

Variabilidad del Margen de Estabilidad de Voltaje ante Incertidumbre de Carga en el Sistema IEEE de 14 Barras

Variability of the Voltage Stability Margin under Load Uncertainty in the IEEE 14-Bus System

	Rubén Darío Tirira Chulde	dtirira@tecnologicosucre.edu.ec
	Edgar Javier Cajas Oña	ecajas@tecnologicosucre.edu.ec
	Manuel David Rodríguez Santillán	drodriguez@tecnologicosucre.edu.ec
	Bryan José Delgado Posligua	bryanjosedelgadoposligua@gmail.com

¹ Carrera de Electricidad, Instituto Superior Tecnológico Sucre, Quito, Ecuador.

RESUMEN

Este artículo analiza la variabilidad del margen estimado de estabilidad de voltaje ante incertidumbre de carga en el sistema IEEE de 14 barras. Para ello, se generaron escenarios Monte Carlo mediante factores aleatorios aplicados a las demandas activa y reactiva, y se resolvieron flujos de potencia con el método de Newton-Raphson. En cada escenario, $\lambda_{\max}$ se estimó mediante evaluación de factibilidad y refinamiento biseccional dentro de un intervalo definido; además, se generaron curvas P-V discretas para identificar la barra crítica y analizar la evolución de la tensión mínima en las barras PQ. Los resultados muestran que la incertidumbre de carga produce variaciones apreciables en el margen estimado, aunque una parte importante de los escenarios alcanza el límite superior del intervalo de exploración. Por esta razón, dichos casos se interpretan como escenarios censurados y no como puntos exactos de colapso. La relación entre carga activa total y $\lambda_{\max}$ evidenció una tendencia inversa, lo que confirma la reducción del margen ante incrementos de demanda. Además, la criticidad se concentró principalmente en las barras 5 y 14, mientras que las curvas P-V representativas permitieron vincular la dispersión estadística con la evolución eléctrica del sistema. El enfoque aplicado permite caracterizar el margen de estabilidad desde una perspectiva probabilística y reproducible.

Palabras Clave: Análisis de Incertidumbre, Estabilidad de Voltaje, Flujo de Potencia, Método de Monte Carlo, Sistemas Eléctricos de Potencia.

ABSTRACT

This article analyzes the variability of the estimated voltage stability margin under load uncertainty in the IEEE 14-bus system. For this purpose, Monte Carlo scenarios were generated using random factors applied to active and reactive power demands, and power flows were solved using the Newton-Raphson method. In each scenario, $\lambda_{\max}$ was estimated through feasibility assessment and bisection refinement within a defined interval; discrete P-V curves were also generated to identify the critical bus and analyze the evolution of the minimum voltage at PQ buses. The results show that load uncertainty produces noticeable variations in the estimated margin, although a significant portion of the scenarios reaches the upper limit of the exploration interval. Therefore, these cases are interpreted as censored scenarios and not as exact collapse points. The relationship between total active load and $\lambda_{\max}$ showed an inverse trend, indicating a reduction in the margin associated with higher demand levels. In addition, criticality was mainly concentrated at buses 5 and 14, while the representative P-V curves made it possible to link the statistical dispersion with the electrical response of the system. The proposed approach enables the voltage stability margin to be characterized from a probabilistic and reproducible perspective.

Keywords: Uncertainty Analysis, Voltage Stability, Power Flow, Monte Carlo Method, Electric Power Systems.



Licencia: © 2026. Este artículo se publica bajo la licencia **Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (CC BY 4.0)**.
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

► I. Introducción

La estabilidad de voltaje constituye una condición necesaria para la operación segura de los sistemas eléctricos de potencia, especialmente cuando la red trabaja cerca de sus límites de cargabilidad. En estas condiciones, el incremento progresivo de la demanda, la disponibilidad de soporte reactivo y la evolución de las tensiones nodales determinan la capacidad del sistema para conservar perfiles de tensión aceptables. Por ello, el margen de estabilidad no debe entenderse únicamente como un valor numérico, sino como un indicador de proximidad a condiciones operativas críticas asociadas al deterioro de la tensión [1], [2].

