



Índice para la Estabilidad de Tensión en tiempo real usando Lógica Difusa

Index for real-time voltage stability using fuzzy logic

Lisner Cruz Sánchez^I, Miriam Vilaragut Llanes^{II,*}, Maykop Pérez Martínez^{III}

^I Unión Eléctrica (UNE), La Habana, Cuba

^{II} Universidad Tecnológica de la Habana, José Antonio Echeverría (CUJAE). Cuba

^{III} Universidad de Concepción, Chile

*Autor de la correspondencia: miriamv@electrica.cujae.edu.cu

Recibido: 24 de noviembre de 2025

Aprobado: 26 de febrero de 2026

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



RESUMEN/ABSTRACT

En este artículo se presenta una noción general del problema de la estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos de potencia. Inicialmente se realiza una revisión de los métodos fundamentales para su estudio en tiempo real, comentando las ventajas y desventajas de cada uno de ellos. A continuación, se realiza la descripción de un método para calcular un índice de estabilidad de tensión en tiempo real utilizando inteligencia artificial, en particular, la lógica difusa. Como caso de estudio, se presenta el sistema de reglas para su implementación en la zona occidental del sistema eléctrico cubano. Se realizó el cálculo del índice para las tres regiones del país: occidental, central y oriental. También se muestran los resultados obtenidos en el cálculo del índice propuesto en el sistema cubano al realizar la corrida de un flujo continuado para las mismas condiciones, y se comparan los resultados obtenidos por ambos métodos.

Palabras clave: estabilidad de tensión; índice de estabilidad de tensión, lógica difusa para análisis de estabilidad de tensión.

This article presents a general overview of the voltage stability problem in electric power systems. It begins with a review of fundamental methods for real-time analysis, discussing the advantages and disadvantages of each. Next, it describes a method for calculating a voltage stability index in real time using artificial intelligence, specifically fuzzy logic. As a case study, the system of rules for its implementation in the western region of the Cuban electrical system is presented. The index was calculated for the three regions of the country: western, central, and eastern. The results obtained from calculating the proposed index in the Cuban system under the same continuous flow conditions are also shown, and the results obtained by both methods are compared.

Keywords: voltage stability; voltage stability index; fuzzy logic for voltage stability analysis.

INTRODUCCIÓN

Mantener un servicio eléctrico ininterrumpido con la calidad requerida es un requisito indispensable que debe cumplir todo sistema eléctrico moderno, por lo que debe asegurarse que el mismo sea capaz de suplir la demanda con determinada seguridad en todo momento. Actualmente, los problemas de estabilidad de la tensión representan el mayor riesgo para la seguridad operativa de los grandes sistemas de potencia. En los apagones registrados en diversas partes del mundo, y en nuestro país, se ha detectado que la situación final, luego de la cascada de eventos, ha sido en muchos casos el colapso de tensión.

Cómo citar este artículo:

Lisner Cruz Sánchez y otros. Índice para la Estabilidad de Tensión en tiempo real usando Lógica Difusa.

Ingeniería Energética. Vol. 47(2026): publicación continua. ISSN 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

Por esta razón, es importante que los operadores de los sistemas de potencia cuenten con indicadores que los alerten sobre la presencia de problemas de estabilidad de tensión y de cercanía al colapso [1]. Estos eventos dieron origen a investigaciones y propuestas de métodos de estudio para detectar y predecir la inestabilidad con buena precisión. La realización de estos estudios requiere de gran cantidad de datos relacionados con la configuración, modelos y parámetros del sistema de potencia, con los cuales se desarrollan técnicas computacionales adecuadas; sus resultados muestran los estados del sistema, así como márgenes y límites de operación, con los cuales se definen las acciones de prevención y corrección del problema [2]. La estabilidad de la tensión está relacionada con la habilidad del sistema para mantener las tensiones en valores aceptables en todas las barras, en condiciones normales de operación y después de la ocurrencia de alguna contingencia.

Un sistema puede entrar en un estado de inestabilidad de la tensión cuando ocurre un disturbio que bien puede ser el incremento en la demanda de la carga, o cambios en las condiciones del sistema que causan una progresiva e incontrolable disminución de la tensión. El corazón del problema es usualmente la caída de tensión que ocurre cuando fluye una potencia reactiva y activa a través de una reactancia inductiva asociada con la red de transmisión. El principal factor que causa la inestabilidad es la incapacidad del sistema de potencia de satisfacer la demanda de potencia reactiva. La seguridad operativa valora la habilidad del sistema eléctrico de potencia para conservar la estabilidad ante diversas perturbaciones. Estos estudios se realizan para el corto plazo, en tiempos menores a 15 minutos, de tal manera que, si se requiere, los operadores puedan aplicar a tiempo las medidas correctivas que salvaguarden la estabilidad del sistema [1].

