Technology*, p. 13859–13872, 2023.
- [20] E. Butler, Y.-. H. R. Tse, L. Y. Yu, M. Suleiman y A. Ahmad, «Electrocoagulation in Wastewater Treatment,» *Water*, vol. 3, n° 2, pp. 495-525, 2011.
- [21] C. C. Almeida, P. R. F. d. Costa, M. J. d. M. Melo, E. V. d. Santos y C. A. Alberto, «Application of Electrochemical Technology for Water Treatment of Brazilian Industry Effluents,» de la Sociedad Química de México, vol. 58, n° 3, pp. 276-286, 2014.

- [22] S. Ye y N. Li, «Comparison of Electrochemical Treatment of Petroleum Refinery Effluents Using Electrooxidation, Electrocoagulation and Electrophenton Process,» *ELECTROCHEMICAL SCIENCE*, vol. 11, n° 7, p. 6173 – 6182, 2016.
- [23] L. S. Perez, O. M. Rodriguez, S. Reyna, J. L. Sánchez-Salas, J. D. Lozada, M. A. Quiroz y E. R. Bandala, «Oil refinery wastewater treatment using coupled electrocoagulation and fixed film biological processes,» *Physics and Chemistry of the Earth*, vol. 91, pp. 53 - 60, 2016.
- [24] Presidencia de la Republica del Ecuador, «REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA NORMA DE CALIDAD AMBIENTAL,» Ecuador, 2017.
- [25] P. R. G. Sánchez y G. K. J. García, «WASTEWATER TREATMENT OF INDUSTRIAL LOADS WITH ADVANCED OXIDATION IN CONVENTIONAL SYSTEMS,» *La Granja*, vol. 27, n° 1, pp. 101-109, 2018.
- [26] T. Ahmed, H. B. M. Rahman, M. H. Khan, A. Ahsan, N. Islam, M. El-Sergany, M. Shafiquzzaman, M. Imteaz y N. Al-Ansari, «Evaluation of the impacts of seawater integration to electrocoagulation for the removal of pollutants from textile wastewater,» *Environmental Sciences Europe*, vol. 36, n° 77, 2024.
- [27] S. M. Didar-Ul Islam, «Electrocoagulation (EC) technology for wastewater treatment and pollutants removal,» *Sustainable Water Resources Management*, vol. 5, pp. 359–380, 2019.
- [28] P. B. Bhagawati, F. Y. AlJaberi, S. A. Ahmed, A. Kadier, H. H. Alwan, S. K. Ajjam, C. B. Shivayogimath y B. R. Babu, «Electrocoagulation Technology for Wastewater Treatment: Mechanism and Applications,» *Advanced Oxidation Processes in Dye-Containing Wastewater*, p. 305–318, 2022.
- [29] R. Alam, M. Sheob, B. Saeed, K. S. Ullah, M. Shirinkar, Z. Frontistis, F. Basheer y I. H. Farooqi, «Use of Electrocoagulation for Treatment of Pharmaceutical Compounds in Water/Wastewater: A Review Exploring Opportunities and Challenges,» *Water*, vol. 13, n° 15, p. 2105, 2021.
- [30] E. Mohamed y R. Nassef, «Coagulation: The metal ions react with the hydrocarbons, neutralizing their charge and causing them to aggregate into larger particles. This process is known as coagulation,» *Petroleum and Gas Engineering*, vol. 5, n° 3, p. Mohamed, 2014.
- [31] J. Craggs y R. Park, «Electrocoagulation for cost-effective wastewater treatment,» *National Institute of Water and Atmospheric Research*, n° 1-23, 2019.
- [32] N. Drouiche, S. Aoudj, M. Hecini, N. Ghaffour, H. Lounici y N. Mameri, «Study on the treatment of photovoltaic wastewater using electrocoagulation: Fluoride removal with aluminium electrodes—Characteristics of products,» *Hazardous Materials*, vol. 169, pp. 65-69, 2009.
- [33] R. Muttaqin, R. Ratnawati, S. Slamet y col., «Batch electrocoagulation system using aluminum and stainless steel 316 plates for hospital wastewater treatment,» *International Bioprocessing Association Subject Conference*, vol. 963, p. 012056, 2022.
- [34] W. Chang, L. Whyte y S. Ghoshal, «Comparison of the effects of variable site temperatures and constant incubation temperatures on the biodegradation of petroleum hydrocarbons in pilot-scale experiments with field-aged contaminated soils from a cold regions site,» *Chemosphere*, vol. 82, n° 6, pp. 872-878, 2011.
- [35] E. Zamudio-Pére, E. R. Bandala, L. C. Fernandez y L. G. Torres, «Surfactant Enhanced Washing of Soil Contaminated with Petroleum Hydrocarbons and Treatment of Produced Wastewaters Using a Biofilter,» *Environmental Treatment Techniques*, vol. 1, n° 2, pp. 110-116, 2013.
- [36] O. Abdelwahab, N. K. Amin y E.-S. Z. El-Ashtoukhy, «Electrochemical removal of phenol from oil refinery wastewater,» *Hazardous Materials*, vol. 163, n° 2-3, pp. 711-6, 2009.
- [37] M. A. Sadik, «A Review of Promising Electrocoagulation Technology for the Treatment of Wastewater,» *Advances in Chemical Engineering and Science*, vol. 9, pp. 109-126, 2019.
- [38] V. M. Crespo, *QUÍMICA ORGANOMETÁLICA*, Barcelona: Universidad de Barcelona, 2023.
- [39] T. Priya, B. K. Mishra y P. M. N. Vara, «Physico-chemical techniques for the removal of disinfection by-products precursors from water,» *de Disinfection By-products in Drinking Water*, Butterworth Heinemann, 2020, pp. 23-58.
- [40] G. Zhen-Ren, G. Zhang, J. Fang y X. Dou, «Enhanced chromium recovery from tanning wastewater,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 14, n° 1, pp. 75-79, 2006.
- [41] A. Golder, A. Samanta y S. Ray, «Removal of trivalent chromium by electrocoagulation,» *Separation and Purification Technology*, vol. 53, n° 1, pp. 33-41, 2007.
- [42] H. M. Mateus, J. Barba-Ortega y M. Rincón-Joya, «Comportamiento en la curva de la corriente eléctrica cambiando el área de anodizado,» *Respuestas*, vol. 25, n° 2, pp. 117-124, 2020.
- [43] M. C. Area, S. A. Ojeda, O. M. Barboza, D. I. Bengoechea y F. E. Felissia, «Tratamientos aplicables para la reducción de la DQO

recalcitrante de efluentes de pulpos quimimécnicos y semiquímicos(revisión),» Revista de Ciencia y Tecnología, vol. 13, 2010.

- [44] M. Ebba, P. Asaithambi y E. Alemayehu, «Development of electrocoagulation process for wastewater treatment: optimization by response surface methodology,» Heliyon, vol. 8, n° 5, p. e09383., 2020.
- [45] R. M. A. López, O. O. P. Castellanos, R. F. Lango, C. M. C. Castañeda, M. J. Montoya, V. C. A. Sosa, M. B. Ortiz y col, «Advanced Oxidation as an Alternative Treatment for Wastewater. A Review,» Enfoque, vol. 12, n° 4, pp. 76-87, 2020.
- [46] M. H. El-Naas, S. Al-Zuhair, A. Al-Lobanay y S. Makhoulf, «Assessment of electrocoagulation for the treatment of petroleum refinery wastewater,» Environ Manage, vol. 91, n° 1, pp. 180-185, 2009.
- [47] M. Saeedi y A. Khalvati-Fahlyani, «Treatment of Oily Wastewater of a Gas Refinery by Electrocoagulation Using Aluminum Electrodes,» Water Environmental Federation, vol. 83, n° 2, pp. 256-264, 2011.
- [48] I. Pikaar, R. A. Rozendal, Z. Yuan, J. Keller y K. Rabaey, «Electrochemical sulfide oxidation from domestic wastewater using mixed metal-coated titanium electrodes,» Water Research, vol. 45, n° 17, pp. 5381-5388, 2011.
- [49] R. Souza y L. Ruotolo, «Electrochemical treatment of oil refinery effluent using boron-doped diamond anodes,» Environmental Chemical Engineering, vol. 1, n° 3, pp. 544-551, 2013.
- [50] S. S. Jawada y A. H. Abbar, «Treatment of petroleum refinery wastewater by electrochemical,» Al-Qadisiyah Journal for Engineering Sciences, vol. 12, p. 144-150, 2019.



**Napoleón Padilla.** - Nació en Esmeraldas, Ecuador, en 1980. Es Ingeniero Químico por la Universidad Central del Ecuador (2006), Magíster en Administración de Empresas por la Universidad Técnica Luis Vargas Torres, en 2013 y Máster en Ingeniería

Química por la Universidad Central del Ecuador, en 2025. Actualmente cursa el doctorado en Administración Gerencial en la Universidad Benito Juárez García, México. Su investigación se centra en el tratamiento de aguas residuales de la industria petrolera mediante procesos electroquímicos. Se desempeña como jefe de Tratamiento de Aguas y Efluentes en la Refinería Estatal Esmeraldas de EP Petroecuador.



**Morayma Muñoz Borja.** - Nació en Quito, Ecuador, en 1992. Recibió su título de Ingeniera Química en la Universidad Central del Ecuador en 2017. Obtuvo el título de Máster en Ingeniería Química en la Universidad de Alicante, en 2020, y el título de Máster en Sistemas Integrados de Gestión en la Universidad Alfonso X el Sabio, en 2023. Actualmente cursa estudios de doctorado en la Universidad de Alicante. Sus áreas de investigación se centran en pirólisis analítica y fenómenos de transporte.



**Grace Morillo Chandi.** - Nació en Ibarra, Ecuador, en 1988. Recibió su título de Ingeniera Química en la Universidad Central del Ecuador en 2012. Obtuvo el título de Magister en Administración y Gerencia Organizacional en la Universidad de las Américas, en 2021.

Actualmente cursa estudios de doctorado en la Universidad de Investigación e Innovación de México. Sus áreas de investigación se centran en hidrocarburos y educación.



**Marco Rosero Espín.** - Nació en Esmeraldas, Ecuador, en 1978. Recibió su título de Ingeniero Químico en la Universidad Central del Ecuador en 2008. Obtuvo el título de Doctor en la Universidad de Alicante, España, en 2025. Sus áreas de investigación se enfocan en

los procesos térmicos aplicados al tratamiento de materiales y en el estudio de sistemas electroquímicos para aplicaciones ambientales y energéticas.