Las curvas P-V permiten evaluar la respuesta de la tensión ante incrementos de carga y estimar el margen de cargabilidad. En este estudio, dicho margen se obtiene mediante evaluación de factibilidad en un intervalo acotado y refinamiento biseccional, mientras las curvas se generan mediante barridos discretos. Por tanto, el resultado constituye una estimación condicionada por el rango explorado, el paso de incremento y los criterios numéricos adoptados, no una determinación exacta del punto de colapso [3], [5].

El análisis convencional de estabilidad suele considerar condiciones determinísticas de operación, en las que las demandas activa y reactiva se representan mediante valores previamente definidos. Aunque esta aproximación constituye una referencia útil, no reproduce la variabilidad inherente a las condiciones reales de carga. Para incorporar esta incertidumbre, diferentes estudios han empleado métodos probabilísticos basados en simulación Monte Carlo, estimación puntual y técnicas de muestreo orientadas a caracterizar la dispersión de las variables eléctricas y de los indicadores de estabilidad [7], [9], [13]. Estos enfoques permiten evaluar un conjunto de posibles condiciones operativas en lugar de restringir el análisis a un único escenario de demanda.

La incorporación de incertidumbre en los estudios de estabilidad de voltaje ha permitido extender el análisis hacia la evaluación probabilística del riesgo, la distribución de indicadores de

estabilidad y la identificación de condiciones operativas desfavorables [12], [15]. Sin embargo, la interpretación del margen puede resultar condicionada cuando el procedimiento numérico establece un límite superior de exploración, debido a que los escenarios que alcanzan dicho límite no necesariamente representan puntos exactos de colapso. En estos casos, la diferenciación entre escenarios que alcanzan un criterio de detención y aquellos limitados por el rango analizado resulta necesaria para evitar una interpretación equivalente de resultados con distinta naturaleza numérica.

En este contexto, el sistema IEEE de 14 barras constituye un caso académico de referencia ampliamente utilizado para estudios de flujo de potencia y estabilidad, debido a que su configuración permite analizar la respuesta de barras de generación, transmisión y carga dentro de una red de complejidad moderada y reproducible [4], [5]. Su utilización facilita además la comparación metodológica y el desarrollo de análisis repetitivos bajo diferentes condiciones de demanda.

Con base en estos antecedentes, el presente artículo analiza la variabilidad del margen estimado de estabilidad de voltaje ante incertidumbre de carga en el sistema IEEE de 14 barras. Para ello, se generan escenarios Monte Carlo mediante factores aleatorios aplicados a las demandas activa y reactiva, se resuelven flujos de potencia mediante el método de Newton-Raphson y se estima $\lambda_{\max}$ mediante evaluación de factibilidad y refinamiento biseccional dentro de un intervalo definido. Además, se generan curvas P-V discretas representativas para analizar la evolución de la tensión mínima. El análisis considera la distribución estadística del margen, su relación con la carga activa total y la frecuencia de aparición de barras críticas. El aporte del estudio radica en integrar estos elementos dentro de un procedimiento reproducible que distingue explícitamente los escenarios censurados por el límite de exploración, permitiendo caracterizar, simultáneamente la variabilidad del margen estimado y la localización recurrente de condiciones críticas bajo incertidumbre de carga.

» II. Metodología

A. Sistema de prueba

El estudio se desarrolló sobre el sistema IEEE de 14 barras, utilizado como red académica de referencia para evaluar la variabilidad del margen estimado de estabilidad de voltaje ante incertidumbre de carga. Su configuración permite analizar múltiples escenarios de demanda y observar cambios en los perfiles de tensión y en la identificación de barras críticas [6].

La condición base del sistema se empleó como punto inicial. En cada escenario se modificaron las potencias activa y reactiva de las barras de carga, mientras que la topología de la red, los parámetros de línea y la clasificación de las barras permanecieron constantes.

B. Modelado de incertidumbre de carga

La incertidumbre se representó mediante factores aleatorios aplicados a las demandas activa y reactiva de las barras PQ. Cada escenario se generó mediante factores obtenidos de una distribución normal con media 1,0 y desviación estándar 0,1. Los valores inferiores a 0,7 y superiores a 1,3 se limitaron a dichos extremos mediante saturación. Para cada barra i , el mismo factor aleatorio k_i se aplicó a P y Q , según las ecuaciones (1) y (2).

$$P_i^{MC} = k_i P_{i,0} \quad (1)$$

$$Q_i^{MC} = k_i Q_{i,0} \quad (2)$$

En las ecuaciones (1) y (2), $P_{i,0}$ y $Q_{i,0}$ corresponden a las demandas del caso base, mientras que P_i^{MC} y Q_i^{MC} representan las demandas perturbadas. La aplicación de un mismo factor conserva la relación P/Q y el factor de potencia de cada carga [7].