MATERIALES Y MÉTODOS

Los índices que han sido propuestos para valorar la seguridad de tensión durante la operación en tiempo real pueden clasificarse, según el método de cálculo, en las siguientes categorías:

Basados en flujos de carga

Es la categoría donde se encuentra la mayor cantidad de índices, pues se proponen indicadores similares a los utilizados para el planeamiento de largo plazo y de un día antes. Entre estos, se mencionan índices que utilizan una de las siguientes medidas o una función de ellas:

- La distancia al punto de colapso obtenida mediante el flujo de carga continuado [3].
- Los valores propios de la matriz Jacobiana reducida (análisis modal) [4].
- Índices de proximidad al colapso calculados a partir de las ecuaciones del flujo de carga o sus componentes, [5, 6].
- La distancia al punto de colapso por medio de curvas P-V o V-Q [7, 8].
- El discriminante de la ecuación de potencia de las líneas de transmisión [9].

La gran desventaja para la aplicación de estos índices es el gran tiempo computacional requerido para realizar los flujos de carga correspondientes a las contingencias consideradas más probables o más críticas para el sistema, las cuales son muchas en un sistema real. Esto lleva a simplificaciones en el número de casos a analizar para reducir el tiempo computacional de la valoración. Los métodos más populares son las curvas P-V o V-Q, el análisis modal y el flujo de carga continuado.

Basados en simulación quasi-estática

Este método se centra en el análisis de estabilidad de largo tiempo y reemplaza, en las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema, la solución de equilibrio de los componentes dinámicos para reducir el tamaño del sistema de ecuaciones y facilitar su solución [10, 11]. La gran desventaja para la aplicación de estos índices es el gran tiempo computacional requerido para realizar las simulaciones.

Basados en simulación en el tiempo

Este método se basa en realizar simulaciones en el tiempo de estabilidad electromecánica. La gran desventaja de este método es que es aún más complejo que los flujos de carga. Para mitigar este problema, se han propuesto soluciones como determinar la región de estabilidad a partir de dos indicadores, uno para estabilidad estática y otro para la dinámica [12].

Basados en funciones de energía

Las funciones de energía son otro de los métodos de análisis de estabilidad y permiten una valoración en menos tiempo y con menos complejidad que las simulaciones en el tiempo [13]. Como en casi todos los métodos ya mencionados se requiere identificar un conjunto de contingencias creíbles, relevantes o más probables para las cuales se hace el análisis y se determinan las barras con menores valores del índice de energía.

Basados en métodos de computación blanda o inteligencia artificial

Consisten en aplicar técnicas como las redes neuronales, la lógica difusa y los sistemas de inferencia neuronales-difusos, entre otros, para identificar la condición operativa del sistema [14, 15]. A partir de estudios fuera de línea se estudian diversas condiciones de generación, demanda, y se valora la estabilidad del sistema.

Con esta información se entrena un sistema de redes neuronales o un sistema de inferencia neuro-difuso el cual, en el ambiente de operación en tiempo real, toma el estado del sistema y pronostica su condición operativa para las contingencias de interés.

Basados en medidas locales sincronizadas

Este método se basa en las medidas tomadas en tiempo real por las PMUs [16, 17], las cuales se denominan fasores locales. La premisa de estos métodos es que las medidas tomadas por las PMUs contienen suficiente información para determinar en tiempo real el estado dinámico del sistema.

Los índices de seguridad de tensión desarrollados específicamente para calcularse a partir de datos tomados por PMUs aparecen en la última década del siglo pasado y actualmente constituyen el área con más potencial de desarrollo ya que, a partir de las PMUs se pueden implementar sistemas de monitoreo, protección y control de amplia área. El inconveniente fundamental de los índices desarrollados basados en las PMUs es su elevadísimo costo de implementación en comparación con cualquier otro índice para determinar la estabilidad de la tensión.