# Adaptive Load Shedding Strategy for Power Systems Based on Linear Regression

## Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal

F.G. Villacrés<sup>1</sup>  0000-0002-5725-7312 M.S. Chamba<sup>1</sup>  0000-0001-6843-7151  
A.A. Torres<sup>1</sup>  0009-0009-4670-8702 C.X. Lozada<sup>2</sup>  0000-0002-6036-3124

<sup>1</sup>Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Esmeraldas, Ecuador

E-mail: [fgvillacres@pucese.edu.ec](mailto:fgvillacres@pucese.edu.ec), [aattoresc@pucese.edu.ec](mailto:aattoresc@pucese.edu.ec), [mschamba@pucese.edu.ec](mailto:mschamba@pucese.edu.ec)

<sup>2</sup>Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo, Operador Nacional de Electricidad - CENACE, Quito, Ecuador

E-mail: [clozada@cenace.gob.ec](mailto:clozada@cenace.gob.ec)

### Abstract

The balance between generation and demand is essential for frequency stability in electrical power systems. However, the increasing penetration of intermittent renewables has reduced the inertia of the system, exposing limitations in traditional frequency control schemes. To meet this challenge, an adaptive load relief scheme, based on the rate of change of frequency (ROCOF) and equivalent inertia, optimized by linear regression to enhance the system's response to contingencies, is suggested. The proposal is validated in the IEEE system of 39 bars, assessing N-1 contingencies and different levels of inertia. This research work demonstrates that the proposed scheme allows a more efficient frequency recovery with less load disconnection, surpassing conventional methods. In addition, the adaptive approach strengthens the resilience of the system, making it more flexible without compromising operational stability. This study highlights the need for smart, data-driven solutions to strengthen the stability of electricity systems, ensuring a safer and more sustainable supply in the context of adaptive electricity systems

### Resumen

El equilibrio entre generación y demanda es esencial para la estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. Sin embargo, la creciente penetración de energías renovables intermitentes ha reducido la inercia del sistema, exponiendo limitaciones en los esquemas tradicionales de control de frecuencia. Para afrontar este desafío, se sugiere un esquema de alivio de carga adaptativo, basado en la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y la inercia equivalente, optimizado mediante regresión lineal para poder potenciar la respuesta del sistema ante contingencias. La propuesta se valida en el sistema IEEE de 39 barras, valorando contingencias N-1 y distintos niveles de inercia. Este trabajo de investigación demuestra que el esquema propuesto permite una recuperación más eficiente de la frecuencia con una menor desconexión de carga, superando los métodos convencionales. Además, el enfoque adaptativo fortalece la resiliencia del sistema, haciéndolo más flexibles sin comprometer la estabilidad operativa. Este estudio resalta la necesidad de soluciones inteligentes y basadas en datos para reforzar la estabilidad de los sistemas eléctricos, garantizando un suministro más seguro y sostenible en el contexto de los sistemas eléctricos adaptativos

**Index terms**— Adaptive load shedding, frequency stability, inertia, linear regression, ROCOF.

**Palabras clave**— Deslaste de carga adaptativo, estabilidad de frecuencia, inercia, regresión lineal, ROCOF.

Recibido: 31-03-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Villacrés, G; Torres, A; Chamba, S; Lozada, C. (2025). "Estrategia Adaptativa para el Alivio de Carga en Sistemas Eléctricos de Potencia Basada en Regresión Lineal". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 62-69.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.701>

© 2025 Autores



Esta publicación está bajo una licencia internacional Creative Commons Reconocimiento – No Comercial 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>)



## 1. INTRODUCCIÓN

La estabilidad del sistema de potencia se define como la capacidad del sistema para mantenerse en un estado de equilibrio operativo bajo parámetros normales y para adaptarse hacia un estado de equilibrio aceptable después de una perturbación [1]. Un sistema de potencia puede volverse vulnerable a problemas de inestabilidad cuando opera cerca de sus límites físicos [2]; si estos problemas no se controlan, pueden derivar en un colapso parcial o incluso total del sistema. Tradicionalmente, la estabilidad del sistema de potencia se clasifica en tres tipos: estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia [1].

La estabilidad de frecuencia está vinculada con el equilibrio entre la generación de energía y la demanda eléctrica. Cuando se produce una variación en la generación, se genera una desviación en la frecuencia del sistema, lo que puede llevar a valores fuera de los rangos seguros de operación [2]. Para mantener la estabilidad, se implementan controladores de potencia-frecuencia que ajustan el equilibrio entre la generación y la demanda, asegurando que la frecuencia se sostenga dentro de los límites operativos adecuados [2].

El control de potencia-frecuencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario [1]. La principal diferencia entre estos niveles radica en sus rangos de tiempo de operación y las variables asociadas. El control primario tiene como objetivo restringir la desviación de frecuencia durante una contingencia, recuperando el equilibrio entre la generación de energía y la demanda eléctrica al llevar el sistema a un nuevo punto de operación, donde la frecuencia se desvía del valor nominal [3]. Este control opera dentro de un intervalo de tiempo 2 a 30 segundos. La respuesta de frecuencia primaria es producto de la interacción entre la inercia de los generadores, el amortiguamiento de la carga, los reguladores de velocidad y otros dispositivos que proveen energía al sistema, como los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) [3].

El control secundario actúa en un rango de tiempo de 30 segundos a 10 minutos [3]. Funciona dentro del área de control, tomando en consideración tanto la frecuencia como el intercambio de potencia con áreas vecinas y se implementa a través del Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés). Finalmente, el control terciario actúa en un margen de tiempo superior a 10 minutos, su función abarca un sistema eléctrico de gran escala, buscando una distribución óptima de la carga para garantizar reservas de energía suficientes [3]. En el transcurso de la operación del sistema eléctrico de potencia (EPS), pueden presentarse situaciones en las que los desbalances entre la potencia generada y la potencia consumida sean significativamente pronunciados. En estos casos, las válvulas mecánicas controladas por los reguladores pueden responder demasiado lento, lo que impide corregir la desviación antes de que la frecuencia exceda los límites operativos aceptables. Esto podría

vulnerar la seguridad del sistema y provocar daños en las unidades de generación [1]-[4]. Para mitigar estos riesgos, se implementan estrategias correctivas como la reducción de carga controlada por sub-frecuencia o la desconexión de generación, con el objetivo de evitar daños en las máquinas generadoras y prevenir el colapso del sistema [1].

Las estrategias de alivio de carga pueden dividirse en tres categorías: convencional, computacional y adaptativa [5]. Estas categorías aplican el valor de la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) para la aplicación de sus algoritmos. Se han investigado estrategias basadas en ROCOF con el objetivo de mejorar los resultados, permitiendo identificar la cantidad mínima de carga que debe desconectarse en escenarios críticos [5].

Con la caracterización de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) en escenarios de contingencias N-1, en el sistema IEEE de 39 barras, identificada en la referencia [6], la referencia [7] propone un esquema de alivio de carga. Este esquema considera un espacio de contingencias N-1 para evaluar la respuesta dinámica de la frecuencia, con el objetivo de determinar los ajustes adecuados para los relés de baja frecuencia activados por la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF).

En la referencia [8], mediante sus resultados se muestra que sin un esquema adaptativo, la presencia de alta generación renovable provoca una rápida caída de frecuencia y afectar al EPS. En contraste, al aplicar el EAC adaptativo, permite que el sistema recupere el equilibrio desconectando solo la carga necesaria. Uno de los elementos clave en esta metodología es el factor de corrección para adaptar la cantidad de carga a desconectar dependiendo del nivel de generación no inercial presente.

En la referencia [9] se propone un enfoque de deslastre adaptativo, basado en el estándar IEC 61850 y empleando la protección FROCOF (Fast Rate of Change of Frequency), para permitir una respuesta más rápida ante variaciones en la frecuencia. Los resultados obtenidos demuestran que el EAC adaptativo fue optimizado.

En la referencia [10] se propone un enfoque de alivio de carga por sub-frecuencia (UFLS), el modelo propuesto calcula el ROCOF del Centro de Inercia de manera descentralizada, sin necesidad de utilizar PMUs en todos los generadores, lo que lo hace más accesible y flexible para diversas configuraciones de red.

Cuando el sistema opera con bajos niveles de inercia, las reservas de regulación primaria de frecuencia pueden no ser suficientes para mantener la frecuencia por encima del umbral de alivio de carga por baja frecuencia. Estos cambios en el sistema requieren una evaluación en tiempo real de la respuesta en frecuencia [1]. En este contexto, se propone una estrategia de alivio de carga adaptativo que tome decisiones basadas en la predicción

de la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), utilizando las primeras muestras de frecuencia y los resultados establecidos en [7].

A diferencia de los esquemas convencionales esta propuesta representa una mejora frente a las investigaciones mencionadas en [7], [8] y [10], ya que no depende exclusivamente de la detección post falla, sino que también anticipa el ROCOF. Además, incorpora un índice de precisión para evaluar la efectividad del modelo predictivo, elemento ausente en estudios anteriores.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS

### 2.1 Modelo de Respuesta de Frecuencia

El modelo de respuesta de frecuencia del sistema permite calcular la respuesta dinámica de la frecuencia cuando ocurre un desequilibrio entre generación y carga. Generalmente, este método incorpora una turbina, un regulador de velocidad, un generador síncrono y una carga [11]. Se han propuesto modelos más completos que incorporan el efecto del Control Automático de Generación (AGC), el esquema de desacople de carga por subfrecuencia (UFLS), parques eólicos, plantas de energía solar, dispositivos FACTS e incluso motores de inducción.

En [11] se emplea un modelo reducido de primer orden que permite representar diversas tecnologías de generación con reguladores de velocidad significativamente diferentes, a partir de las siguientes variables: desequilibrio de carga  $\Delta P_0$ , regulación del sistema  $R_i$  y amortiguamiento de la carga  $D$ . Se considera que la capacidad dinámica disponible es una fracción  $F_i$  de la capacidad de reserva inmediata, mientras que la fracción complementaria  $1 - F_i$  se modela como un retardo de primer orden con una constante de tiempo  $T_i$ . Además,  $K_{mi}$  representa una constante de ganancia asociada a la reserva giratoria de los generadores,  $H_{eq}$  es la inercia equivalente del sistema, y  $D$  representa el amortiguamiento de la carga. El modelo propuesto, considerando  $N$  generadores, se ilustra en Figura 1.

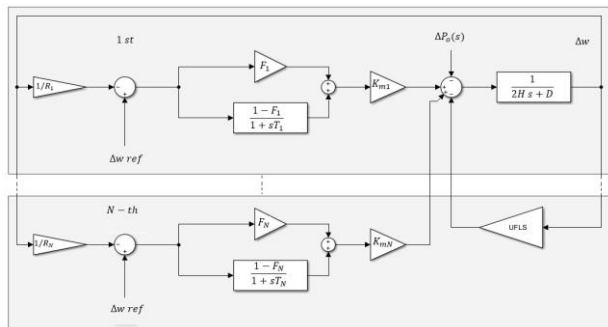


Figura 1: Modelo de primer orden para la respuesta dinámica de la frecuencia

La inercia equivalente del sistema se calcula como la suma del producto de la inercia  $H_i$  por la potencia nominal  $S_i$  de cada generador, dividida por la potencia base del sistema  $S_{sys}$ , de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$H_{eq} = \frac{(\sum_{i=1}^N H_i \cdot S_i)}{(S_{sys})} \quad (1)$$

En el presente estudio se considera perturbaciones del tipo N-1 en generadores, por lo cual, es necesario considerar la afectación en el cálculo de la inercia equivalente de la ecuación 1 para la aplicación del modelo de la Figura 1.

### 2.2 Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF)

La tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) se usa para caracterizar la estabilidad del sistema, en el caso de estudio se consideró con una ventana de tiempo de 500ms, tal como se recomienda en la referencia [12]:

$$ROCOF = \frac{\Delta P}{S} \cdot \frac{f}{2H} \quad (2)$$

donde:

- $\Delta P$  es el desequilibrio de potencia
- $f$  es la frecuencia nominal,
- $H$  es la inercia total después de la perturbación,
- $S$  es la potencia nominal del sistema.

### 2.3 Base de Datos

Para la creación de la base de datos, se generan perturbaciones mediante la desconexión de generadores, provocando contingencias N-1 a partir de escenarios de despacho óptimo iniciales, según lo establecido en [6]. Para el desarrollo de este estudio, se utilizó la base de datos presentada en [7], la cual se detalla a continuación:

Para la elaboración de la base de datos, se identifican  $p$  variables numéricas dentro de un conjunto de  $n$  elementos, los cuales pueden estructurarse en una matriz  $X$  de dimensión  $n \times p$ . Esta matriz es fundamental para el análisis de datos y la identificación de patrones existentes.