C. Generación de escenarios Monte Carlo

Se generaron 1000 escenarios mediante simulación Monte Carlo utilizando una semilla

fija para garantizar la reproducibilidad. En cada realización se obtuvo un conjunto de factores k_i , con los cuales se determinaron las nuevas condiciones de demanda mediante las ecuaciones (1) y (2).

La cantidad de escenarios se seleccionó para obtener una caracterización estadística estable sin incrementar innecesariamente el costo computacional. Su suficiencia se verificó posteriormente mediante la evolución de la media acumulada y del percentil P5 de λ_{max} [8], [9]. El procedimiento general seguido en cada escenario se presenta en la Figura 1.

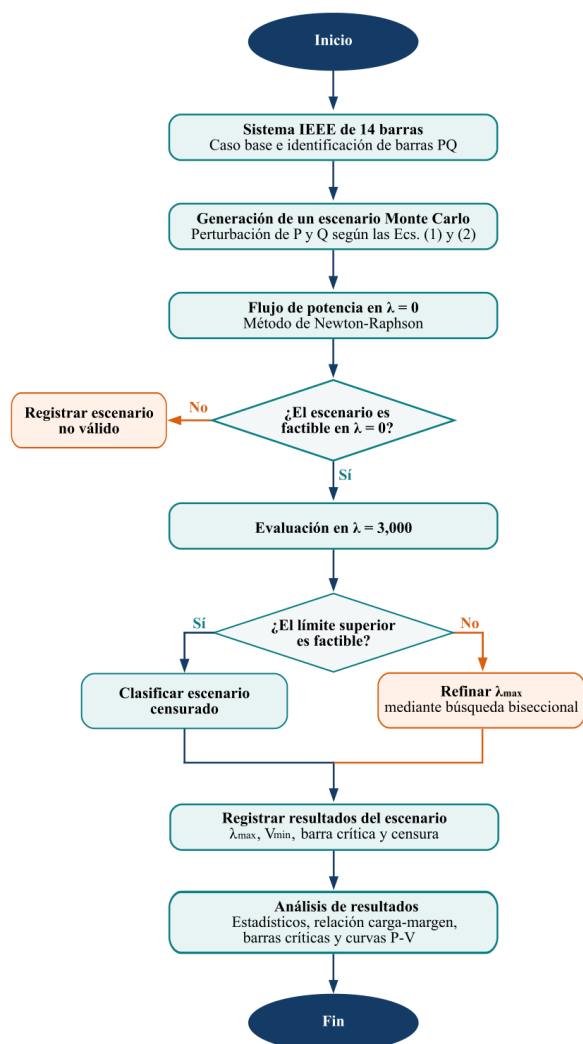


Fig. 1: Secuencia de la simulación Monte Carlo y estimación de λ_{max} .

D. Flujo de potencia y estimación de $\lambda_{\max}$

Para cada escenario Monte Carlo se resolvió el flujo de potencia mediante el método de Newton-Raphson. El parámetro de incremento de cargabilidad λ se aplicó sobre las demandas perturbadas de acuerdo con las ecuaciones (3) y (4).

$$P_i(\lambda) = (1 + \lambda)P_i^{MC} \quad (3)$$

$$Q_i(\lambda) = (1 + \lambda)Q_i^{MC} \quad (4)$$

Como muestran las ecuaciones (3) y (4), λ incrementa simultáneamente las demandas activa y reactiva del escenario definido mediante las ecuaciones (1) y (2). Así, $\lambda=0$ corresponde al escenario Monte Carlo original, mientras que el factor $1+\lambda$ conserva la relación P/Q y el factor de potencia de cada carga [10].