Índice de estabilidad de tensión basado en Lógica Difusa

La teoría de conjuntos difusos o borrosos fue desarrollada por Zadeh para tratar el aspecto vago de la información. A partir de 1978 desarrolló la teoría de posibilidades, que trata de la incertidumbre de la información. La teoría de las posibilidades puede compararse con la teoría de las probabilidades, aunque al contrario que esta última, es bastante adecuada para tratar con las informaciones dadas por las personas ya que no es aditiva. Estas teorías cada vez son más utilizadas en sistemas que utilizan información facilitada por personas, por ejemplo, en control de procesos, en toma de decisiones, etc. [18]. La teoría de los conjuntos borrosos cuando se utiliza en un contexto lógico, como el de los sistemas basados en el conocimiento, es conocida como lógica borrosa o lógica difusa.

El índice para la estabilidad de tensión (IET) en tiempo real utilizando lógica difusa se basa, fundamentalmente, en implementar una herramienta que utiliza el conocimiento y la experiencia acumulada por el personal de operación del sistema eléctrico, sobre la variación conocida de los parámetros del régimen relacionados con la estabilidad de la tensión, para predecir la cercanía al colapso de esta, por lo que clasifica como un método de monitoreo del sistema [2]. La estabilidad de la tensión puede estudiarse por zonas, ya que está relacionada con la capacidad del sistema de mantener la tensión en los nodos, lo cual está relacionado con la potencia reactiva que el sistema es capaz de entregar a cada nodo. Por lo tanto, se calcula un índice para cada zona de potencia reactiva del sistema eléctrico en cuestión y se escogen, como parámetros para el cálculo del índice, la reserva de potencia reactiva en la zona (reserva en línea), las transferencias hacia esa zona, tanto de potencia activa como de potencia reactiva, y la tensión en el nodo piloto de la zona. Este índice es especialmente aplicable en los sistemas longitudinales poco mallados y con las zonas fundamentales de generación alejadas de las zonas de carga.

El índice se calcula usando los valores en tiempo real de los parámetros mencionados y la herramienta de lógica difusa, la cual está diseñada para analizar información difusa o imprecisa expresada en gráficas de pertenencia y usando un motor de inferencia difusa basado en un sistema de reglas y es capaz de estimar de forma correcta el comportamiento de un proceso o sistema. En esencia, se simula un controlador difuso usándolo como un estimador del estado de la estabilidad de la tensión del sistema [18- 20]. Un controlador difuso puede considerarse como un sistema experto simplificado donde la consecuencia de una regla no es aplicada como antecedente de otra porque las acciones de control se basan en un único nivel de inferencia.

Determinación de las zonas de potencia reactiva

Para determinar las zonas de potencia reactiva se realiza un análisis de la sensibilidad de tensión, analizando la submatriz $\partial Q/\partial V$ de la matriz jacobiana, la cual indica cómo varía la tensión debido a variaciones de potencia reactiva. Este estudio es posible realizarlo con un software como el PSAT del MATLAB para determinar las zonas de influencia de los principales generadores del sistema.

Determinación de las transferencias hacia la zona de potencia reactiva

Una vez determinadas las zonas de potencia reactiva del sistema es necesario determinar las líneas que las delimitan, con el objetivo de sensar las transferencias de potencia activa y reactiva entre las diferentes zonas del sistema.

Determinación del nodo piloto de la zona de potencia reactiva

El nodo piloto de una zona de potencia reactiva es aquel en el cual su valor de tensión es el más representativo de la zona. Se puede determinar por el método de las corrientes de cortocircuito, utilizando un software como el PSAT del MATLAB.

Implementación del índice usando la herramienta Fuzzy del MATLAB

El índice para la estabilidad de la tensión usando lógica difusa permite identificar la condición operativa del sistema mostrando un valor entre 0 y 1, donde los valores próximos a 1 indican la inestabilidad. A partir de estudios fuera de línea se estudian diversas condiciones de reserva de reactivo por zonas del sistema, transferencias de potencia activa y reactiva entre las zonas, y valores de tensión en los nodos pilotos de las zonas. Con lo anterior, y tablas de la variación de estos valores basadas en la experiencia acumulada por el personal de operaciones, se valora la estabilidad del sistema.

Esta información es almacenada en las funciones de pertenencia de un sistema de inferencia difuso el cual, en el ambiente de operación en tiempo real, toma el estado del sistema y pronostica su condición operativa en lo referente a la estabilidad de la tensión. El índice es implementado utilizando la lógica fuzzy, donde las funciones de pertenencia son construidas con los valores tabulados utilizando las funciones trapezoidales, y el sistema de reglas se constituye dándole mayor influencia a las condiciones de inestabilidad caracterizadas por baja reserva de reactivo, altas transferencias y baja tensión en la zona. Se calcula un índice por cada zona de potencia reactiva del sistema.

