



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**NUEVA PROPUESTA DE UN ÍNDICE PARA LA EVALUACIÓN DE LA
ESTABILIDAD DE VOLTAJE A CORTO PLAZO EN SISTEMAS DE POTENCIA
CONSIDERANDO CARGAS DINÁMICAS NO LINEALES.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JONATHAN ALEXANDER SALAZAR ALVAREZ

TUTOR: DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA.

Quito -Ecuador

2024

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Jonathan Alexander Salazar Alvarez con documento de identificación N° 1805284138 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 26 de marzo del año 2024

Atentamente,



Jonathan Alexander Salazar Alvarez

1805284138

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Jonathan Alexander Salazar Alvarez con documento de identificación No. 1805284138, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Nueva propuesta de un índice para la evaluación de la estabilidad de voltaje a corto plazo en sistemas de potencia considerando cargas dinámicas no lineales”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 26 de marzo del año 2024

Atentamente,



Jonathan Alexander Salazar Alvarez

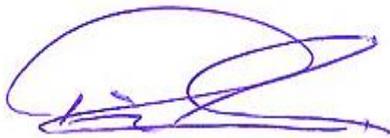
1805284138

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza documento de identificación N° 1713703062, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: NUEVA PROPUESTA DE UN ÍNDICE PARA LA EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE A CORTO PLAZO EN SISTEMAS DE POTENCIA CONSIDERANDO CARGAS DINÁMICAS NO LINEALES, realizado por Jonathan Alexander Salazar Álvarez con documento de identificación No. 1805284138, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 25 de marzo del año 2024

Atentamente,



Ing. Diego Francisco Carrión Galarza, Ph.D.
1713703062

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Trabajos relacionados	4
2.1	Clasificación de los índices de estabilidad de voltaje (IEV)	5
2.1.1	Índice de estabilidad de línea (Lmn)	6
2.1.2	Nuevo índice de estabilidad de línea (NLSI)	6
2.1.3	Índice rápido de estabilidad de voltaje (FVSI).....	6
2.1.4	Factor de estabilidad de línea (LQP).....	7
2.2	Modelo matemático de los MI (motores de inducción)	7
2.3	Consideraciones de la investigación.	8
3	Metodología y planteamiento del problema.....	9
3.1	Desarrollo del nuevo índice (NISV).....	10
3.2	Matriz de sensibilidad del SEP.....	10
3.3	Caso de estudio.....	11
3.4	Escenario de simulación.....	11
4	Análisis de resultados	12
5	Conclusiones	16
5.1	Trabajos Futuros.....	16
6	Referencias	17
6.1	Matriz de Estado del Arte.....	22
6.2	Resumen de Indicadores.....	25
7	Anexos.....	28

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de los índices de estabilidad de línea.....	6
Figura 2. Representación de barra de nodo i a nodo j de una red eléctrica.....	6
Figura 3. Países de artículos tomados de Scopus.....	9
Figura 4. Países de artículos tomados de Web of Science.....	9
Figura 5. Publicaciones por año y países tomadas de Scopus.....	9
Figura 6. Análisis sensibilidad QV del sistema de 14 barras.....	11
Figura 7. Curva QV del nodo 14.....	12
Figura 8. Curva PV nodo 14.....	13
Figura 9. Comportamiento del índice NISV enlace 13-14 con 50 % de carga dinámica del MI.....	14
Figura 10. Comportamiento del índice NISV enlace 13-14 con 90 % de carga dinámica del MI.....	14
Figura 11. Media del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.....	14
Figura 12. Desviación estándar del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.....	14
Figura 13. Máximo del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.....	14
Figura 14. Comportamiento del índice NISV enlace 14-9 con 50 % de carga dinámica del MI.....	15
Figura 15. Comportamiento del índice NISV enlace 14-9 con 90 % de carga dinámica del MI.....	15
Figura 16. Media del NISV enlace 14-9 a diferentes porcentajes de carga.....	15
Figura 17. Desviación estándar del NISV enlace 14-9 a diferentes porcentajes de carga.....	15
Figura 18. Máximo del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.....	16
Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	25
Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	26
Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.....	27
Figura 22. Sistema de 14 barras.....	28
Figura 23. Datos del sistema de 14 barras.....	29
Figura 24. Datos del sistema de 14 barras con base en 100 MVA.....	30

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Límites de convergencia ante incrementos de potencia reactiva sistema de 14 barras.....	12
Tabla 2. Parámetros de la parte dinámica del MI.....	13
Tabla 3. Porcentaje de carga dinámica y porcentaje de cargabilidad.....	13
Tabla 4. Matriz del estado del arte	22

Nueva propuesta de un índice para la evaluación de la estabilidad de voltaje a corto plazo en sistemas de potencia considerando cargas dinámicas no lineales.