La estimación de $\lambda_{\max}$ se realizó dentro del intervalo $0 \leq \lambda \leq 3,000$. Primero se evaluó la factibilidad del flujo de potencia en los extremos del intervalo. Cuando el límite superior no resultó factible, el último valor factible de λ se refinó mediante búsqueda biseccional hasta alcanzar una tolerancia de 0,001. Si el escenario permaneció factible en $\lambda=3,000$, se clasificó como censurado por límite superior.

De acuerdo con las ecuaciones (3) y (4), el intervalo analizado corresponde a multiplicadores de demanda comprendidos entre 1 y 4 respecto de cada escenario Monte Carlo. El límite superior se estableció como una frontera común de exploración y no como un punto físico de colapso [11].

E. Criterios de detención y tratamiento de escenarios censurados

El valor de $\lambda_{\max}$ se definió como el mayor valor factible dentro del intervalo analizado. Un punto se consideró no factible cuando el flujo de potencia no convergió o cuando la tensión mínima de las barras PQ descendió por debajo de $V_{\min}=0,5$ p.u.

Este umbral se utilizó únicamente como criterio numérico de detención y no como límite operativo.

Cuando un escenario permaneció factible en $\lambda=3,000$, se clasificó como censurado por límite superior. En estos casos, el valor registrado indica que el margen es igual o superior al máximo valor explorado y no que el colapso ocurra necesariamente en dicho punto [12].

F. Procesamiento estadístico de resultados

Los valores de $\lambda_{\max}$ se procesaron mediante estadísticos descriptivos, percentiles y frecuencias relativas. Se calcularon la media, desviación estándar, mediana, valores mínimo y máximo, además de los percentiles P5, P25, P50, P75, P90 y P95. La relación entre la carga activa total y $\lambda_{\max}$ se evaluó mediante correlaciones calculadas para el conjunto total de escenarios y para los escenarios no censurados [13].

La barra crítica se definió como la barra PQ con menor tensión en el punto límite o en el último punto válido de cada escenario. A partir de esta información se obtuvieron las frecuencias absoluta y relativa de aparición.

Finalmente, se seleccionaron curvas P-V representativas del caso base y de los percentiles P5, P50 y P95, con el fin de relacionar la dispersión estadística con la evolución de la tensión mínima durante el incremento de cargabilidad [14]. La estabilidad del muestreo se verificó mediante la evolución de la media acumulada y del percentil P5 acumulado.

» III. Resultados

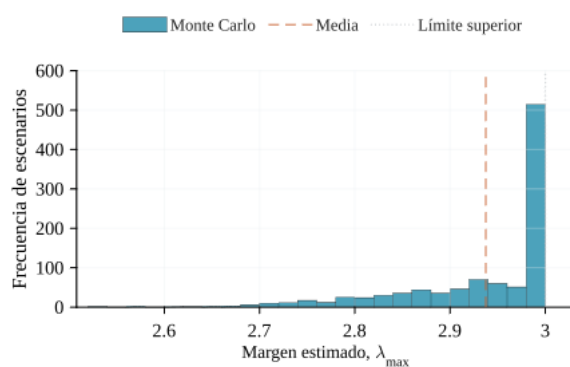
A. Distribución del margen estimado de estabilidad de voltaje

La simulación Monte Carlo permitió obtener la distribución de $\lambda_{\max}$ para 1000 escenarios de incertidumbre de carga. La Tabla I resume los principales indicadores estadísticos y diferencia los escenarios que permanecieron factibles hasta el límite superior del intervalo de exploración.

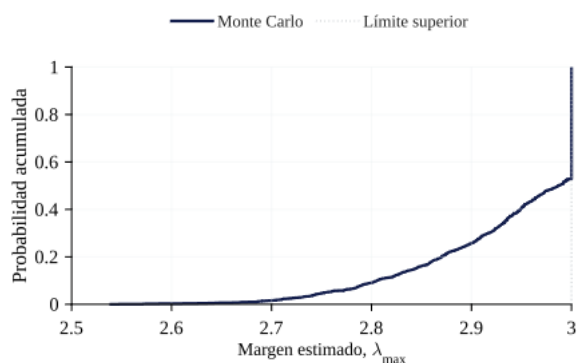
Tabla I. Resumen estadístico de λ_{max} y relación carga–margen