DESARROLLO DE UN CASO DE ESTUDIO

El método para la determinación del índice descrito se implementó en el sistema eléctrico cubano, el cual cuenta con las características de ser longitudinal, poco mallado y con déficit de generación en la zona centro-occidental. El estudio de la sensibilidad de tensión en este sistema arrojó que el mismo se divide en tres zonas de potencia reactiva (occidental, central y oriental), seleccionándose las líneas que las delimitan como las escogidas para sensar las transferencias de potencia activa y reactiva. Además, se determinaron los nodos pilotos por el método de las corrientes de cortocircuito en cada zona. Utilizando la herramienta de lógica fuzzy del MATLAB se implementó el IET en cada zona del país. Se utilizó el MATLAB Copilot Total Headcount Academic version R2025a LIC: 40989982.

A continuación se muestra el sistema de reglas utilizado para su cálculo en la zona occidental y la superficie de respuestas obtenidas. Para las zonas central y oriental se realizó un trabajo similar al mostrado.

Variables para el cálculo del IET en la zona occidental:

- RPRZO - reserva de potencia reactiva zona occidental.
- TPAGSMC - transferencia de potencia activa Guiteras-Santa Clara y Matanzas- Cienfuegos (líneas que delimitan la zona).
- TPRGSMC - transferencia de potencia reactiva Guiteras-Santa Clara y Matanzas- Cienfuegos (líneas que delimitan la zona).
- TN - tensión en Naranjito (nodo piloto).
- IET - Índice para la estabilidad de tensión.

En la figura 1, se muestra el sistema de reglas utilizado para el cálculo del IET en la zona occidental del sistema eléctrico cubano.

```
1. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is alta) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
2. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is alta) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
3. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is baja) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
4. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is alta) and (TN is alta) then (IET is alta) (1)
5. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is alta) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
6. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is baja) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
7. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is alta) and (TN is alta) then (IET is alta) (1)
8. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is baja) and (TN is alta) then (IET is alta) (1)
9. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is alta) and (TN is alta) then (IET is alta) (1)
10. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is alta) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
11. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is baja) and (TN is baja) then (IET is alta) (1)
12. If (RPRZO is baja) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is baja) and (TN is alta) then (IET is baja) (1)
13. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is alta) and (TPRGSMC is baja) and (TN is alta) then (IET is baja) (1)
14. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is alta) and (TN is alta) then (IET is baja) (1)
15. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is baja) and (TN is baja) then (IET is baja) (1)
16. If (RPRZO is alta) and (TPAGSMC is baja) and (TPRGSMC is baja) and (TN is alta) then (IET is baja) (1)
```

Fig. 1. Sistema de reglas utilizado para el cálculo del IET en la zona occidental del sistema eléctrico cubano

En la figura 2, se presenta la superficie obtenida del cálculo IET en la zona occidental del sistema eléctrico cubano. Esta herramienta toma los datos del sistema en tiempo real y calcula el IET de cada zona cada tres segundos, permitiéndole al personal de operaciones contar con un índice que les indica las condiciones de estabilidad de tensión del sistema eléctrico.