La base de datos requerida incluye las siguientes variables: tasa de cambio de frecuencia  $ROCOF$ , inercia equivalente antes del evento  $H_{pre}$ , inercia equivalente después de la contingencia  $H_{pos}$ , potencia de generación perdida  $P_{out}$  y el valor mínimo de frecuencia alcanzado NADIR, como se muestra a continuación:

$$X: \begin{pmatrix} ROCOF_1 & H_{pre} & H_{pos} & P_{out} & NADIR \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ ROCOF_n & H_{pre_n} & H_{pos_n} & P_{out_n} & NADIR_n \end{pmatrix}_{n \times p} \quad (3)$$

### 3. METODOLOGÍA

Para analizar la relación entre la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF), es fundamental disponer de un conjunto de datos que capture el comportamiento dinámico del sistema en el instante de una contingencia. Para ello, se tomó como referencia la investigación presentada en.

Este conjunto de datos se generó mediante simulaciones en un sistema de prueba basado en el modelo IEEE de 39 barras [13]. La modificación aplicada consistió en el aumento del número de generadores sin alterar el flujo de potencia del sistema original, con el objetivo de mejorar la sensibilidad del estudio.

La Figura 2 muestra el flujograma de la metodología propuesta para el desarrollo de este estudio, destacando en gris el trabajo previo establecido en [7].



Figura 2: Flujograma de la metodología

#### 3.1 Normalización de Datos

Para garantizar que las variables estén en la misma escala, se normalizan utilizando la ecuación:

$$X_{norm} = \left( \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \right) \quad (4)$$

Donde:

- $X$  es el valor original de la variable,
- $X_{max}$  y  $X_{min}$  son los valores mínimo y máximo del conjunto de datos.

#### 3.2 Cálculo de la Matriz de Correlación

La matriz de correlación entre variables se obtiene con el coeficiente de Pearson:

$$R_{xy} = \left( \frac{\sum (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum (X_i - \bar{X})^2 \sum (Y_i - \bar{Y})^2}} \right) \quad (5)$$

Donde:

- $R_{xy}$  es el coeficiente de correlación entre  $X$  y  $Y$ ,
- $\bar{X}$  y  $\bar{Y}$  son los valores promedio de las variables,
- $X_i$  y  $Y_i$  son los valores individuales de cada observación.

#### 3.3 Regresor Lineal

En el presente trabajo se propone un regresor lineal de la siguiente forma:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n \quad (6)$$

$X_i$  es la variable independiente,  $Y$  es la variable dependiente  $\beta_0$  y  $\beta_i$  son los parámetros conocidos como el intercepto y la pendiente, y reflejan la magnitud de la influencia de  $X$  sobre  $Y$ . En la Figura 3 se presenta el diagrama de flujo para la implementación del regresor.

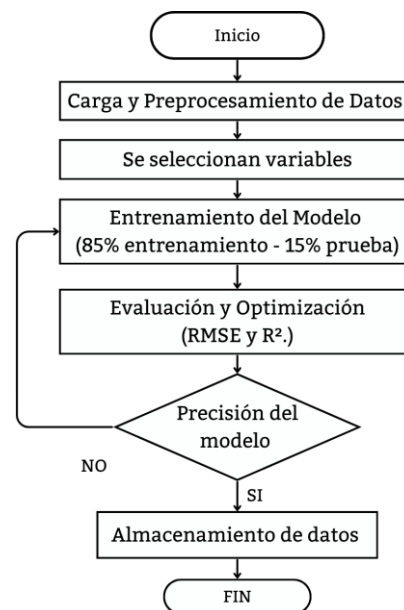


Figura 3: Diagrama de flujo del regresor

##### 3.3.1 Cálculo de la Media del RMSE ( $\mu_{RMSE}$ )

La media del RMSE representa un promedio de los errores cuadráticos el cual proporciona una estimación general del nivel de error de los modelos.

La expresión matemática para el cálculo de la media es:

$$\mu_{RMSE} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N RMSE_i \quad (7)$$

donde:

- $N$  es el número total de gráficas evaluadas.
- $RMSE_i$  es el error cuadrático medio

### 3.3.2 Desviación Estándar del RMSE ( $\sigma_{RMSE}$ )

La desviación estándar del RMSE mide la dispersión de los errores con respecto a su media. Donde un valor alto de desviación indica que los errores tienen mayor variación que un valor bajo.

El valor se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (RMSE_i - \mu_{RMSE})^2} \quad (8)$$

### 3.3.3 Coeficiente de Variación del RMSE ( $CV_{RMSE}$ )

El coeficiente de variación es una métrica adimensional que facilita la comparación de la dispersión relativa de los errores en relación con su media. A diferencia de la desviación estándar, el CV se expresa como un porcentaje y proporciona una medida más intuitiva de la variabilidad del RMSE.

La ecuación mide la dispersión relativa:

$$CV_{RMSE} = \frac{\sigma_{RMSE}}{\mu_{RMSE}} \quad (9)$$

## 3.4 Índice de Precisión

Para evaluar la precisión relativa de cada gráfica, se define el Índice de Precisión (IP). Este índice agrupa los valores calculados, proporcionando una única métrica que permite ordenar las gráficas desde la mayor a la menor precisión.

Para cada gráfica  $i$ , se aplica la fórmula:

$$IP_i = (1 - RMSE_i) + R_i^2 - CV_{RMSE} \quad (10)$$

## 4. RESULTADOS

En esta etapa, se recopila información del comportamiento dinámico del sistema. Para el análisis, se consideran la potencia de generación perdida, la

inercia equivalente del sistema antes y después de la perturbación y la demanda del sistema.

Una vez obtenidos los datos, se procede a su normalización con el objetivo de eliminar la variabilidad en la escala y optimizar el rendimiento del algoritmo. Posteriormente, se construye una matriz de correlación Tabla 1 para evaluar la relación entre las variables del sistema, permitiendo un análisis detallado del comportamiento del ROCOF en función de los parámetros considerados.

Tabla 1: Matriz de Correlación Normalizada

|                        | <i>Demanda</i> | <i>ROCOF (500ms)</i> | <i>Inercia antes</i> | <i>Inercia después</i> | <i>PG perdida</i> |
|------------------------|----------------|----------------------|----------------------|------------------------|-------------------|
| <b>Demanda</b>         | 1              | -0,2469              | -0,1634              | -0,0697                | 0,2451            |
| <b>ROCOF (500ms)</b>   | -0,2469        | 1                    | 0,0478               | 0,4935                 | -0,9990           |
| <b>Inercia antes</b>   | -0,1634        | 0,0478               | 1                    | 0,4155                 | -0,0430           |
| <b>Inercia después</b> | -0,0697        | 0,4935               | 0,4155               | 1                      | -0,4848           |
| <b>PG perdida</b>      | 0,2451         | -0,9990              | -0,0430              | -0,4848                | 1                 |

Este método ayuda a reconocer tendencias y posibles asociaciones entre variables, ofreciendo datos clave para la selección de las variables dependientes del regresor. Con base en estos resultados, se definieron candidatos para las variables independientes del regresor.

En la Tabla 2, se presentan los errores obtenidos al aplicar el modelo de regresión, proporcionando un análisis de su desempeño.

Tabla 2: Evaluación del regresor con diferentes entradas

| ERROR EVALUADO EN LA BASE DE DATOS |                                              |                |                     |                           |                     |
|------------------------------------|----------------------------------------------|----------------|---------------------|---------------------------|---------------------|
| Nº                                 | ESCENARIOS DE ENTRADA                        | Media del RMSE | Desviación Estándar | Coefficiente de Variación | Índice de Precisión |
| 1                                  | PG Perdida - Inercia después - ROCOF         | 0,0483         | 0,9985              | 2,0693                    | 0,9512              |
| 2                                  | PG Perdida - Demanda - ROCOF                 | 0,0512         | 0,9983              | 1,9497                    | 0,9495              |
| 3                                  | PG Perdida - Inercia antes - ROCOF           | 0,0507         | 0,9983              | 1,9704                    | 0,9493              |
| 4                                  | Inercia antes - Inercia después - ROCOF      | 1,1064         | 0,1869              | 0,1690                    | -0,0765             |
| 5                                  | Inercia después - Demanda - ROCOF            | 1,0654         | 0,2461              | 0,2311                    | -0,0503             |
| 6                                  | Inercia después - Demanda - PG perdida       | 1,1221         | 0,2402              | 0,2142                    | -0,0960             |
| 7                                  | Inercia antes - Inercia después - PG perdida | 1,1689         | 0,1755              | 0,1501                    | -0,1435             |
| 8                                  | Inercia antes - Demanda - ROCOF              | 1,1805         | 0,0744              | 0,0630                    | -0,1860             |
| 9                                  | Inercia antes - Demanda - PG perdida         | 1,2356         | 0,0787              | 0,0637                    | -0,2200             |

A partir de los resultados presentados en la Tabla 2, se establece que la mejor alternativa a considerar es la potencia de generación perdida y el cálculo de la inercia después de la perturbación como variables clave. El comportamiento de estas variables se ilustra en la Figura 4 y 5 destacando los escenarios de menor y mayor dispersión.

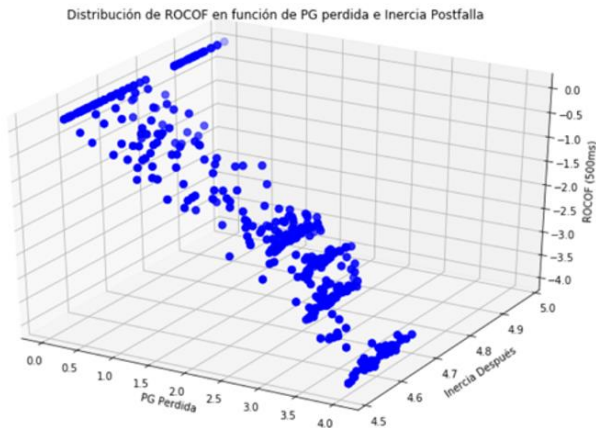


Figura 4: ROCOF en función de PG perdida e Inercia después de la perturbación

Se observa que en la Fig. 4, conforme incrementa la PG Perdida y disminuye la inercia, el ROCOF se vuelve más negativo, indicando una mayor tasa de cambio de la frecuencia tras un evento inesperado.

Los resultados obtenidos en la Fig. 4 mostraron un error cuadrático medio RMSE de 0.048 lo que indica la cercanía entre los valores reales y predichos, asimismo un coeficiente de determinación  $R^2$  del 0.998 en función de las variables de entrada por lo que resalta la eficacia del regresor. Los parámetros del regresor son:

| Regresor     | Parámetros      | Símbolo   | Valor   |
|--------------|-----------------|-----------|---------|
| Intercepto   | Constante       | $\beta_0$ | -0.8968 |
| Coeficientes | Inercia después | $\beta_1$ | 0.1918  |
| Coeficientes | PG perdida      | $\beta_2$ | -0.9408 |

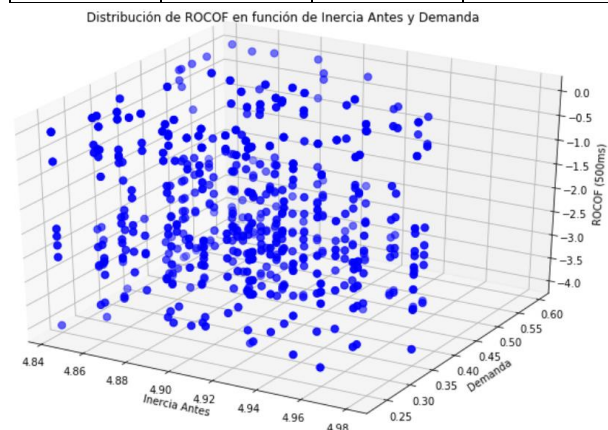


Figura 5: ROCOF en función de la demanda e Inercia antes de la perturbación

Por otro lado, la Fig. 5 muestra que los puntos de datos no están agrupados, reflejando la poca relación entre estos parámetros y la estabilidad de la frecuencia. A medida que varía la inercia y la demanda, el ROCOF experimenta cambios, debido a que no hay una relación directa ante la contingencia.