<i>Indicador</i>	<i>Valor</i>
Escenarios Monte Carlo	1000
Escenarios no censurados	531
Escenarios censurados	469
Escenarios censurados (%)	46,9
λ_{max} observado en el caso base	3,0000
Media de λ_{max}	2,9375
Desviación estándar de λ_{max}	0,0852
Valor mínimo de λ_{max}	2,5378
Mediana de λ_{max}	2,9861
Valor máximo observado de λ_{max}	3,0000
Correlación $P_{total} - \lambda_{max}$, todos los escenarios	-0,7890
Correlación $P_{total} - \lambda_{max}$, no censurados	-0,7742

La distribución presentada en la Figura 2 muestra una concentración de valores próximos a $\lambda_{max}=3,0000$. Esta acumulación corresponde a los 469 escenarios censurados reportados en la Tabla I.


Fig. 2. Histograma del margen estimado λ_{max} en los escenarios Monte Carlo.

La distribución empírica acumulada de la Figura 3 complementa este resultado y muestra el incremento final asociado a los escenarios censurados. En consecuencia, la zona superior de la distribución está condicionada por el límite de exploración, mientras que los valores inferiores permiten identificar los escenarios con menor margen estimado.


Fig. 3. Distribución empírica acumulada del margen estimado λ_{max} .

En conjunto, los resultados evidencian variabilidad del margen dentro del intervalo analizado. El valor mínimo de 2,5378 y la media de 2,9375 muestran que determinadas combinaciones de demanda presentan una menor capacidad adicional de carga que la observada en el caso base dentro del rango explorado.

B. Percentiles del margen estimado

La Tabla II presenta los principales percentiles de λ_{max} y su diferencia respecto al límite superior del intervalo de exploración.

Tabla II. Percentiles del margen estimado λ_{max}

<i>Percentil</i>	<i>λ_{max}</i>	<i>Diferencia respecto al límite superior</i>
P5	2,7532	-0,2468
P25	2,8958	-0,1042
P50	2,9861	-0,0139
P75	3,0000	0,0000
P90	3,0000	0,0000
P95	3,0000	0,0000

El percentil P5 alcanzó 2,7532 y P25 se ubicó en 2,8958, mientras que la mediana fue 2,9861. Los percentiles P75, P90 y P95 coincidieron con el límite $\lambda=3,0000$, por lo que su interpretación está condicionada por la censura superior.

La Figura 4 muestra gráficamente esta distribución percentilar y permite identificar la concentración de los percentiles superiores en el límite de exploración.

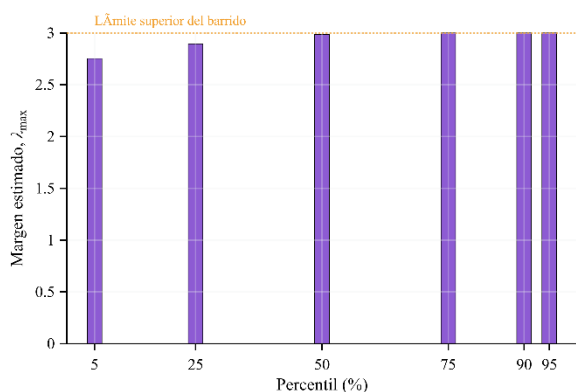


Fig. 4. Percentiles del margen estimado λ_{max} .

C. Relación entre carga activa total y margen estimado

La relación entre la carga activa total de cada escenario y λ_{max} se presenta en la Figura 5. La distribución de los puntos muestra una asociación inversa, de modo que los escenarios con mayor demanda activa total tienden a presentar una menor capacidad adicional de incremento de carga dentro del intervalo analizado.

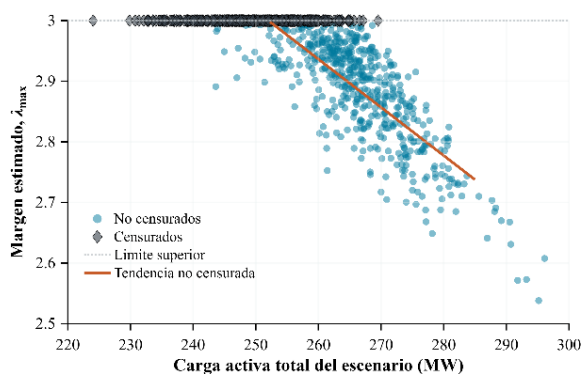


Fig. 5. Relación entre carga activa total del escenario y margen estimado λ_{max}

La correlación calculada para los 1000 escenarios fue $-0,7890$, mientras que para los 531 escenarios no censurados fue $-0,7742$. Ambos valores indican una asociación negativa marcada entre la carga activa total y λ_{max} . Los escenarios censurados se representan de forma diferenciada, debido a que los valores ubicados en $\lambda_{max}=3,0000$ corresponden al límite de exploración y no a puntos exactos de colapso.