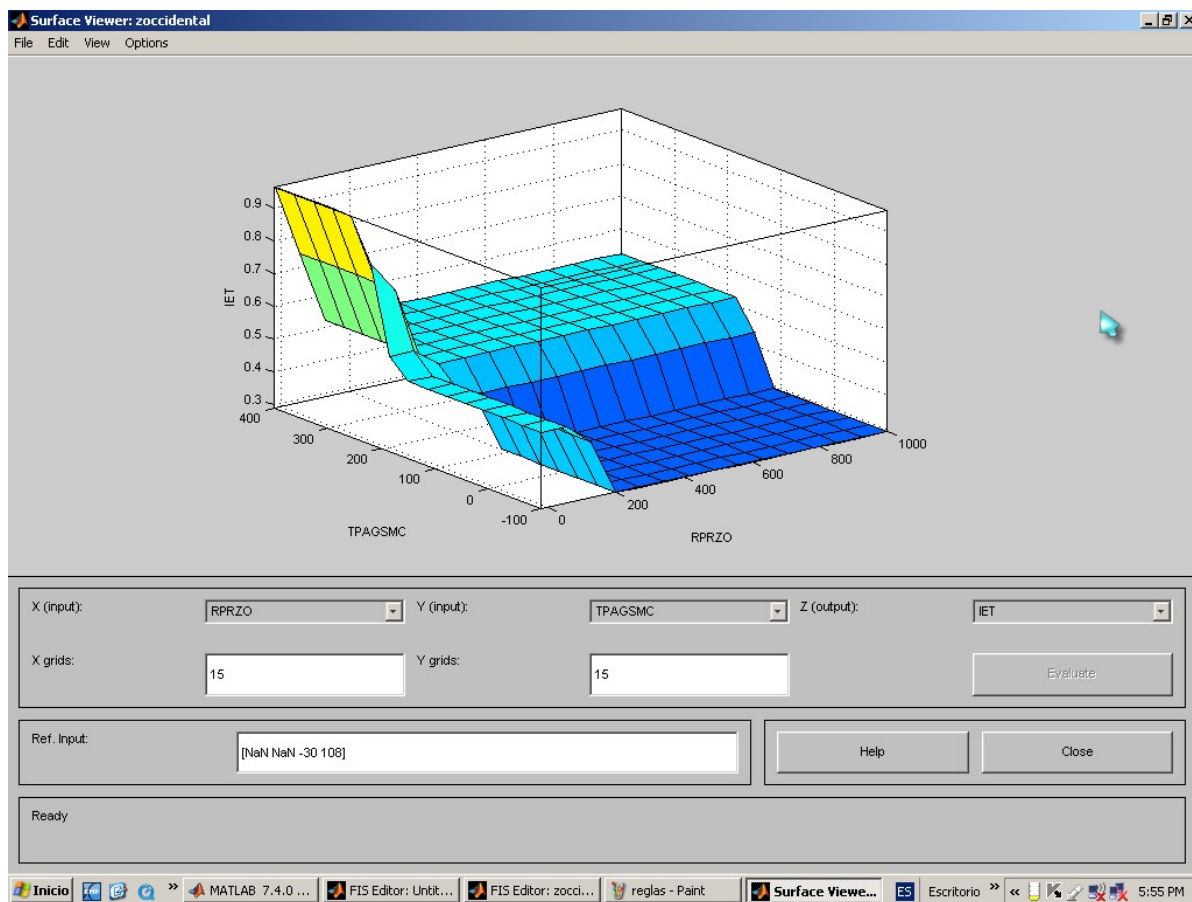


Fig. 1. Superficie obtenida del cálculo IET en la zona occidental del sistema eléctrico cubano

Comprobación del IET con el método de flujos continuados

Con el objetivo de mostrar el funcionamiento del IET y de cómo varían los valores de este en las diferentes zonas del sistema eléctrico cubano, se presenta en la tabla 1, el valor calculado en tiempo real del índice y las transferencias críticas calculadas por un flujo de carga sucesivo para las líneas que delimitan las diferentes zonas.

Tabla 1. Valor calculado en tiempo real del índice y las transferencias críticas calculadas por un flujo de carga sucesivo para las líneas que delimitan las diferentes zonas

Día 18/10/2013 01:00.			
	IET	Trasferencia real (MW)	Trasferencia crítica (MW)
Zona occidental	0.433	128	285
Zona central	0.033	166	372
Zona oriental	0.031	-58	484
Día 27/10/2013 19:10			
	IET	Trasferencia real (MW)	Trasferencia crítica (MW)
Zona occidental	0.342	181	273
Zona central	0.804	321	350
Zona oriental	0.035	-139	426

CONCLUSIONES

Se realizó el cálculo del índice de estabilidad de tensión para las tres regiones occidental, central y oriental del sistema eléctrico cubano en tiempo real utilizando inteligencia artificial, en particular la lógica difusa. Los valores del índice tienden a 1 cuando el sistema se acerca a la inestabilidad. Se encontró que la fortaleza del método usado radica en su fácil implementación en tiempo real, y su principal deficiencia es que es necesario usarlo conjuntamente con un método analítico que permita calcular el límite de operación estable del sistema.