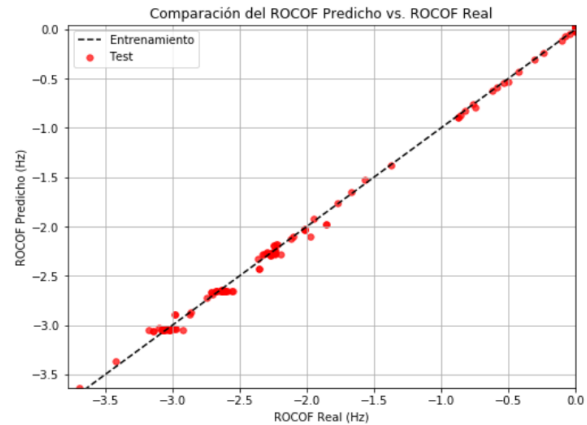


Figura 6: Comparativa de ROCOF predicho vs ROCOF real

La comparación entre el ROCOF predicho y el ROCOF real mostrada en la Fig. 6 presenta como resultado del modelo de regresión entrenado para estimar la respuesta del sistema. En la metodología usada se configuró el regresor con un 85% de los datos para entrenamiento y un 15% para test, lo que permite evaluar la capacidad del modelo para predecir datos. En el gráfico, los puntos rojos representan los datos de prueba, mientras que la línea negra discontinua indica la referencia ideal donde ROCOF predicho es igual al ROCOF real.

Para validar los resultados, se implementó en Simulink el esquema de alivio de carga. En la Figura 1, se muestra el bloque UFLS, que representa el mecanismo de deslastre de carga. El sistema en Simulink se encuentra acoplado de manera que el regresor ejecuta el deslastre de carga con base en los resultados obtenidos en la referencia.

Para ello se realizó un análisis comparativo sobre el tiempo de actuación del modelo adaptativo frente al esquema convencional de relé ROCOF. Por lo que se simularon 983 escenarios de contingencia mencionados en la referencia [6]. En los cuales, se registró el instante en el que se produce el proceso de deslastre como respuesta a la perturbación, mostradas en la Fig. 7. Este análisis permitió identificar qué esquema actúa primero.

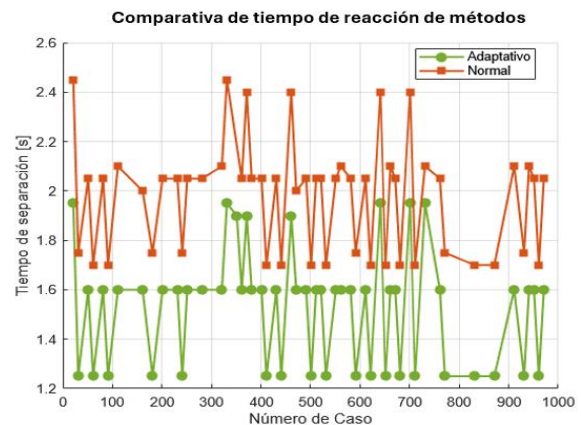
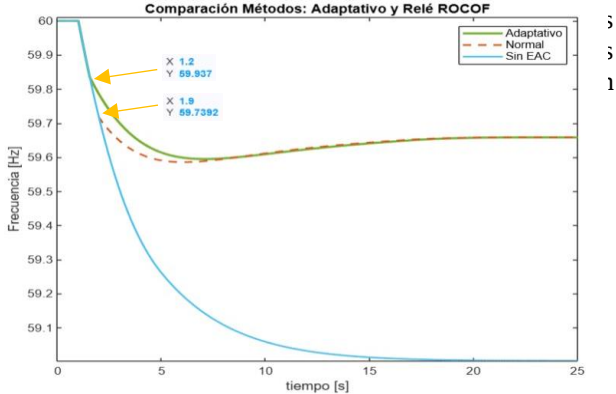


Figura 7: Comparativa de tiempos entre metidos

La Fig. 7 muestra la evolución del tiempo de actuación para cada método, graficando los casos simulados para facilitar la visualización. En el eje vertical se representa el tiempo en el que empieza la recuperación del sistema, respecto a la condición base sin EAC. Se observa que el esquema anterior (color naranja) se presenta una respuesta con tiempos de actuación menos anticipada que en el método con regresión (color verde).

Esto debido a que se permite estimar el evento desde sus



**Figura 8: Desempeño del deslastre de carga a partir del regresor desarrollado**

La Fig. 8 el comportamiento de la frecuencia ante una contingencia N-1. La línea azul representa la frecuencia sin un esquema de control, la línea roja punteada muestra la respuesta utilizando la metodología implementada en la referencia [7], mientras que la línea verde corresponde al deslastre accionado por el regresor.

Los resultados muestran de forma más focalizada que el regresor cumple adecuadamente su función, logrando recuperar la frecuencia dentro de un rango admisible de operación. Se observa que la acción de control del regresor es más rápida que la del método propuesto en [7]. Esto se debe a que se evita la espera asociada a la ventana de cálculo de los relés de baja frecuencia por ROCOF.

Para este escenario en particular en el método propuesto en [7] se aprecia una caída controlada y una recuperación más lenta a partir de los 1.9 s y donde la frecuencia es de 59.73 Hz.

El método adaptativo aplicado en la investigación presenta una mejor respuesta, con una menor caída de frecuencia y una rápida estabilización a partir de los 1.2s donde la frecuencia es de 59.93 Hz.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En comparación con investigaciones previas, este trabajo confirma que el análisis de la respuesta del sistema eléctrico ante pérdidas simuladas de generación, junto con la evaluación de la precisión de un modelo de regresión lineal para predecir el ROCOF nos permite, concluir que:

La implementación de un esquema adaptativo de alivio de carga basado en ROCOF mejora significativamente la estabilidad del sistema en comparación con métodos convencionales y es posible optimizarlo, usando el modelo de regresión precargado con 99% de efectividad.

La utilización del análisis de datos multivariante permite mejorar las herramientas de monitoreo de las frecuencias con el objetivo de optimizar su uso dentro de los sistemas adaptativos generales para el control de las frecuencias. Como resultado el uso de un modelo de predicción mediante regresión logra ser más preciso y rápido por lo que minimiza la caída de frecuencia y mejora la respuesta del sistema ante perturbaciones.

No obstante, a pesar de los resultados positivos, hubo limitaciones de diseño para el objeto de estudio de las que se destaca la validación que fue realizada en un sistema de prueba (IEEE 39 barras), por lo que se sugiere aplicar esta metodología a sistemas eléctricos con diferentes configuraciones y de mayor escala.

Asimismo, antes de aplicar la metodología debe validarse si la base de datos es lineal caso contrario debe considerarse otro modelo de regresión, el uso de regresión lineal limita el modelado en comportamientos no lineales presentes en sistema, por ello, futuras investigaciones podrían explorar modelos de regresión polinómicos.

Finalmente, sería conveniente validar los resultados con datos reales obtenidos mediante PMUs en sistemas operativos con la norma IEC 61850, que brinda una comunicación más rápida y eficiente.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur y N. J. Balu, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [2] W. Vargas, S. Chamba, A. D. L. Torre, y D. Echeverría, «Protocolo de pruebas y validación de reguladores de velocidad – Aplicación práctica en la central hidroeléctrica Delsitanisagua», *Revista Técnica «energía»*, vol. 19, n.o 1, Art. n.o 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.507.
- [3] 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», *Revista Técnica «energía»*, vol. 19, n.o 1, Art. n.o 1, jul. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.506.
- [4] U. Rudez y R. Mihalic, «Analysis of Underfrequency Load Shedding Using a Frequency Gradient», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n.o 2, Art. n.o 2, abr. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2036356.

- [5] J. A. Laghari, H. Mokhlis, A. H. A. Bakar, y H. Mohamad, «Application of computational intelligence techniques for load shedding in power systems: A review», *Energy Conversion and Management*, vol. 75, pp. 130-140, nov. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.06.010.
- [6] C. X. Lozada, W. A. Vargas, N. V. Granda, y M. S. Chamba, «Methodology for Identifying Representative Rates of Change of Frequency (ROCOFs) in an Electric Power System against N-1 Contingencies», en *XXXI Conference on Electrical and Electronic Engineering*, MDPI, dic. 2023, p. 8. doi: 10.3390/engproc2023047008.
- [7] C. Lozada, W. Vargas, N. Granda, y M. Chamba, «Optimal Load Shedding Scheme Considering the Dynamic Frequency Response», *Engineering Proceedings*, vol. 77, n.o 1, Art. n.o 1, 2024, doi: 10.3390/engproc2024077025.
- [8] J. M.- Carvajal y C. B.- Singaña, «Esquema de alivio de carga adaptativo en sistemas de potencia de alto componente no inercial basado en representaciones dinámicas / Esquema de alívio de carga adaptativo em sistemas de potência de componentes não inerciais elevados baseado em representações dinâmicas», *BASR*, vol. 6, n.o 2, pp. 657-675, abr. 2022, doi: 10.34115/basrv6n2-018.
- [9] C. A. M. Cholo, «Propuesta de un esquema de alivio de carga para microrredes usando la norma IEC 61850 y la tasa de cambio de la frecuencia».
- [10] M. Sun, G. Liu, M. Popov, V. Terzija, y S. Azizi, «Underfrequency Load Shedding Using Locally Estimated RoCoF of the Center of Inertia», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.o 5, pp. 4212-4222, sep. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3061914.
- [11] D. L. H. Aik, «A general-order system frequency response model incorporating load shedding: analytic modeling and applications», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n.o 2, Art. n.o 2, may 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873123.
- [12] L. Wu, «Power System Frequency Measurement Based Data Analytics and Situational Awareness», *Doctoral Dissertations*, may 2018, [En línea]. Disponible en: [https://trace.tennessee.edu/utk\\_graddiss/4897](https://trace.tennessee.edu/utk_graddiss/4897)
- [13] T. Athay, R. Podmore, y S. Virmani, «A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability», *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, n.o 2, pp. 573-584, mar. 1979, doi: 10.1109/TPAS.1979.319407.



**Flavio Villacrés Zurita.** - Nació en Esmeraldas en 1995. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica de Esmeraldas “Luis Vargas Torres” en 2021. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención en Eficiencia Energética y Energías Renovables, en la Pontificia Universidad Católica de Ecuador. Actualmente, se desempeña como Supervisor de Mantenimiento de Alumbrado Público en contratista en Esmeraldas. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Energías Renovables y Optimización Aplicada.



**Alexis Torres Camacho.** - Nació en Esmeraldas en 1990. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Técnica de Esmeraldas “Luis Vargas Torres” en 2021. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en Electricidad Mención en Energías Renovables y Eficiencia Energética en la Pontificia Universidad Católica de Ecuador. Se desempeña de docente en la Unidad Educativa Dr. Luis Prado Viteri en Esmeraldas. Sus áreas de interés es Control y Automatización Industrial, Sistemas Eléctricos de Potencia.



**Marlon Chamba.** - Nació en Loja, Ecuador en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador en el 2007. En el año 2016, obtuvo el título de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. Actualmente trabaja en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo del CENACE. Sus áreas de investigación son: Mercados de Energía, Confiabilidad, Calidad, Evaluación de la seguridad del SEP.



**Carlos Xavier Lozada.** - Nació en Quito en 1995, Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2020; en el 2024 recibió su título de Magister en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Investigación y Desarrollo en la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones Eléctricas y Optimización Aplicada.