La línea de tendencia mostrada en la Figura 5 se calculó exclusivamente con los escenarios no censurados. Esta separación evita que la concentración de observaciones en el límite superior condicione el ajuste lineal. Los escenarios censurados se muestran como referencia, pero no intervienen en el cálculo de la tendencia.

D. Curvas P-V representativas

La Figura 6 presenta curvas P-V discretas correspondientes al caso base y a escenarios representativos asociados con los percentiles P5, P50 y P95. Estas curvas se generaron después de la estimación de λ_{max} y permiten relacionar la dispersión estadística del margen con la evolución de la tensión mínima en las barras PQ.

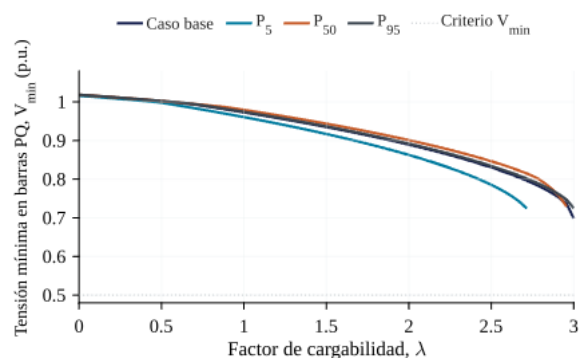


Fig. 6. Curvas P-V representativas bajo incertidumbre de carga. La tensión mínima disminuye conforme aumenta λ ,

La tensión mínima disminuye conforme aumenta λ , como consecuencia del incremento proporcional de las demandas activa y reactiva establecido en las ecuaciones (3) y (4). La trayectoria asociada con P5 alcanza antes el criterio de detención, en concordancia con su menor capacidad adicional de carga. En cambio, el caso base y el escenario asociado con P95 permanecen factibles hasta el límite superior del intervalo, por lo que sus puntos finales se interpretan como resultados censurados.

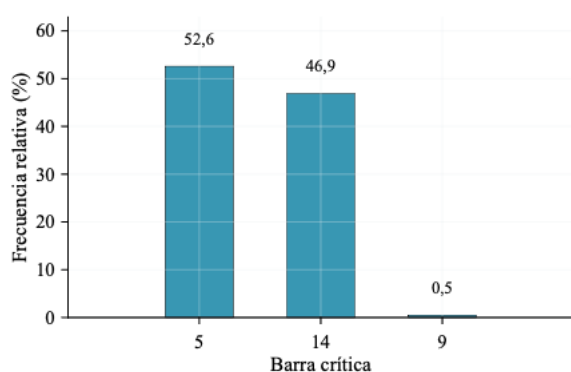
E. Frecuencia de aparición de barras críticas

La barra crítica se determinó a partir de la menor tensión registrada en el punto límite o en el último punto válido de cada escenario. La Tabla III presenta las frecuencias obtenidas.

Tabla III. Frecuencia de aparición de barras críticas

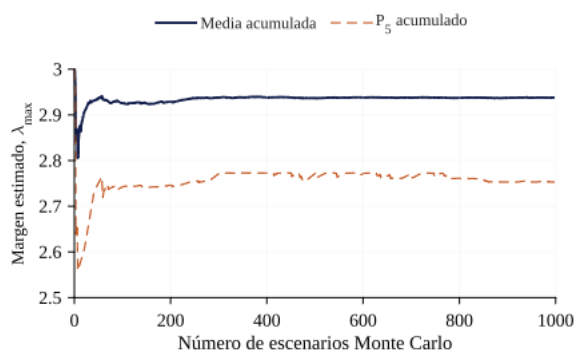
<i>Barra crítica</i>	<i>Escenarios</i>	<i>Frecuencia relativa (%)</i>	<i>Frecuencia acumulada (%)</i>
5	526	52,6	52,6
14	469	46,9	99,5
9	5	0,5	100,0

Como se observa en la Figura 7, la barra 5 fue identificada como crítica en el 52,6 % de los escenarios y la barra 14 en el 46,9 %. Ambas concentraron conjuntamente el 99,5 % de las apariciones, mientras que la barra 9 representó únicamente el 0,5 %.