REFERENCIAS

- [1] Veeraboina, P. and Yesuratnam, G. “Optimal design and analysis of solar water heating system using solar factors in the estimation of energy efficiency and thermal performance”. MSAIJ. 2015, vol. 12, n. 4, p. 115-124. ISSN 0974-7486. Disponible en: https://www.academia.edu/91320701/Optimal_design_and_analysis_of_solar_water_heating_system_using_solar_factors_in_the_estimation_of_energy_efficiency_and_thermal_performance
- [2] Zapata, C., *et al.* “Índices para detectar en tiempo real problemas con la estabilidad de voltaje”. Scientia et technica. 2010, vol. 16, n. 44. ISSN 0122-1701. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4548387.pdf&ved=2ahUKewiLjKyI4qSTAxXGnSYFHckWG8IQFnoECBwQAO&usq=A0vVaw3p4zuiAmIcrzYw8AQXIgHP>
- [3] Candelo, J., *et al.* “Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia”. Información Tecnológica. 2008, vol. 19, n. 5, p. 97-110. ISSN 0718-0764. Disponible en: www.scielo.cl/pdf/infotec/v19n5/art11.pdf
- [4] Ajarapu, V., and Christy, C. “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis” IEEE Transactions on Power Systems. 1992, vol. 7, n. 1, p. 416-423. ISSN 1558-0679. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/141737>
- [5] Gao, B., *et al.* “Voltage stability evaluation using modal analysis”. IEEE Transactions on Power Systems. 1992, vol. 7, n. 4, p. 1529-1542. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/207377>
- [6] Andrade, A., *et al.* “A new method for detecting the point of voltage collapse”. 39th International Universities Power Engineering Conference. Bristol, England, 2004. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1492177>
- [7] Vournas, C., *et al.* “On-line voltage stability monitoring”. IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS). Florence, Italy, 2000. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8351707>
- [8] Hussian, F., *et al.* “Contingency ranking for on-line voltage stability assesment”. IEEE International Conference on Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT). Bangalore, India, 2021. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9622724>
- [9] Esaka, T., *et al.* “Voltage stability preventive control using a new voltage stability index”. IEEE International Conference on power System Technology. Singapore, 2004. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1460018>
- [10] Musirin, I., *et al.* “On-line voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability indes”. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. Yokohama, Japan, 2002. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1177634>
- [11] Native, G., *et al.* “Integrated framework for voltage security assessment”. IEEE Transactions on Power Systems. 2000, vol. 15, n. 4, p. 1417-1422. ISSN 1558-0679. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/898121>
- [12] Vournas, C., *et al.* “On-line voltaje security assessment of the Hellenic interconnected system”. IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings. Bolonga, Italy, 2003. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1304419>
- [13] Mercede, F., *et al.* “A framework to predict voltage collapse in power systems”. IEEE Transactions on Power Systems. 1988, vol. 3, n. 4. ISSN 1558-0679. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/192999>
- [14] Overbye, T. “Use of energy methods for on-line assessment of power system voltage security”. IEEE Transactions on power Systems. 1993, vol. 8, n. 2. ISSN 1558-0679. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/260840>
- [15] Alves, A. “Overcoming limitations of NNs for on-line DSA”. IEEE Power Engineering Society General Meeting. San Francisco, USA, 2005. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1489392>
- [16] Sharkawi, E., *et al.* “Comparative study of feature extraction techniques for neural network classifier [power system simulation]”. Proceedings of International Conference on Intelligent System Application to Power Systems. Orlando, USA, 1996. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/501106>
- [17] Gubina, F. and Strmcnik, B. “Voltage collapse proximity index determination using voltage phasors approach”. IEEE Transactions on Power Systems. 1994, vol. 10, n. 2, p. 788-794. ISSN 1558-0679. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/387918>
- [18] Milosevic, B., *et al.* “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements”. IEEE Transactions on Power Systems. 2003, vol. 18, n. 1, p. 121-127. ISSN 1558-0679. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1178783>
- [19] Bode, O., and Krishnamurthy, S. “Performance Analysis for Predictive Voltage Stability Monitoring Using Enhanced Adaptive Neuro-Fuzzy Expert System”. Mathematics. 2024, vol. 12, n. 19. ISSN 2227-7390. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2227-7390/12/19/3008>
- [20] Rao, A., *et al.* “A robust neural network model for monitoring online voltage stability”. Int. J. Comput. Appl. 2022, vol. 44, n. 2, p. 1103–1112. ISSN 1925-7074. Disponible en: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/1206212X.2019.1666224>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflicto de intereses.

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Lisner Cruz Sánchez: <https://orcid.org/0009-0009-6550-3091>

Participó en el diseño de la investigación, recolección de datos, en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Miriam Vilaragut Llanes: <https://orcid.org/0000-0002-5453-1136>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Maykop Pérez Martínez: <https://orcid.org/0000-0003-3073-1675>

Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.