# Optimization of Solar Capture Using a Dual-Axis Tracker Based on an Astronomical Algorithm in a Small-Scale Photovoltaic Station

## Optimización de la Captación Solar mediante un Seguidor de Doble Eje Basado en Algoritmo Astronómico en una Estación Fotovoltaica de Pequeña Escala

C.F. Gallardo<sup>1</sup> 0009-0007-3706-8892L.R. Cruz<sup>1</sup> 0000-0003-3618-8853<sup>1</sup>Universidad Técnica de Cotopaxi, Cotopaxi, Latacunga, EcuadorE-mail: [cristian.gallardo@utc.edu.ec](mailto:cristian.gallardo@utc.edu.ec) , [luís.cruz@utc.edu.ec](mailto:luís.cruz@utc.edu.ec)

### Abstract

This paper presents the design, implementation, and evaluation of a dual-axis solar tracking system based on an intermediate-resolution astronomical algorithm. The system was installed on the rooftop of Block B at the Technical University of Cotopaxi and consists exclusively of photovoltaic modules, with no inverters or loads, allowing safe measurement of short-circuit current ( $I_{sc}$ ) as an indicator of energy capture. Two calibrated photovoltaic reference cells were used to record the incident irradiance on both a mobile and a fixed array (inclined at  $15^\circ$  north). The astronomical algorithm calculates solar elevation and azimuth angles in real time, triggering actuator movement when angular deviation exceeds  $\pm 1^\circ$ . Results show a 19.85% average increase in irradiance captured by the mobile system compared to the fixed system. Additionally, the correlation between inclination angle and irradiance is analyzed, and the solar path model is validated. This research constitutes the first phase of a broader project that will integrate hybrid control strategies and economic analysis in future stages.

### Resumen

Este trabajo presenta el diseño, implementación y evaluación de un sistema de seguimiento solar de doble eje basado en un algoritmo astronómico de resolución intermedia. El sistema fue instalado en la terraza del Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi, y se conforma exclusivamente por módulos fotovoltaicos, sin inversores ni cargas, permitiendo así la medición segura de la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) como variable de análisis. Se emplearon dos celdas fotovoltaicas calibradas para registrar la irradiancia incidente en un sistema móvil y otro fijo (inclinado a  $15^\circ$  hacia el norte). El algoritmo astronómico calcula en tiempo real los ángulos de elevación y acimut, activando el movimiento cuando la diferencia angular supera  $\pm 1^\circ$ . Los resultados indican un incremento promedio del 19.85 % en la irradiancia captada por el sistema móvil respecto al fijo. Se incluye además un análisis de correlación entre el ángulo de inclinación y la irradiancia, así como validación de la trayectoria solar calculada. Esta investigación representa la primera fase de un proyecto que integrará control híbrido y análisis económico en etapas futuras.

**Index terms**— Dual-axis tracking, Photovoltaic system, Position control, Solar resource optimization

**Palabras clave**— Seguimiento de doble eje, sistemas fotovoltaicos, control de posición, optimización del recurso solar.

Recibido: 04-05-2025, Aprobado tras revisión: 04-07-2025

Forma sugerida de citación: Gallardo, C.; Cruz, L. (2025). "Optimización de la Captación Solar mediante un Seguidor de Doble Eje Basado en Algoritmo Astronómico en una Estación Fotovoltaica de Pequeña Escala". Revista Técnica "energía". No. 22, Issue I, Pp. 70-79.

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

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.711>

© 2025 Autores



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



## 1. INTRODUCCIÓN

La creciente demanda energética mundial y la necesidad de reducir el impacto ambiental asociado a la generación de electricidad han impulsado el desarrollo de tecnologías basadas en fuentes renovables. Entre ellas, la energía solar fotovoltaica destaca por su disponibilidad global, su carácter limpio y su potencial de escalabilidad tanto en aplicaciones residenciales como industriales [1].

Aunque los costos de los módulos fotovoltaicos han disminuido de manera significativa en la última década, mejorar la eficiencia de captación de la radiación solar sigue siendo un desafío técnico relevante [2]. Tradicionalmente, los sistemas fotovoltaicos de instalación fija aprovechan solo una fracción de la energía solar disponible, debido a la variación diaria y estacional de la posición del sol respecto a la superficie terrestre.

En respuesta a esta limitación, el uso de sistemas de seguimiento solar se ha consolidado como una estrategia efectiva para incrementar la captación de energía. Los seguidores solares de doble eje permiten que los módulos fotovoltaicos mantengan una orientación casi perpendicular a los rayos solares a lo largo del día y del año, optimizando así el rendimiento del sistema. Estudios reportan incrementos de hasta un 40 % en la generación anual de energía en comparación con instalaciones fijas, dependiendo de la ubicación geográfica y las condiciones climáticas locales [3][4].

En el contexto ecuatoriano, caracterizado por altos niveles de irradiación solar y una ubicación geográfica privilegiada, la implementación de sistemas de seguimiento solar representa una oportunidad estratégica para maximizar el aprovechamiento del recurso solar [5]. Sin embargo, el desarrollo de tecnologías de seguimiento de bajo costo, confiables y adaptables a sistemas de pequeña escala aún enfrenta desafíos técnicos y de integración.

Este trabajo presenta la implementación de un sistema de seguimiento solar de doble eje en una estación fotovoltaica de 560 Wp ubicada en Latacunga, Ecuador. El sistema utiliza un algoritmo astronómico para determinar en tiempo real la posición del sol, combinado con un esquema de control ON-OFF basado en la comparación entre los ángulos calculados y los medidos por un inclinómetro digital. Se evalúa experimentalmente el desempeño del sistema en comparación con una instalación fija, analizando la mejora en la captación de irradiancia diaria.

## 2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN

El seguimiento solar ha sido ampliamente investigado como estrategia para incrementar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, particularmente en regiones con altos niveles de irradiancia. De acuerdo con estudios recientes, un sistema de seguimiento solar de doble eje puede incrementar la captación de energía entre un 30 %

y un 50 % en comparación con instalaciones de inclinación fija [3][4].

Los sistemas de seguimiento se clasifican según sus grados de libertad y la tecnología de rastreo utilizada.

Dentro de los grados de libertad, los sistemas de un solo eje permiten el movimiento de los paneles en una dirección (usualmente este-oeste), mientras que los de doble eje ajustan simultáneamente la elevación y el acimut, manteniendo de manera más precisa la perpendicularidad de los módulos respecto a los rayos solares a lo largo del día y del año [6].

En cuanto a la tecnología de rastreo, se identifican:

- Sistemas pasivos, que se activan por efectos térmicos y no requieren electrónica, aunque su ganancia energética es menor.
- Sistemas activos, que usan motores eléctricos y estrategias de control más precisas.
- Sistemas ópticos, basados en sensores de luz (LDR), con buena respuesta en condiciones de cielo despejado.
- Sistemas astronómicos, que emplean algoritmos de cálculo solar en función de fecha, hora y coordenadas geográficas, y presentan mayor robustez en condiciones variables del clima.
- Sistemas híbridos (astronómico + óptico), optimizan su comportamiento al considerar variables medidas de nubosidad e irradiancia disponible [7].

**Tabla 1: Comparativa de Algoritmos Astronómicos**

| Algoritmo                             | Precisión                    | Complejidad | Ventajas principales                                                | Fuente |
|---------------------------------------|------------------------------|-------------|---------------------------------------------------------------------|--------|
| <b>SPA (Solar Position Algorithm)</b> | $\pm 0.0003^\circ$           | Alta        | Alta precisión; base del NOAA; ideal para sistemas de concentración | [18]   |
| <b>Grena 1-5</b>                      | $0.2^\circ$ a $0.0027^\circ$ | Media-Alta  | Adaptable según necesidad de precisión y carga computacional        | [18]   |
| <b>SG2 (Blanc &amp; Wald)</b>         | $\pm 10$ arcsec              | Baja        | Velocidad computacional muy alta; útil en grandes bases de datos    | [18]   |
| <b>Michalsky</b>                      | $\pm 0.01^\circ$             | Alta        | Precisión aceptable, pero no funciona bien en el hemisferio sur     | [18]   |

La elección del algoritmo depende del tipo de aplicación: en sistemas de concentración solar se exige alta precisión (SPA o Grena 5), mientras que en sistemas fotovoltaicos comunes se toleran errores de hasta  $1^\circ$  sin pérdidas significativas [18].



El seguimiento astronómico ha demostrado ser particularmente efectivo en zonas con alta radiación directa y variabilidad atmosférica moderada, debido a su independencia de condiciones locales [8]. Además, su implementación resulta viable en proyectos de pequeña escala.

En el contexto ecuatoriano, estudios recientes muestran niveles de irradiación superiores a 4.5 kWh/m<sup>2</sup>/día en la región interandina [5]. Investigaciones locales indican que el uso de sistemas de seguimiento de doble eje puede aumentar la captación anual de energía solar en más de un 30 %, dependiendo de las condiciones específicas de la ubicación [9].

### 3. MÉTODOS Y MATERIALES

#### 3.1 Descripción del Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico objeto de estudio se encuentra ubicado en la terraza del Bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi, campus matriz, en Latacunga, Ecuador (Latitud:  $-0.917342^\circ$ , Longitud:  $-78.633058^\circ$ ). La instalación está compuesta por cuatro módulos solares policristalinos de 140 Wp cada uno, sumando una potencia total instalada de 560 Wp.

Los módulos están montados sobre una estructura metálica adaptada para permitir el movimiento en dos ejes: azimutal (Este-Oeste) y de elevación (Norte-Sur). El sistema opera de manera aislada y fue diseñado para la evaluación comparativa de la captación de energía bajo condiciones de seguimiento móvil y configuración fija. Cabe destacar que el sistema implementado no cuenta con inversores, almacenamiento ni cargas conectadas; está conformado únicamente por los paneles fotovoltaicos, lo que permitió realizar ensayos eléctricos en condiciones de cortocircuito para analizar directamente la captación de irradiancia mediante la corriente generada.

Adicionalmente, se montó un conjunto de referencia con módulos fijos inclinados a  $15^\circ$  hacia el norte, para comparar su captación de irradiancia con la del sistema móvil.

#### 3.2 Diseño Mecánico y Eléctrico del Seguidor Solar

El sistema de seguimiento de doble eje está impulsado por dos actuadores lineales eléctricos de 12 VDC, diseñados para soportar el peso de los módulos y la estructura, con una carrera de 700 mm y una capacidad de carga superior a 1000 N.

El control de los actuadores se realiza mediante relés activados por un controlador lógico, alimentado a 110 VCA, con salidas de 12 VDC para accionar los motores. La medición de la posición angular se efectúa mediante un sensor inclinómetro digital con una resolución de  $0,1^\circ$ .

El sistema de seguimiento solar de doble eje fue diseñado y construido íntegramente para el presente

proyecto. La resolución angular en el diseño mecánico del sistema se estimó en aproximadamente  $0.5^\circ$  de corrección de la posición angular. Debido a que cada actuador cuenta con una carrera de 700 mm, y al estar articulado en un punto, se genera una variación de aproximadamente 14 mm que equivale a un desplazamiento angular cercana a  $0.5^\circ$  por cada desplazamiento incremental lineal del actuador.

En la Figura 1 se muestra el alcance angular del eje Norte-Sur, correspondiente al ajuste estacional, que permite un recorrido total de  $46.86^\circ$ , equivalente a  $\pm 23.43^\circ$  desde la posición perpendicular, abarcando el rango solar entre los solsticios.