Resumen

Los sistemas de energía eléctrica (EPS) han cobrado mayor importancia a nivel mundial debido a la gran disponibilidad de fuentes de energía. Las investigaciones sobre el tema se centran en monitorear las cargas dinámicas y su impacto en la estabilidad de corto plazo considerando la planificación, expansión y gestión, así como la capacidad del sistema, a través del análisis de sensibilidad VQ que permite conocer la barra más sensible ante la variación de potencia reactiva. La determinación de la estabilidad de corto plazo ayuda a los operadores a tomar acciones predictivas ante cambios en el sistema, por ejemplo, por la incorporación de los motores de inducción (MI). En ese sentido, el estudio propone un nuevo índice para la evaluación de la estabilidad de voltaje a corto plazo en sistemas de potencia ante la incorporación de cargas dinámicas no lineales producto de los MI. Se evaluó así el comportamiento del índice NISV ante varios escenarios sobre el modelo de 14 barras de IEEE, proceso que permitió comprobar el funcionamiento del índice y cómo al variar en el tiempo presenta condiciones inestables debido a los cambios en la carga.

Palabras Clave: Estabilidad de corto plazo, Cargas dinámicas no lineales, Índice NISV, Sistemas eléctricos (EPS).

Abstract

The relevance of electric power systems (EPS) has been growing worldwide due to the increasing availability of energy sources. Research has focused on monitoring dynamic loads and their impact on short-term stability, considering factors such as planning, expansion, and management, as well as system capacity through VQ sensitivity analysis where it determines the most sensitive bus to reactive power variation. The determination of short-term stability helps operators to take predictive actions in case of changes in the system such as the entrance of IMs. For this study, a new index is proposed for the evaluation of the short-term voltage stability in power systems before the incorporation of nonlinear dynamic loads such as the case of MI. The behavior of the NISV index has been evaluated in several scenarios taking a punctual case, performing it on the IEEE 14-bar model, where the performance of the index is verified and how to vary over time presents unstable conditions to changes in the load.

Keywords: Short-term stability, Non-linear dynamic loads, NISV Index, Electrical systems (EPS).

1 Introducción

Con el paso del tiempo, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han adquirido a nivel mundial mayor importancia debido a la vasta disponibilidad de fuentes de energía convencionales (EC) y renovables (GD) [1]–[3]. Por esa razón, varias investigaciones se han centrado en mejorar la operatividad del SEP, y es precisamente allí cuando cobra relevancia el estudio de las cargas dinámicas, la manera en que inciden directamente en la estabilidad de voltaje a corto plazo y la forma en que el desequilibrio en este aspecto ocasiona problemas en los generadores [4].

Para estructurar un sistema óptimo, hay que tomar en cuenta algunos factores relevantes como la expansión, la planificación y, sobre todo, la gestión, pero sin dejar de lado la constante mejora en la operatividad del SEP [5]–[8]. Así mismo, existen ciertos aspectos que restringen la capacidad de conducción de las líneas de transmisión (LT), es por ese motivo que [9] propone analizarlas con base en extensas líneas de corriente alterna y su incidencia en la estabilidad, considerando por supuesto el limitante de potencia que podría transferir, aspectos que son cruciales de acuerdo con la topología de la red [8], [10].

Es importante tener presente que las fuentes de GD y EC constituyen cargas dinámicas y de comportamiento estocástico que afectan la estabilidad de voltaje [11], a la cual hay que considerarla como un eje sistemático, especialmente en países en los que existen industrias en paulatino desarrollo y, por ende, mayor demanda eléctrica [12]. A fin de cuentas, la carga excesiva en las LT puede ocasionar perturbaciones que desencadenan a su vez una inminente caída de voltaje, el colapso del SEP y hasta un blackout [13]–[15].

Actualmente, las investigaciones abordan a la estabilidad desde el punto estacionario y destacan los tiempos de recuperación del sistema a un valor de voltaje eficaz, por ejemplo, [16] menciona un rango definido entre el 10 % y el 90 % del valor nominal, considerando la frecuencia específica del SEP. En este contexto, cobra relevancia el análisis de los huecos de voltaje, que duran alrededor de medio ciclo o incluso hasta 1 minuto, pues así se logra identificar la incidencia de la variación del ángulo de la impedancia de Thévenin [16].

También, la estabilidad de voltaje de corto plazo tiene un papel crucial a causa de las similitudes con los sistemas dinámicos, pues las bases conceptuales y principios matemáticos rigen la operabilidad del SEP [17], sobre todo, en cuanto a la incorporación de cargas no lineales se refiere, como son los grandes motores de inducción (MI). Los MI afectan la magnitud del voltaje, ocasionan la caída en las barras y producen una perturbación de larga duración, en cuyo caso el análisis multivariable resulta inminente [18]. En tal sentido, debe llevarse a cabo un profundo, minucioso y completo análisis transitorio [19].

Cabe acotar que esta perturbación es silenciosa e impacta directamente en el suministro de energía. Entonces, para lograr que la operación del SEP retorne a valores permisibles se utilizan compensadores estáticos (SVC), que son un tipo de FACTS destinados a mitigar esta clase de problemas y ayudar a que los generadores mantengan su sincronismo [20], [21].

En contraste, el SEP requiere contar con una gestión y operatividad efectiva para contrarrestar las perturbaciones, como son interrupciones, bajo voltaje y sobre voltajes, proceso que se basa en un lazo de LOOP

externo para asegurar las reservas adecuadas de PQ. Al respecto [22] sostienen que al utilizar el almacenamiento de baterías se inyecta un voltaje con comportamiento dinámico con el que se realiza el análisis posterior a una gran perturbación, tomando en cuenta una contramedida de voltaje a corto plazo para identificar qué ocurriría en ese caso y determinar así el lugar de origen de dicha alteración.