**Fig. 7.** Frecuencia relativa de aparición de barras críticas.

F. Convergencia del muestreo Monte Carlo

La suficiencia del número de escenarios se evaluó mediante la evolución de la media acumulada y del percentil P5 acumulado de $\lambda_{\max}$, presentada en la Figura 8.

**Fig. 8.** Convergencia de la media acumulada y del percentil P5 acumulado de $\lambda_{\max}$.

La media acumulada se estabilizó alrededor de 2,9375, mientras que P5 convergió hacia 2,7532. Este último presentó mayores fluctuaciones durante las primeras realizaciones debido a su dependencia de la zona inferior de la distribución. La estabilización progresiva de ambos indicadores respalda el uso de 1000 escenarios para la caracterización estadística realizada [17].

G. Discusión técnica de los resultados

Los resultados muestran que la incertidumbre de carga genera una distribución de valores de $\lambda_{\max}$ que no puede representarse mediante un único caso determinístico. Aunque la media fue 2,9375 y la mediana 2,9861, el valor mínimo de 2,5378 y el percentil P5 de 2,7532 evidencian escenarios con menor capacidad adicional de carga dentro del intervalo explorado. Este comportamiento coincide con los enfoques probabilísticos que consideran la propagación de la incertidumbre desde las variables de entrada hacia indicadores de operación y estabilidad [12], [13], [15].

La presencia de 469 escenarios censurados condiciona principalmente la zona superior de la distribución. Estos casos no representan puntos de colapso en $\lambda=3,0000$, sino escenarios que permanecieron factibles hasta el límite definido. Por ello, los percentiles superiores deben interpretarse como resultados limitados por el intervalo de exploración y no como estimaciones exactas del margen físico.

La asociación inversa entre carga activa total y $\lambda_{\max}$ concuerda con el fundamento del análisis P-V, según el cual el aumento de demanda reduce la distancia respecto de condiciones críticas de tensión [1], [2], [5]. Los estudios probabilísticos de Zhang et al. [12] y Deng et al. [15] también muestran que la incorporación de incertidumbre modifica la distribución de los indicadores de estabilidad y permite identificar condiciones desfavorables que no aparecen en una evaluación determinística. No obstante, las correlaciones obtenidas en este estudio describen únicamente los escenarios analizados y no constituyen un modelo predictivo general.

La concentración de la criticidad en las barras 5 y 14 indica que la respuesta ante la incertidumbre posee una componente nodal. Este resultado es coherente con los enfoques basados en índices y sensibilidad de voltaje, que reconocen diferencias entre barras según su posición eléctrica y su relación con el soporte de tensión [8], [16]. En este estudio, la barra crítica corresponde al nodo PQ con menor tensión en el último punto factible de cada escenario; por tanto, la frecuencia obtenida no representa una clasificación universal de vulnerabilidad del sistema IEEE de 14 barras [18].

» IV. Conclusiones

La incertidumbre de carga produjo variaciones cuantificables en el margen estimado de estabilidad de voltaje del sistema IEEE de 14 barras. Aunque la media de $\lambda_{\max}$ fue 2,9375 y la mediana alcanzó 2,9861, el valor mínimo de 2,5378 y el percentil P5 de 2,7532 evidencian escenarios con menor capacidad adicional de carga dentro del intervalo explorado. El análisis probabilístico permitió identificar condiciones que no se observan mediante una evaluación determinística del caso base. La existencia de 469 escenarios censurados, equivalentes al 46,9 % del total, indica que los valores iguales a $\lambda_{\max}=3,0000$ corresponden al límite superior de exploración y no a puntos exactos de colapso. La relación entre la carga activa total y $\lambda_{\max}$ presentó una asociación inversa marcada, con correlaciones de $-0,7890$ para todos los escenarios y $-0,7742$ para los escenarios no censurados. Las curvas P-V representativas mostraron además que los escenarios asociados con percentiles inferiores alcanzaron antes el criterio de detención y presentaron una reducción más temprana de la tensión mínima. La identificación de barras críticas mostró una concentración dominante en las barras 5 y 14, que acumularon el 99,5 % de las apariciones. En conjunto, el procedimiento basado en simulación Monte Carlo, evaluación de factibilidad y refinamiento biseccional de $\lambda_{\max}$ permitió caracterizar la variabilidad del margen sin asumir un único escenario de operación. Los resultados deben interpretarse dentro del intervalo evaluado y bajo la censura impuesta por el límite superior $\lambda=3,0000$. Como extensión del