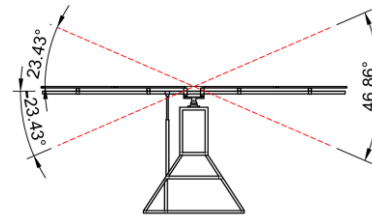


Figura 1: Alcance Angular del Eje de Inclinación Norte-Sur del Seguidor Solar de Doble Eje

Por su parte, el eje Este-Oeste, correspondiente al movimiento diario del Sol, el cual permite un giro útil de  $\pm 33^\circ$ , lo que corresponde a un rango total de  $66^\circ$ , como se ilustra en la Fig. 2.

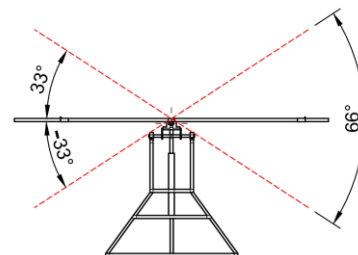


Figura 2: Alcance Angular del Eje de Orientación Este-Oeste del Seguidor Solar

La estructura metálica, de construcción robusta y soldada, se muestra implementada en la terraza del bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi en la Fig. 3, evidenciando su funcionalidad completa y capacidad para soportar las condiciones climáticas locales.



Figura 3: Implementación Física del Sistema de Seguimiento Solar en la Terraza del Bloque B (UTC – Matriz)

### 3.3 Implementación del Algoritmo de Seguimiento Astronómico

En este proyecto se optó por implementar un algoritmo astronómico de resolución intermedia, basado en ecuaciones fundamentales de geometría solar que permiten calcular los ángulos de elevación y acimut solar en función de la fecha, la hora y la ubicación geográfica. Esta elección se debe a su bajo requerimiento computacional, independencia de las condiciones atmosféricas y precisión adecuada para sistemas de baja y media escala.

Aunque existen algoritmos más avanzados como el SPA (Solar Position Algorithm) o los modelos de Grena, se seleccionó una formulación inspirada en Spencer y refinada por Michalsky, ya que ofrece un balance óptimo entre exactitud (errores menores a 0.5°), velocidad de cálculo y facilidad de implementación en microcontroladores de bajo costo.

El objetivo principal del algoritmo es calcular en tiempo real la posición solar (elevación y acimut), considerando parámetros como latitud, longitud, fecha y hora locales. Estos valores son enviados al controlador, que los compara con las lecturas del inclinómetro digital. Si la diferencia angular supera el umbral definido, se activa la lógica ON-OFF que controla el movimiento de los actuadores lineales.

Las principales ecuaciones utilizadas incluyen:

La declinación solar ( $\delta$ ) es el ángulo que forma el eje polar terrestre con el eje de la elíptica que describe el movimiento de la tierra alrededor del sol, este ángulo varía entre  $-23.45^\circ$  y  $+23.45^\circ$  dependiendo de las estaciones del año. Se calcula mediante la ecuación (1).

$$\delta = 23.45 * \sin\left(\left(\frac{360}{365}\right)(d + 285)\right) \quad (1)$$

Donde  $d$  es el número de día del año.

El tiempo estándar del meridiano de Greenwich ( $LSTM$ ) se calcula en función de la diferencia horaria entre la localidad ( $LT$ ) y el meridiano Greenwich ( $GMT$ ) representado por  $\Delta_{GTM}$ . Esta diferencia se multiplica por  $15^\circ$  como se indica en (2), considerando positiva la diferencia al este de Greenwich y negativa al oeste. Para el caso de estudio  $\Delta_{GTM} = -5$

$$LSTM = 15^\circ * \Delta_{GTM} \quad (2)$$

La corrección del tiempo por la excentricidad terrestre ( $EoT$ ), expresada en minutos, permite ajustar el desfase producido por la forma elíptica de la órbita terrestre y su inclinación, según la ecuación (3).

$$EoT = 9.87 * \sin(2B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \sin(B) \quad (3)$$

Donde  $B$  es una función del día del año dada en grados y se calcula usando la ecuación (4).

$$B = \left(\frac{360}{365}\right)(d - 81) \quad (4)$$

El factor de corrección del tiempo ( $TC$ ) se calcula tomando en cuenta la longitud geográfica de la localidad ( $\lambda$ ), expresada en grados, el tiempo estándar del meridiano local ( $LSTM$ ) calculado en (2), y la corrección por excentricidad terrestre ( $EoT$ ) obtenida mediante (3). Esta corrección permite ajustar el tiempo solar local y se calcula con la ecuación (5).

$$TC = 4 * (\lambda - LSTM) + EoT \quad (5)$$

Con este valor se puede obtener el tiempo solar local ( $LST$ ), ajustando el tiempo local con la corrección mencionada, como se indica en (6).

$$LST = LT + \frac{TC}{60} \quad (6)$$

El ángulo horario ( $HRA$ ) representa el desplazamiento angular del sol respecto al medio día solar, en grados, y se determina a partir del tiempo solar local usando la ecuación (7). Por cada hora la tierra rota  $15^\circ$ , al medio día su valor es cero, en la mañana el valor es negativo y en la tarde es positivo.

$$HRA = 15 * (LST - 12) \quad (7)$$

La elevación solar ( $\beta$ ) depende de la latitud ( $\varphi$ ) de la localidad, la declinación solar ( $\delta$ ) y el ángulo horario ( $HRA$ ), según la relación mostrada en (8).

$$\beta = \sin^{-1}(\sin(\delta) * \sin(\varphi) + \cos(\delta) * \cos(\delta) * \cos(HRA)) \quad (8)$$

A partir de ese valor, se puede estimar la elevación máxima ( $\beta_{max}$ ) que alcanza el sol en el día, utilizando la ecuación (9), que depende exclusivamente de la latitud y la declinación solar.

$$\beta_{max} = 90 - |\varphi - \delta| \quad (9)$$

Finalmente, la dirección desde la que llegan los rayos solares se expresa como el acimut ( $Az$ ), cuyo signo depende del valor de ( $HRA$ ). Esta dirección se obtiene mediante la ecuación (10). El signo positivo corresponde para ( $HRA > 0$ ), este ángulo aumenta en el sentido horario partiendo del norte geográfico.

$$Az = \cos^{-1}\left(\frac{\sin(\delta) - \cos(\varphi) - \cos(\delta) * \sin(\varphi) * \cos(HRA)}{\cos(\beta)}\right) \quad (10)$$

Al aplicar las ecuaciones previamente descritas, se implementa un algoritmo capaz de calcular el vector solar. Este procedimiento permite determinar con alta precisión la posición aparente del Sol en tiempo real, lo cual es fundamental para aplicaciones de seguimiento solar, simulación energética y control de sistemas fotovoltaicos.



### 3.4 Sistema de Control de Posición

Inicialmente se consideró implementar en la carrera de los actuadores una resolución angular de  $\pm 0.5^\circ$ , alineada con la precisión nominal del sensor inclinómetro. Sin embargo, durante las pruebas de campo se observó que dicha resolución provocaba activaciones frecuentes del sistema sin mejoras significativas en la captación energética. Por esta razón, se adoptó finalmente una resolución operativa de  $\pm 1^\circ$ , la cual permite reducir el consumo de energía del control ON-OFF.

El sistema de control adoptado es de tipo binario (ON-OFF), en el cual los actuadores se activan únicamente cuando la diferencia entre el ángulo solar calculado y el ángulo medido mediante el inclinómetro supera un umbral de  $\pm 1^\circ$ . Este esquema simple y efectivo minimiza las oscilaciones innecesarias, reduce el desgaste mecánico y prolonga la vida útil del sistema.

La arquitectura general del sistema incluye:

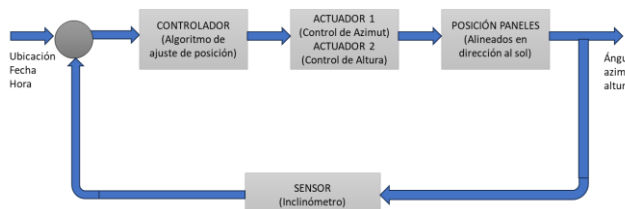


Figura 4: Diagrama de Bloques del Sistema de Control de Posición Angular para el Seguidor Solar

El sistema de control adopta una arquitectura de lazo cerrado, donde la señal de entrada corresponde al vector solar teórico calculado por el algoritmo astronómico, y la salida es la posición angular de los paneles solares. Esta señal es comparada con la medida entregada por un sensor inclinómetro digital, generando una señal de error que es utilizada por el controlador para activar los actuadores lineales.

El esquema de control se muestra en la Fig. 4, donde se identifican los bloques principales: cálculo del ángulo deseado, comparación con la posición real, activación de los motores y retroalimentación mediante el inclinómetro.

### 3.5 Sistema de Adquisición de Datos

Para la obtención de los parámetros eléctricos del sistema de seguimiento solar se empleó un equipo de medida para strings fotovoltaicos de la marca CIRCUTOR TR16-RS-485, el cual permite la medición de hasta 16 canales de corriente continua mediante sensores de efecto Hall y la lectura de tensiones hasta 1000 Vcc. Este equipo está diseñado específicamente para monitorear strings fotovoltaicos, permitiendo registrar corrientes de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y tensiones por cada canal con alta precisión.

Las señales de corriente y tensión fueron registradas en tiempo real y transmitidas hacia un PC mediante el estándar de comunicación RS-485 bajo protocolo Modbus RTU. El sistema se configuró como esclavo de una red multi-slave que garantiza estabilidad en la captura de datos.

Por otro lado, la irradiancia fue registrada mediante celdas fotovoltaicas calibradas compensadas, montadas sobre la misma estructura de los módulos tanto fijos como móviles, lo que permite correlacionar la respuesta eléctrica frente a condiciones reales de captación solar. Estas celdas proporcionan una lectura confiable en  $W/m^2$ , sin requerir correcciones por temperatura ni ángulo de incidencia, la Fig. 5 se describe el esquema de conexión empleado.

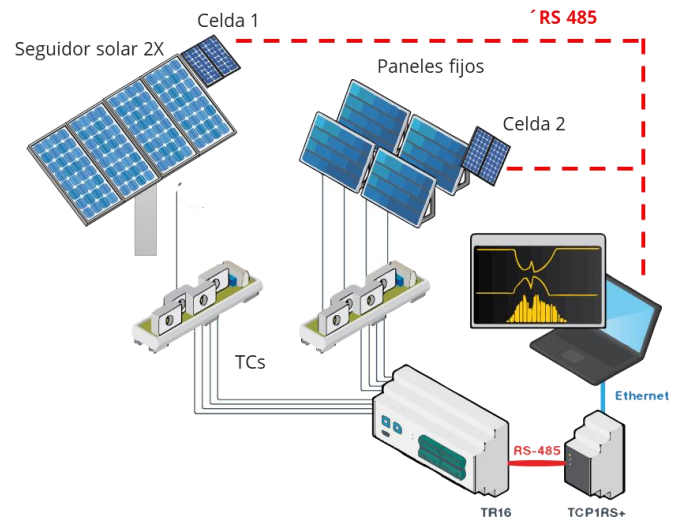
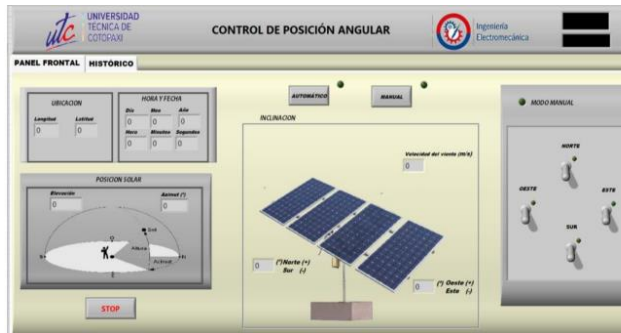


Figura 5: Esquema del Sistema de Adquisición de Datos

Con el fin de facilitar el monitoreo y la interacción con el sistema de seguimiento solar, se desarrolló una interfaz gráfica. Esta interfaz permite visualizar en tiempo real los parámetros relevantes del sistema, tanto en modo automático como en modo manual.