Como lo indican [23], la postperturbación puede analizarse a través de la sensibilidad QV, que se fundamenta en la matriz Jacobiana del SEP para establecer así los puntos de variación entre el voltaje y los que existen con respecto a los reactivos. De ese modo, se determina un punto de partida de solución a un flujo de potencia.

En el marco de la gestión operativa del SEP, un aspecto crucial es analizar los componentes vitales que contribuyen al sistema, dado que inciden en su estabilidad y eficiencia [24]–[28]. Entre ellos se encuentran los MI [29], que llegan a tener un papel muy importante dado que se encuentran inmersos en la industria de una manera marcada sobre otros elementos y al ser unas cargas dinámicas, los métodos de operatividad así como la gestión misma influyen en el rendimiento del sistema, debido que la creciente demanda ha provocado un desequilibrio que ronda entre el 0 % y el 5 % de los límites de desequilibrio de voltaje mencionados en National Electrical Manufacturers Association (NEMA) [30].

La mayoría de los estudios sobre MI hacen referencia a la corriente de funcionamiento, cuyos factores relevantes son el rendimiento del motor y la temperatura. Es así como el análisis en secuencia positiva revela ser mayor al voltaje nominal de 1 pu, situación que puede generar sobrevoltajes, los cuales

ocasionan a su vez un desequilibrio fasorial que podría afectar al magnitud del voltaje del MI así como su ángulo de fase y provocar caídas de voltaje de corta duración [31].

Un análisis interesante lo realizan [32], quienes se centran en la minería de datos con el fin de crear modelos predictivos en los que los MI pueda predecir un apropiado suministro de voltaje que no provoque un desequilibrio notable, donde la minería de datos reduce los costos de operación. De ese modo, es posible predecir un apropiado suministro de voltaje que no provoque un desequilibrio notable en los demás elementos del sistema; por esa razón, varias investigaciones están enfocadas en analizar los MI, dado que forman parte del 80 % de la conversión de la energía. De ahí que el monitoreo tenga gran relevancia, pues garantiza la fiabilidad del sistema y la forma en que puede recuperarse ante diversas perturbaciones [33].

Por consiguiente, la administración integral de los nodos y los elementos es de vital importancia, proceso en el que participa el regulador de voltaje automático (AVR) del sistema de excitación del generador, responsable de monitorear y mantener las variaciones de voltaje y corriente dentro de límites establecidos, aumentar la fiabilidad del sistema y mejorar su estabilidad en estado estacionario [34]. Ciertamente, si bien el modelamiento de la zona de transmisión ha sido por lo general efectuado para cargas netamente equilibradas y lineales, el estudio de desequilibrios provocados por cargas no lineales, como los MI y la incorporación de la generación distribuida, ha aperturado nuevas áreas de investigación sobre el flujo de energía y la integración de sistemas de transmisión y distribución [35].

Es importante mencionar que la evolución de la estabilidad de voltaje se

apoya en índices que conFigurauran el punto de partida de futuros estudios, así como la base para la operación y/o corrección de los MI, pues se contrastan con vario indicadores: Lmn, FVSI, LQP, NLSI y VSLI. Los resultados obtenidos son relevantes dado que aportan a obtener mayor conocimiento sobre la operatividad, toman en cuenta de forma integral al SEP y analizan contingencias N-1 [26], [27], [36]–[38].

Precisamente, el presente estudio gira en torno a la determinación de la cargabilidad en barras débiles con el fin de facilitar un flujo de potencia que pueda converger. En este caso, la cargabilidad se establece cuando el jacobiano se convierte en una matriz singular, hecho que provoca que no exista una inversa de esa matriz.

Un índice que es posible tomarlo como referencia es el FVSI, el cual permite establecer el voltaje de una línea en un sistema de transmisión, su potencia reactiva en una barra en concreto e identificar su incremento y punto de inestabilidad cuándo se conecten cargas máximas a este bus. En ese caso, se establece un rango de 0 a 1 para conocer si el sistema se encuentra estable o no, y su fundamento matemático radica en la ecuación cuadrática [39]. Cobran así relevancia los análisis estadísticos, indispensables para determinar los diferentes escenarios y evaluar el estudio dinámico de los MI ante caídas de potencia reactiva, contingencias o incrementos desmedidos de carga -de los elementos no lineales- que ocasionan variaciones de voltaje, de tal modo que se establecen índices de estabilidad [40].

Ante lo expuesto, se propone desarrollar un índice de estabilidad de voltaje a corto plazo que evalúe el ingreso y salida de cargas dinámicas, como motores de inducción, para determinar sus voltajes óptimos de operación (el valor óptimo es 1

pu). El análisis se basa en el FVSI, pues proporciona información sobre tensiones en líneas de transmisión, permite evaluar la capacidad de carga y la estabilidad del sistema. El proceso consiste en identificar las inestabilidades, aplicar medidas correctivas o preventivas y asegurar así un suministro eléctrico confiable y eficiente ante fluctuaciones de carga dinámica.