estudio, el procedimiento puede complementarse mediante flujo de potencia continuado, límites de potencia reactiva de los generadores, modelos de carga dependientes del voltaje y dispositivos de compensación reactiva, con el fin de evaluar su efecto sobre la distribución probabilística del margen de estabilidad.

» V. Referencias

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [2] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Boston, MA, USA: Kluwer Academic Publishers, 1998, doi: 10.1007/978-0-387-75536-6.
- [3] F. Mišurović and S. Mujović, “Numerical probabilistic load flow analysis in modern power systems with intermittent energy sources,” *Energies*, vol. 15, no. 6, Art. no. 2038, Mar. 2022, doi: 10.3390/en15062038.
- [4] University of Washington, “Power Systems Test Case Archive: 14 Bus Power Flow Test Case,” Department of Electrical and Computer Engineering, University of Washington. Accessed: Jul. 3, 2026. [Online]. Available: https://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm
- [5] V. Ajjarapu and C. Christy, “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 416–423, Feb. 1992, doi: 10.1109/59.141737.
- [6] Texas A&M University, “IEEE 14-Bus System,” Electric Grid Test Case Repository. Accessed: Jul. 3, 2026. [Online]. Available: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/electric-grid-test-cases/ieee-14-bus-system/>
- [7] C.-L. Su, “Probabilistic load-flow computation using point estimate method,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1843–1851, Nov. 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857921.
- [8] R. Gadal, A. Oukennou, F. El Mariami, A.

- Belfqih, and N. Agouzoul, "Voltage stability assessment and control using indices and FACTS: A comparative review," *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2023, Art. no. 5419372, Aug. 2023, doi: 10.1155/2023/5419372.
- [9] Y. Chen, J. Wen, and S. Cheng, "Probabilistic load flow method based on Nataf transformation and Latin hypercube sampling," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 294–301, Apr. 2013, doi: 10.1109/TSTE.2012.2222680.
- [10] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*. Berlin, Germany: Springer, 2010, doi: 10.1007/978-3-642-13669-6.
- [11] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [12] J. F. Zhang, C. T. Tse, W. Wang, C. Y. Chung, and K. P. Wong, "Voltage stability analysis based on probabilistic power flow and maximum entropy," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 4, pp. 530–537, Apr. 2010, doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0071.
- [13] K. N. Hasan, R. Preece, and J. V. Milanović, "Existing approaches and trends in uncertainty modelling and probabilistic stability analysis of power systems with renewable generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 101, pp. 168–180, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.10.017.
- [14] B. R. Prusty and D. Jena, "A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 1286–1302, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.013.
- [15] W. Deng, B. Zhang, H. Ding, and H. Li, "Risk-based probabilistic voltage stability assessment in uncertain power system," *Energies*, vol. 10, no. 2, Art. no. 180, Feb. 2017, doi: 10.3390/en10020180.
- [16] G. M. Baleboina and R. Mageshvaran, "A survey on voltage stability indices for power system transmission and distribution systems," *Frontiers in Energy Research*, vol. 11, Art. no. 1159410, Nov. 2023, doi: 10.3389/fenrg.2023.1159410.
- [17] A. M. Hakami, L. Wang, and M. H. Haque, "A review of uncertainty modelling techniques for probabilistic stability analysis of renewable-rich power systems," *Energies*, vol. 16, no. 1, Art. no. 112, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16010112.
- [18] IEEE Power Engineering Society, *Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools*. Piscataway, NJ, USA: IEEE/PES Power System Stability Subcommittee, 2002.