En la Fig. 6, se muestra el panel principal de control, donde el usuario puede:

- Visualizar la ubicación geográfica y datos horarios obtenidos mediante GPS.
- Supervisar los valores calculados de elevación y azimut solar.
- Visualizar en una representación 3D el ángulo actual de los paneles.
- Activar el modo automático basado en el algoritmo astronómico.
- Usar el modo manual, mediante controles direccionales individuales para ajuste Norte, Sur, Este y Oeste.
- Detener la ejecución del sistema en cualquier momento mediante el botón STOP.



**Figura 6: Panel de Control de Posición Angular Desarrollado para Supervisión del Sistema de Seguimiento Solar**

Esta interfaz se comunica con el controlador mediante protocolo Modbus RTU sobre RS-485, permitiendo lectura y escritura de registros en tiempo real. Además, está preparada para futuras ampliaciones hacia un sistema SCADA completo con funcionalidades de registro histórico y alarmas.

### 3.6 Procedimiento Experimental

Dado que el sistema implementado está conformado únicamente por los paneles fotovoltaicos, sin inversores ni acumuladores, fue posible realizar ensayos eléctricos en condiciones de cortocircuito controlado. Esta característica permitió registrar directamente la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) como indicador proporcional de la irradiancia efectiva captada por los módulos, sin comprometer la seguridad ni el funcionamiento del sistema.

La evaluación del sistema se realizó comparando dos configuraciones:

- Sistema fijo, orientado al norte geográfico, con inclinación fija de  $15^\circ$ , determinada según la latitud de la zona.
- Sistema móvil, operando en modo automático mediante el seguimiento solar de doble eje.

Para ambas configuraciones, se midió:

- Irradiancia global utilizando una celda fotovoltaica compensada.
- Corriente de cortocircuito de los módulos, como indicador proporcional de la potencia generada.

Las mediciones se realizaron durante 15 días consecutivos en condiciones de cielo despejado, registrando valores cada minuto entre las 08:00 y 17:00 horas. Posteriormente, se integraron los datos para calcular la irradiancia media diaria y la corriente media generada en cada caso.

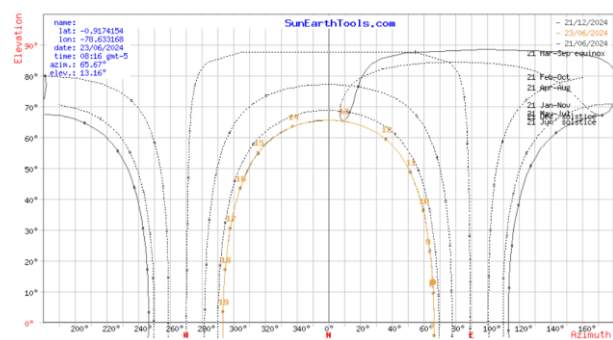
## 4. RESULTADOS

### 4.1 Validación del Algoritmo Astronómico

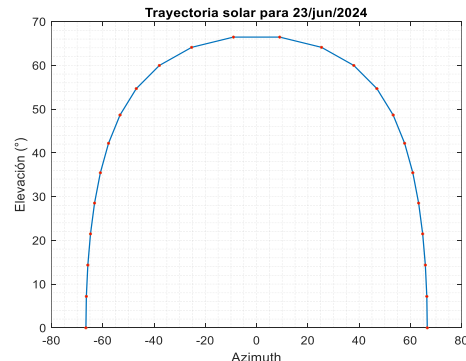
Para validar el algoritmo astronómico implementado, se comparó la trayectoria solar generada por el modelo

implementado en Matlab con la obtenida mediante la herramienta SunEarthTools.com para la ciudad de Latacunga (lat.  $-0.9174154$ , lon.  $-78.633166$ ) el 23 de junio de 2024, día cercano al solsticio de verano. La herramienta externa utiliza cálculos astronómicos validados ampliamente en estudios solares y proporciona una referencia fiable de los ángulos de elevación y acimut solar.

La Fig. 7 muestra la trayectoria solar diaria según SunEarthTools, mientras que la Fig. 8 presenta la curva generada por el algoritmo implementado en MATLAB. En ambas gráficas se observa un ángulo de elevación máximo de aproximadamente  $66,9^\circ$  alcanzado cerca del mediodía, y ángulos de elevación mínimos cercanos a  $0^\circ$  al amanecer y atardecer.



**Figura 7: Trayectoria Solar Diaria Según SunEarthTool para el 23 de junio**



**Figura 8: Trayectoria Solar Calculada con el Algoritmo Desarrollado para el 23 de junio**

Los resultados mostraron una coincidencia superior al 98 % entre los valores generados por el algoritmo propio y los de la herramienta de referencia, confirmando la precisión del modelo matemático.

Como parte del análisis del comportamiento solar, se generó una representación tridimensional de la trayectoria solar para la ubicación geográfica del experimento (Latacunga, Ecuador). La Figura 9 muestra cómo varía el ángulo de elevación solar ( $\beta$ ) a lo largo del año y del día. Esta información permitió validar que el algoritmo desarrollado genera resultados coherentes con la geometría solar teórica esperada, al reproducir la simetría de los solsticios y el patrón de máxima elevación en fechas cercanas a los equinoccios.

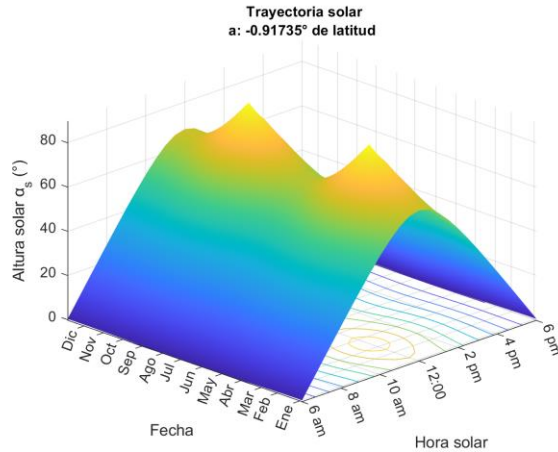


Figura 9: Trayectoria Solar Anual Simulada para Latacunga (Latitud -0,91735°)

#### 4.2 Comparación de Irradiancia Captada: Sistema Fijo vs. Sistema Móvil

La captación de irradiancia se evaluó en condiciones de cielo despejado durante 15 días consecutivos. Para ello, se emplearon celdas fotovoltaicas compensadas, una montada sobre el plano móvil y otra fija con una inclinación de 15° hacia el norte. Esta disposición permitió comparar la irradiancia global incidente en ambas configuraciones.

La Fig. 10 muestra la variación de irradiancia en función del ángulo de seguimiento solar para el sistema móvil. La curva azul representa la irradiancia teórica máxima que alcanzaría un sistema fijo perfectamente orientado, mientras que la curva naranja representa los datos reales obtenidos por el sistema de seguimiento.

- Se evidencia una alta concordancia entre la irradiancia teórica y la irradiancia medida por el seguidor solar, especialmente en el rango angular central ( $\pm 20^\circ$ ).
- Las desviaciones en los extremos del ángulo ( $\pm 30^\circ$  a  $\pm 33^\circ$ ) indican leves pérdidas posiblemente atribuibles a errores de alineación, dispersión por nubosidad baja o limitaciones mecánicas del actuador.

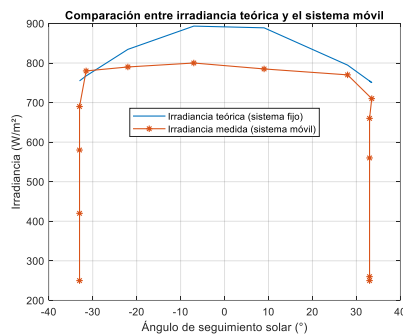


Figura 10: Perfil Horario de Irradiancia Promedio Registrada Manualmente en el Sistema Móvil Durante un Día Representativo

La Fig. 11 presenta la comparación directa entre los sistemas fijo y móvil en el mismo día. Se observa un incremento sustancial en la irradiancia captada por el sistema con seguimiento, especialmente durante las primeras y últimas horas del día, donde la orientación óptima proporciona una ventaja significativa.

Las dos gráficas permiten observar el comportamiento real de irradiancia durante días consecutivos (17 y 8 de abril de 2025).

- En ambos días, el sistema con seguimiento muestra irradiancias mayores en casi todo el rango horario respecto al sistema fijo.
- El incremento es especialmente pronunciado entre las 8:00 y 10:00, y después de las 15:30, donde el sistema fijo pierde eficiencia por su orientación fija, mientras que el móvil mantiene la captación.
- Durante las horas centrales (11:00–14:00), ambos sistemas convergen, lo cual es esperable dado que la orientación fija está cercana a la óptima en ese momento.
- El comportamiento con “picos” irregulares en los datos del día 17 sugiere variabilidad atmosférica o interferencia parcial por sombras o nubes intermitentes, mientras que el día 8 presenta una curva más limpia, ideal para análisis comparativo.

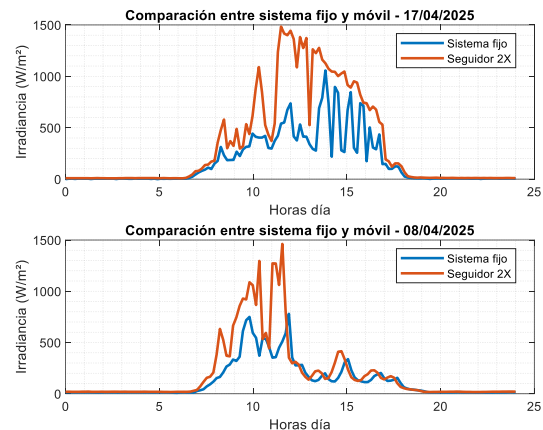


Figura 11: Comparación entre la Irradiancia Horaria Captada por el Sistema Fijo (15° Norte) y el Sistema Móvil.

El promedio de los valores diarios indica que el sistema de seguimiento incrementó la captación de irradiancia en un 19.85 % respecto al sistema fijo.

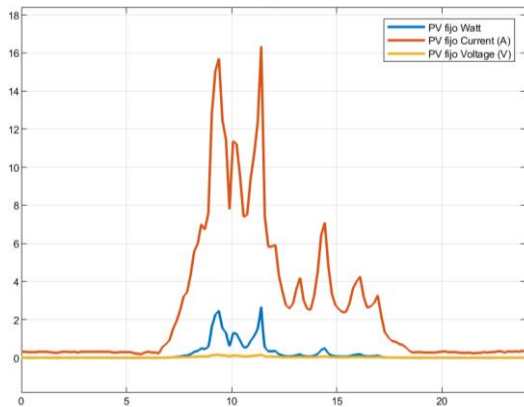
#### 4.3 Producción de Corriente Eléctrica

Dado que el sistema está conformado únicamente por módulos fotovoltaicos, sin inversores ni acumuladores, fue posible realizar ensayos de corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de manera segura. Esto permitió caracterizar directamente el comportamiento de captación solar de los módulos en ambas configuraciones: fija y móvil.