2 Trabajos relacionados

Con el paso del tiempo se han integrado varios índices de estabilidad de voltaje (IEV) para estimar el SEP. Cada uno de ellos cumple un papel fundamental como es el caso de la detección de barras débiles, pues el voltaje puede encontrarse en valores críticos. Además, es posible identificar líneas que presenten sobrecargas y conlleven a una contingencia del sistema [41]–[44].

Los datos proporcionados sobre los IEV, por ejemplo, concepto, umbral límite, condición de estabilidad o inestabilidad, así como los beneficios de calcularlo, respaldan la evidencia de diversa literatura en cuanto a cómo y cuáles utilizarlos y en qué parte del SEP aplicarlos [45]. Para efectos del presente artículo, los índices considerados son el Lmn, FVSI, LQP y NLSI y se abordan los siguientes aspectos:

- Los obstáculos, por ejemplo, la desentonación de los generadores que afecta de manera directa la estabilidad de voltaje a corto plazo en el SEP.
- Análisis del cambio de cargas no lineales, dado que el sistema en sus inicios fue estudiado para cargas resistivas y los IEV se orientaron hacia ello.
- Empleo de los IEV para el estudio de cargas dinámicas.
- Características puntuales de cada IEV.

- Revisión de Lmn, FVSI, LQP y NLSI.
- Análisis dinámico y propuesta de un índice debido a las nuevas cargas no lineales que existen.

La estabilidad de corto plazo ha adquirido mayor importancia debido a los problemas que han surgido en los últimos años con respecto a las cargas dinámicas, las cuales establecen uno de los factores relevantes que afecta al voltaje. Debe tomarse en cuenta que la manera en que incide en la estabilidad provoca variaciones de carga que no solo afecta a esa zona del SEP sino a su totalidad [46].

La incorporación de cargas dinámicas, como los MI, constituye un componente clave en el análisis. A fin de cuentas, existen diversos tipos de perturbaciones, pero las de corto plazo destacan por ser las más frecuentes. Por eso, el estudio de los IEV es necesario para que el operador realice los ajustes correspondientes y que el sistema se mantenga en los parámetros de estabilidad y funcione correctamente [47].

La diversidad de investigaciones sobre la estabilidad de corto plazo engloban a los sistemas de gran escala [47] y su comportamiento en la realidad. En ese sentido, el análisis transitorio busca enmarcarse dentro de un IEV para determinar qué ocasiona la caída de voltaje en las barras críticas y la forma de mitigarlos en tiempos récord [48].

Los MI están experimentando una transformación porque aglutinan el 80 % de la conversión de energía, influyen en el SEP y plantean desafíos para la estabilidad de voltaje a corto plazo. También, un reto a enfrentar son las afectaciones en el sincronismo de los generadores, pues pueden desencadenar problemas con la frecuencia, incidir en el sistema y producir inestabilidades de corta duración [49].

El trabajo de [50] direcciona un enfoque basado en el aprendizaje automático profundo para verificar parámetros del comportamiento dinámico de las cargas y predecir la estabilidad o inestabilidad. Ello es posible porque se alimenta de estudios para distinguir las contingencias que prevalecer por un cierto tiempo, pero que no inciden negativamente en el sistema y aún se encuentran en una zona fiable.

Es importante mencionar que los problemas de estabilidad ocurren por el desbalance ocasionado cuando la demanda aumenta o disminuye; al ser cargas dinámicas, esta variación se evidencia en el voltaje en diferentes barras. Entonces, para evitar el efecto negativo de la integración de los MI a gran escala, debe analizarse qué puntos son viables para ubicarlos. Un ejemplo claro son las instalaciones portuarias que presentan problemas ante el ingreso de los MI, por lo que los IEV son necesarios para evaluar el sistema e identificar el lugar óptimo para conectar nuevas cargas dinámicas [51].

2.1 Clasificación de los índices de estabilidad de voltaje (IEV)

El presente apartado expone de forma resumida la idea más relevante de cada IEV, los valores aceptables, las ecuaciones, la hipótesis y los puntos estables e inestables. Cabe indicar que gran parte de ellos se desprenden de dos tipos de representaciones de barras [45]; sin embargo, se toma en cuenta la clasificación de la Figura 1 con el fin identificar similitudes y condiciones específicas.

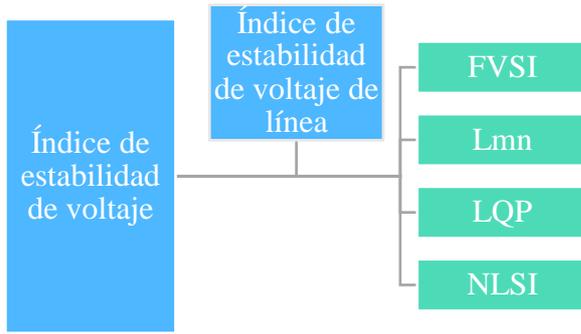


Figura 1. Clasificación de los índices de estabilidad de línea.

2.1.1 Índice de estabilidad de línea (Lmn)

Para la estabilidad del SEP se busca un índice que tome en cuenta la transferencia de potencia en la línea, por lo que es considerado un sistema de 24 barras de IEEE. En ese sentido, el estudio de [52] detalla la supervisión del comportamiento del índice basado en un flujo fiable en el que el despacho de potencia es constante; de allí surgió el índice de estabilidad de línea a línea expresado en (1).

$$L_{mn} = \frac{4X_{(i-j)} * Q_{(j)}}{[V_{(i)} \sin(\theta_{(i-j)} - \delta_{(i-j)})]^2} \quad (1)$$

Donde:

$X_{(i-j)}$, representa la reactancia del enlace $i - j$.

$Q_{(j)}$, representa la potencia reactiva del enlace j .

$\theta_{(i-j)}$, representa el ángulo theta del enlace $i-j$.

$\delta_{(i-j)}$, representa el ángulo delta del enlace $i-j$.

$V_{(i)}$, representa el voltaje del enlace j .

La inestabilidad es definida por medio del índice Lmn con una particular condición: si $Lmn > 1$, el sistema se

encuentra en zona de inestabilidad y de esa manera puede determinarse la barra más débil. Entonces, [53] incorporaron compensadores en serie para mantener los límites óptimos de estabilidad de voltaje, es así que el indicador detectó la parte débil del sistema según el voltaje de la línea, tal como lo indica la Figura 2.

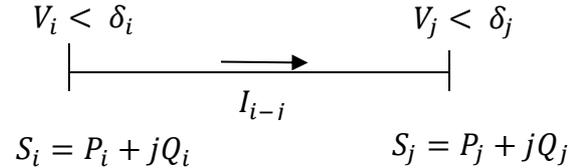


Figura 2. Representación de barra de nodo i a nodo j de una red eléctrica.

2.1.2 Nuevo índice de estabilidad de línea (NLSI)

Es imperativo destacar que si el índice se acerca a la unidad hay mayor probabilidad de inestabilidad. La propuesta presentada por [40] lo evalúa en un sistema de 30 barras: la particularidad de este índice es que la resistencia de la línea es 0 y el ángulo de voltaje de la barra de llegada es muy pequeño y tiende a 0, tal como lo expresa en (2).

$$NLSI = \frac{R_{(i-j)} * P_{(j)} + X_{(i-j)} * Q_{(j)}}{0.25 * V_{(i)}^2} \quad (2)$$

Donde:

$R_{(i-j)}$, representa la resistencia del enlace $i - j$.

$P_{(j)}$, representa la potencia activa del enlace j .

2.1.3 Índice rápido de estabilidad de voltaje (FVSI)

Del análisis de la máxima cargabilidad, que puede identificarse en líneas como en barras débiles, se desprende la necesidad de contar con el índice FVSI para determinar puntos para colocar compensadores. Aquí, tanto el

voltaje como la potencia activa se encuentran dentro del umbral de estabilidad [54]; además, se consideran varios supuestos ($\delta_{ij} \approx 0$; $R_{ij} \sin \delta_{ij} \approx 0$; $X_{ij} \cos \delta_{ij} \approx X_{ij}$). En 3 y 4 detallan el cálculo de este índice.

$$FVSI = \frac{4Z_{(i-j)}^2 * Q_{(j)}}{V_{(i)}^2 * X_{(i-j)}} \quad (3)$$

Donde:

$Z_{(i-j)}$, representa la impedancia equivalente del enlace $i - j$

$$FVSI = \frac{4Z_{(i-j)}^2 * Q_{(j)} * X_{(i-j)}}{V_{(i)}^2 (R_{(i-j)} \sin \delta_{(i-j)} + X_{(i-j)} \cos \delta_{(i-j)})} \quad (4)$$

Cuando el valor de FVSI es superior a la unidad, entra en una inminente caída de voltaje tal como se expresa en la Ecuación (3), que es la forma simplificada del índice, pero la Ecuación (4) es la versión ampliada, basada en un sistema de dos barras y una línea.

2.1.4 Factor de estabilidad de línea (LQP)

La síntesis del índice de línea considera el voltaje y el flujo de potencia. Al igual que los otros índices, se caracteriza por la condición de evolución que debe ser menor a la unidad para no generar inestabilidad. Además, consta de particularidades como el hecho de que la admitancia es desestimada al igual que las pérdidas que puedan existir en la línea [55], como se expresa en (5).

$$LQP = 4 \left(\frac{P_i^2 X_{ij}}{V_i^2} + Q_j \right) \left(\frac{X_{ij}}{V_i^2} \right) \quad (5)$$

En el campo de la ingeniería, es fundamental contar con una manera para cuantificar un índice con el fin de conocer el estado del SEP. Asimismo, establecer parámetros que direccionen a una correcta

evaluación de las condiciones de operación ayuda a detectar por medio de los estudios eléctricos barras débiles, falta de potencia activa o variaciones en la estabilidad que puedan desencadenar apagones.

En el caso de los índices expuestos, los académicos han establecido que su evaluación no supere la unidad, por eso el rango para determinar la estabilidad es de 0 a 1. Ahora bien, surgen varios enfoques dado que algunos índices no es posible supervisarlos en tiempo real, pero sirven como estudios previos. Además, la constante evolución del aprendizaje automático abre la puerta a buenos escenarios probabilísticos para prever inestabilidades al ingresarse cargas dinámicas, como es el caso de los motores de inducción, muy utilizados en el SEP.