Como indicador complementario, se midió la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) de ambos sistemas,

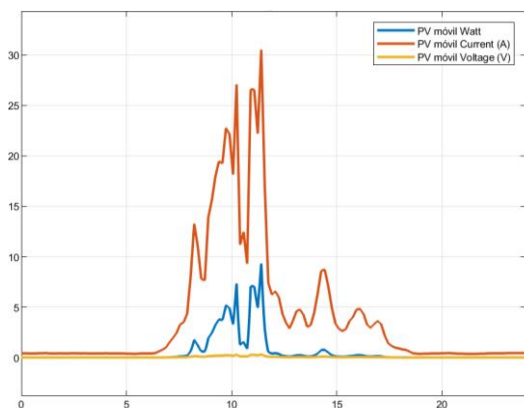
durante el día 8 de abril. Las Figs.s 12 y 13 presentan los perfiles horarios de corriente, voltaje e intensidad generados en cada configuración.

En el sistema fijo, la corriente máxima registrada fue de aproximadamente 16 A, con oscilaciones y caídas durante el mediodía atribuibles a la presencia de nubosidad transitoria. En contraste, el sistema móvil alcanzó picos de corriente superiores a 30 A y mantuvo un perfil más estable a lo largo del día, evidenciando una mejor captación de radiación solar.



**Figura 12: Perfil Horario de Corriente, Voltaje y Potencia Generados por el Sistema Fijo**

La potencia generada (curva azul) también fue superior en el sistema móvil, lo que valida el impacto positivo del seguimiento solar de doble eje en el aprovechamiento energético. La diferencia entre las curvas también permite observar la correlación entre irradiancia y corriente operativa, y cómo la mayor exposición angular favorece al sistema móvil.



**Figura 13: Perfil Horario de Corriente, Voltaje y Potencia Generados por el Sistema Móvil**

Estos resultados confirman que el sistema con seguimiento solar no solo mejora la captación de irradiancia, sino que también incrementa notablemente la corriente y la potencia útil entregada por el generador fotovoltaico.

Las mediciones de corriente y tensión presentadas fueron obtenidas mediante el equipo CIRCUTOR TR16-RS-485 descrito en la Sección 3.5, comunicándose con la PC a través del protocolo Modbus RTU sobre RS-485.

## 5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El presente desarrollo constituye la primera fase de una línea de trabajo planificada, que inicia con la implementación de un algoritmo astronómico básico acompañado de control ON-OFF para validar la viabilidad del sistema. En etapas posteriores, se prevé la integración de variables ambientales como la irradiancia real y la nubosidad, mediante sensores ópticos o fotométricos, con el fin de implementar esquemas de seguimiento híbrido que mejoren la eficiencia energética del sistema bajo condiciones atmosféricas variables.

Los resultados obtenidos demuestran que la implementación de un sistema de seguimiento solar de doble eje, basado en un algoritmo astronómico de resolución intermedia y controlado mediante lógica ON-OFF, permite incrementar significativamente la captación de irradiancia solar en una estación fotovoltaica de pequeña escala.

Durante la campaña experimental, se registraron datos de irradiancia con una celda fotovoltaica compensada solidaria al plano móvil, y otra fija a 15° hacia el norte. La irradiancia diaria integrada en el sistema móvil alcanzó un promedio de 6,41 kWh/m²/día, mientras que en el sistema fijo fue de 5,35 kWh/m²/día, lo que representa un incremento del 19,85 % en la captación solar a favor del sistema con seguimiento. Este resultado fue verificado a partir de la integración horaria de los datos recolectados durante 15 días consecutivos, en condiciones mayoritariamente despejadas.

Este incremento valida la hipótesis de que un sistema de seguimiento puede mejorar sustancialmente el aprovechamiento del recurso solar disponible, particularmente en regiones como la Sierra ecuatoriana, donde los niveles de irradiación global promedio se encuentran entre 4,5 y 6,5 kWh/m²/día [5], dependiendo de la época del año y altitud. En el sitio de estudio (Latacunga, 2800 m s.n.m.), los datos obtenidos se encuentran dentro de este rango superior.

Los resultados se alinean con investigaciones previas que reportan incrementos entre el 17 % y el 40 % en la producción energética mediante seguidores de doble eje [3][6]. La magnitud relativamente moderada del aumento observado (19,85 %) en este estudio puede atribuirse a factores como:

- El tamaño compacto del sistema (560 Wp), que reduce el impacto de pérdidas ópticas marginales.
- La pendiente y orientación específicas del sitio.
- La precisión mecánica del sistema y su resolución angular de control ( $\pm 1^\circ$ ), ya que errores mayores tienden a reducir el beneficio del seguimiento.

Además, el análisis de la corriente de cortocircuito en función del ángulo de inclinación confirma que el sistema opera eficazmente dentro del rango de movimiento definido ( $\pm 33^\circ$ ), maximizando la generación durante el período útil diario de irradiancia.

## 6. CONCLUSIONES

Se implementó con éxito un sistema de seguimiento solar de doble eje en una estación fotovoltaica de 560 Wp, utilizando un algoritmo astronómico para el cálculo de la posición solar en tiempo real y un esquema de control ON-OFF con retroalimentación de un inclinómetro digital.

El sistema construido permitió mantener la superficie de los paneles cercana a la perpendicular respecto a la radiación solar durante el recorrido diario y estacional del sol, dentro de los límites mecánicos definidos de  $\pm 33^\circ$  (Este-Oeste) y  $\pm 23.43^\circ$  (Norte-Sur).

La comparación experimental con una instalación fija evidenció un incremento del 19,85 % en la captación de irradiancia y corriente generada, lo que valida la efectividad del sistema de seguimiento solar en condiciones reales de operación.

El algoritmo astronómico implementado demostró alta precisión frente a herramientas de referencia, y su integración con sensores y actuadores permitió un control confiable y estable del sistema.

## 7. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar una comparación futura entre distintos algoritmos de seguimiento (óptico, astronómico y mixto), para determinar cuál se adapta mejor a las condiciones atmosféricas locales.

Es aconsejable evaluar el comportamiento del sistema conectado a cargas reales o acoplado a un banco de baterías, con el fin de analizar su desempeño energético completo.

Se sugiere estudiar el reemplazo del control ON-OFF por técnicas más avanzadas como control PID o fuzzy logic, que podrían mejorar la eficiencia del posicionamiento y reducir el desgaste mecánico.

Para mejorar la operación en condiciones de alta nubosidad o viento, se recomienda integrar sensores de luminosidad y velocidad de viento con lógica de seguridad dinámica.

## 8. AGRADECIMIENTOS

Este artículo se deriva de un proyecto académico desarrollado en la Universidad Técnica de Cotopaxi, en el marco de la línea de investigación en energías renovables. El Ing. Luis Cruz, en calidad de coordinador general del proyecto, fue responsable de la planificación, definición del alcance técnico y validación de las

soluciones planteadas. La fase experimental fue desarrollada por estudiantes como parte de sus trabajos de titulación, bajo la supervisión académica del Ing. Cristian Gallardo. La fase de implementación práctica fue ejecutada por estudiantes de la carrera de Ingeniería Electromecánica, como parte de sus trabajos de titulación [10][11].

## 9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] REN21, "Renewables 2022 Global Status Report," REN21 Secretariat, Paris, 2022.
- [2] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2022," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.
- [3] C.R. Batista Rodríguez, R.I. Urquiza Salgado, "Cálculo y análisis de la máxima eficiencia anual de los seguidores solares," Entre Ciencia e Ingeniería, 2019.
- [4] N.A. Kelly, T.L. Gibson, "Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system," Solar Energy, vol. 83, pp. 2092-2102, 2009.
- [5] Atlas Solar del Ecuador, Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2021.
- [6] A. Sabri Allw, I. Hameem Shallal, "Evaluation of photovoltaic solar power of a dual-axis tracking system," Journal of Southwest Jiaotong University, 2020.
- [7] J.M. Enrique et al., "A reliable, fast and low-cost maximum power point tracker for photovoltaic applications," Renewable Energy, 2009.
- [8] A. Escobar Mejía et al., "Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico," Scientia et Technica, 2010.
- [9] Estudio de Seguimiento Solar en Ecuador, Universidad Técnica Particular de Loja, 2020.
- [10] Vaca Padilla, G. P., & Vega Toaquiza, J. S. (2021). Implementación de un seguidor solar de 2 ejes para un sistema fotovoltaico de 560 W [Tesis de grado, Universidad Técnica de Cotopaxi]. Repositorio UTC. <https://repositorio.utc.edu.ec/items/fd71b602-cbd9-4d7a-8622-ab5d08700d1a>
- [11] Chisaguano Chicaiza, C. R., & Hurtado Buni, C. F. (2022). Implementación de un sistema de control de posición angular para una estación fotovoltaica de 560 W de 2 ejes [Tesis de grado, Universidad Técnica de Cotopaxi]. Repositorio UTC. <https://repositorio.utc.edu.ec/items/bd550748-55d5-480a-804f-c708cbdaa081>
- [12] N. Machado Toranzo, A. Lussó Cervantes, L. L. Oro Carralero, J. Bonzon Henríquez y O. Escalona Costa, «Seguidor Solar, optimizando el aprovechamiento de la energía solar,» SCIELO, vol. 36, nº 2, 2015.



- [13] D. E. M.J. Clifford, «Diseño de un novedoso seguidor solar pasivo,» ELSEVIER, vol. 77, n° 3, pp. 269-280, 2004.
- [14] C. R. Batista Rodriguez y R. I. Urquiza Salgado, «Cálculo y análisis de la máxima eficiencia anual de los seguidores solares,» Entre Ciencia E Ingeniería, vol. 12, n° 24, pp. 25 - 31, 23 05 2019.
- [15] T. Partridge, «Inter Press Service,» 03 02 2021. [En línea]. Available: <https://ipsnoticias.net/2021/02/proyecto-solar-aroma-reto-las-renovables-ecuador/>. [Último acceso: 04 12 2021].
- [16] A. Escobar Mejia, M. Holguín Londeño y J. C. Osorio R., «Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico,» Scientia et Technica, n° 44, p. 6, 2010.
- [17] J. M. Enrique, J. M. Andújar y M. A. Bohórquez, «A reliable, fast and low cost maximum power point tracker for photovoltaic applications,» ELSEVIER, p. 11, 2009.
- [18] J. Reda and A. Andreas, Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications, NREL Report No. TP-560-34302, Revised January 2008, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA.



**Luis Rolando Cruz.** - Nació en Latacunga en 1980. Obtuvo el título de Ingeniero en Electromecánica por la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE en 2008. En 2010 completó el Diplomado Superior en Redes Digitales Industriales, y en 2013 obtuvo el título de Magíster en Gestión de Energías por la Universidad Técnica de Cotopaxi. Recientemente alcanzó el grado de Magíster en Electricidad con mención en Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad Politécnica Salesiana del Ecuador. Ha trabajado en el sector energético, desempeñando funciones técnicas en generación eléctrica durante varios años. Actualmente es docente en los niveles de pregrado y posgrado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi.



**Cristian Fabián Gallardo.**- nació en Latacunga, Ecuador, en 1982. Obtuvo el título de Ingeniero Electromecánico en la Escuela Superior Politécnica del Ejército, sede Latacunga, en el año 2010. Posteriormente, alcanzó el grado de Magíster en Gestión de Energías

por la Universidad Técnica de Cotopaxi en 2014. Actualmente se desempeña como docente titular en la Universidad Técnica de Cotopaxi, y ha desarrollado importantes trabajos sobre sistemas fotovoltaicos en los lugares aislados de la red de las empresas eléctricas. Sus áreas de investigación se centran en la eficiencia energética y las energías renovables en la provincia de Cotopaxi. Desde el año 2021, ejerce como director de la carrera de Ingeniería Electromecánica en la cual se han impulsado proyectos de eficiencia energética y energías renovables.



**cenace**  
OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Av. Atacazo y Panamericana Sur Km. 0, Sector Cutuglagua  
Código Postal: 1721191 / Mejía - Ecuador  
Teléfono: (593-2) 299 2001  
[www.cenace.gob.ec](http://www.cenace.gob.ec)