2.2 Modelo matemático de los MI (motores de inducción)

El modelamiento de las cargas dinámicas debe tener en cuenta el modelo matemático de los MI trifásicos definido por la Ecuación 6 hasta la Ecuación 14.

$$V_{ds} = R_s I_{ds} + \frac{d\Psi_{ds}}{d\tau} + \omega_s \Psi_{qs} \quad (6)$$

$$V_{qs} = R_s I_{qs} + \frac{d\Psi_{qs}}{d\tau} + \omega_s \Psi_{ds} \quad (7)$$

$$V_{dr} = R_r I_{dr} + \frac{d\Psi_{dr}}{d\tau} - (\omega_s - \omega) \Psi_{qr} \quad (8)$$

$$V_{qr} = R_r I_{qr} + \frac{d\Psi_{qr}}{d\tau} + (\omega_s - \omega) \Psi_{dr} \quad (9)$$

$$\frac{d\omega}{d\tau} = \frac{(M_e - M)}{\omega_b T_m} \quad (10)$$

$$\Psi_{ds} = X_s I_{ds} + X_m I_{dr} \quad (11)$$

$$\Psi_{qs} = X_s I_{qs} + X_m I_{qr} \quad (12)$$

$$\Psi_{qr} = X_m I_{ds} + X_r I_{dr} \quad (13)$$

$$I_{qs} + X_r I_{qr} \quad (14)$$

Donde:

V_{ds}, V_{qs} Componentes de voltaje del estator.

V_{dr}, V_{qr} Componentes de voltaje del rotor.

I_{ds}, I_{qs} Componentes de corriente del estator.

I_{dr}, I_{qr} Componentes de corriente del rotor.

Ψ_{ds}, Ψ_{qs} Enlaces de flujo del estator.

Ψ_{dr}, Ψ_{qr} Enlaces de flujo del rotor.

R_s Resistencia de del estator.

R_r Resistencia de del rotor.

X_s Reactancia de del estator.

X_r Reactancia de del rotor.

$X_{\nu s}$ Reactancia de fuga del estator.

$X_{\nu r}$ Reactancia de fuga del rotor.

X_m Reactancia de magnetización.

ω_s Velocidad angular sincrónica.

ω Velocidad angular del rotor.

ω_b Frecuencia angular base.

M Torque de carga mecánica.

τ Tiempo normalizado.

T_m Constante de tiempo mecánico del motor.

M_e Torque electromecánico.

El circuito equivalente para un motor de inducción trifásico puede encontrarse referido tanto por el lado del rotor o del estator, dado que sus ecuaciones proporcionan una dinámica de la máquina de inducción. Por ese motivo, se consideran cargas no lineales y afectan al sistema.

2.3 Consideraciones de la investigación.

Sobre la base de un enfoque histórico y descriptivo, se llevó a cabo la búsqueda de artículos en Scopus y Web of Science publicados de 2019 a 2023 de la mano de las siguientes palabras claves: *electrical power systems, stability, dynamic, behavior*.

Para estructurar una buena minería de datos, se consideró un método basado en la experimentación con el fin de efectuar un análisis bibliométrico con el respaldo del software de uso libre VOSviewer y así clasificar y analizar información relevante como países, autores, coautores y número de citas. De ese modo, fue posible generar gráficos de red para identificar los autores por país con más aporte sobre la estabilidad de voltaje a corto plazo en sistemas de potencia.

Los resultados de la búsqueda permitieron construir los gráficos. Gracias al empleo de las palabras claves, pudo identificarse en primera instancia que 47 países tienen estudios relacionados a la estabilidad y al comportamiento dinámico del SEP. No obstante, decidió tomarse en cuenta únicamente aquellos que tienen por lo menos 10 artículos a su haber y la cifra disminuyó a 33, como lo indica la Figura 3 y 4.

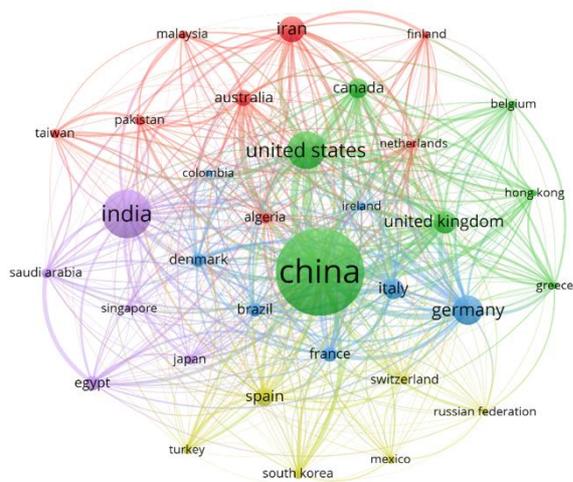


Figura 3. Países de artículos tomados de Scopus.

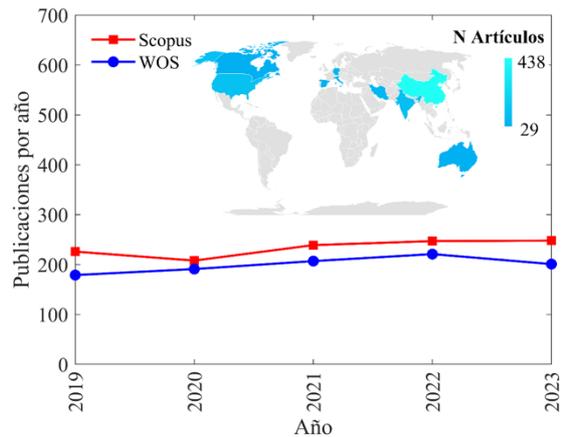


Figura 5. Publicaciones por año y países tomadas de Scopus.

Cada clúster muestra la influencia que tiene los países con respecto a la investigación. La producción científica fluctuó año tras año, por ejemplo, en 2020 amenoró con respecto al año anterior debido a la pandemia, pero desde 2021 existe un aumento progresivo. Es importante indicar que ambas bases de datos presentan publicaciones con origen similar: China, Estados Unidos, India, Irán, etc.

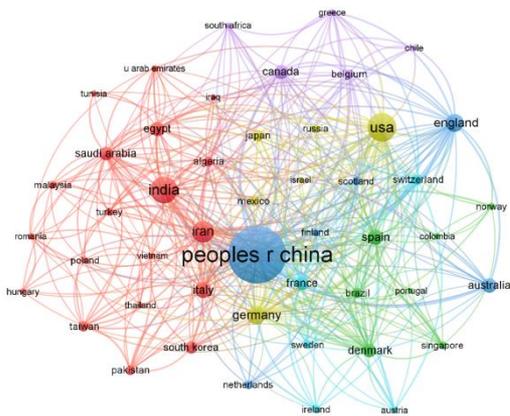


Figura 4. Países de artículos tomados de Web of Science.

Las figuras exponen los países con el número más alto de investigaciones sobre el tema de acuerdo con cada base de datos utilizada: 1172 artículos corresponden a Scopus y 1545 a Web of Science. Como puede observarse, China concentra el mayor aporte de trabajos.

Por otro lado, la Figura 5 presenta una similitud muy marcada con respecto a la producción científica en varios países sobre temas relacionados con la estabilidad y cargas dinámicas. No obstante, la curva denota la incidencia de la investigación y demuestra que China y Estados Unidos concentran la mayor cantidad.

3 Metodología y planteamiento del problema

La metodología para el planteamiento del nuevo índice de estabilidad de voltaje de corto plazo toma algunas consideraciones del enlace como lo indica la Figura 2. Previamente, hay que identificar el estado del sistema, hecho que requiere analizar la sensibilidad VQ con el propósito de visualizar la barra más sensible a los cambios de potencia reactiva. De ese modo, se cuenta con un panorama para incorporar un MI y la simulación arroja los límites máximos de potencia reactiva para tener convergencia en el sistema.

Tras esas consideraciones previas, las simulaciones son efectuadas en el software

Digsilent PowerFactory. Y con el análisis del módulo de curva QV, es posible determinar los límites de Q y el comportamiento de la estabilidad de voltaje a corto plazo.

3.1 Desarrollo del nuevo índice (NISV)

Con el pasar del tiempo, el SEP ha adquirido nuevas cargas no lineales, lo que implica realizar investigaciones dinámicas que contribuyan con indicadores para evaluar las condiciones del SEP y gestionar acciones tempranas de corrección. Ciertamente, se conocen particularidades del SEP como la impedancia equivalente y la reactancia, la cual está preestablecida y no tiene fluctuaciones en el tiempo, a diferencia de la potencia reactiva y el voltaje que sí tienen una inyección diferente en el sistema y forman parte de un estudio dinámico.

El estudio presenta el índice NISV (nuevo índice de sensibilidad de voltaje) que es derivado del índice FVSI, muy utilizado para evaluar la estabilidad de manera estacionaria. Sin embargo, no se ha analizado para cargas dinámicas en el tiempo, lo que conlleva al desarrollo del NISV para denotar qué pasa con ambas variables ante cambios de carga.

El NISV se expresa en (15): el término 4 es un factor adoptado de [54] del índice FVSI y es crucial en el análisis de los índices de línea. Además, se establece como umbral crítico de estabilidad a 1 basado en la literatura científica, pues de superarse habría que considerar acciones correctivas para que el sistema logre mantenerse dentro de los límites de estabilidad de voltaje a corto plazo.

$$NISV = \frac{4Z_{(i-j)}^2 * Q_{(j)}(t)}{V_{(i)}^2(t) * X_{(i-j)}} \quad (15)$$

Donde:

$Z_{(i-j)}$, representa la impedancia equivalente del enlace $i - j$ en p.u.

$Q_{(j)}(t)$, representa la potencia reactiva del enlace j en p.u en el tiempo.

$X_{(i-j)}$, representa la reactancia del enlace $i - j$ en p.u.

$V_{(i)}(t)$, representa el voltaje del enlace i en p.u en el tiempo.

i .

3.2 Matriz de sensibilidad del SEP

Debido a que el estudio de la sensibilidad de un sistema radica en determinar su robustez, se plantea un análisis de sensibilidad VQ por medio del método Newton-Raphson, el cual está fundamentado en flujos de potencia y tiene una convergencia relativamente rápida que otros métodos, como el de Gauss-Seidel.

La matriz de sensibilidad del SEP se origina a partir del jacobiano, que experimenta una modificación como lo expone en (13).

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \triangleq \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \quad (16)$$

La matriz evidencia flujos de potencia y determina las variaciones de voltajes de las barras. Los datos orientan también a comprender cómo se realizan las iteraciones y brinda una perspectiva sobre las variaciones de V y Q que afectan al voltaje, de manera que el cambio de potencia activa sea igual a cero.

No obstante, al aplicar esta condición ocurre una variación de la potencia reactiva respecto al jacobiano simplificado, que es directamente proporcional a al cambio de voltaje, como lo expone en (17).

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (17)$$

Donde:

$J_R = J_{QV} - J_{Q\theta} * J_{QV}^{(-1)} * J_{PV}$, representa el jacobiano simplificado del sistema.

A partir de lo expresado en (16), se plantea la Ecuación (18) que arroja información relevante para el estudio de sensibilidad VQ.

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (18)$$

Los resultados denotan la sensibilidad respecto a VQ. No obstante, en la diagonal de la matriz inversa del jacobiano simplificado está $\partial V_{(i)}/\partial Q_{(i)}$, que indica la sensibilidad en las barras con respecto a la matriz del elemento de la diagonal, mientras que $\partial V_{(k)}/\partial Q_{(i)}$ evidencian la sensibilidad mutua, la cual hace referencia a los factores externos a la diagonal y otorga una idea general de la sensibilidad de las barras, pudiendo identificarse la más débil.

El método para determinar la barra más débil es de vital importancia porque contribuye a analizar en cuál es posible conectar los MI al identificar la robustes del sistema. Por ejemplo, el estudio de sensibilidad VQ para un sistema de 14 barras (Figura 6) proporciona la robustes y la barra más débil, datos que deben tomarse en cuenta para el ingreso de cargas no lineales, como el caso de los MI, y la manera en que su estabilidad puede verse afectada por ese incremento de carga.

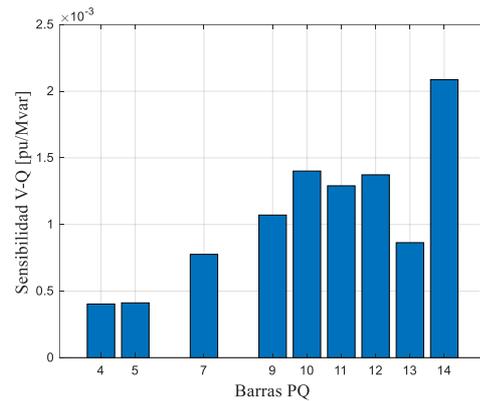


Figura 6. Análisis sensibilidad QV del sistema de 14 barras.

La barra 14 es la más sensible del sistema. Es posible así identificar en cuál podría conectarse cargas no lineales como los MI y corroborar cómo influye en la estabilidad del sistema al presentar ingresos en un tiempo determinado. A través de Digsilent PowerFactory, se validó la información y se determinó que esta barra efectivamente es una de las más sensibles en cuanto a las variaciones de potencia reactiva y soporta menos PQ que las demás.

3.3 Caso de estudio

El sistema estándar de 14 barras de la IEEE es considerado un SEP para el estudio de estabilidad dinámica; por ejemplo, el caso previo permitió evidenciar la robustes del sistema con respecto a las variaciones VQ. Cabe indicar que los elementos críticos del jacobiano son aquellos que se encuentran en la diagonal, la cual expone los valores de $\partial V_{(k)}/\partial Q_{(i)}$ y arroja los resultados de la sensibilidad del sistema.

3.4 Escenario de simulación

El planteamiento consiste en inspeccionar cómo se encuentra la curva QV y tener una idea general del estado actual del sistema. La inspección ayuda además a determinar posibles condiciones de operación con el cambio de potencia.

Mediante Digsilent PowerFactory pudo evidenciarse que el nodo 14 soporta la menor cantidad de potencia reactiva respecto a los demás y presenta un posible riesgo de generar problemas de inestabilidad. Aquí cobra relevancia el índice NISV para verificar si con la inyección de potencia reactiva, el sistema experimenta perturbaciones en el voltaje a corto plazo.

Para simular las condiciones dinámicas, se modeló una carga como un MI, dado que permite evaluar la estabilidad por medio de la variación del porcentaje de ingreso de esa carga en el sistema, datos presentados en el siguiente apartado por medio de una tabla.

4 Análisis de resultados

Inicialmente, fueron realizados estudios en estado estable para conocer de primera mano cómo está el sistema y en qué puntos podría presentarse inestabilidad debido al ingreso de carga dinámica, lo que evidenció la vulnerabilidad en el nodo 14. Al ejecutar la simulación en condiciones normales, el voltaje y la potencia reactiva de ese nodo permanecieron dentro de los límites establecidos por el modelo. Además, al ingresar los datos de voltaje y de potencia reactiva al índice NISV en el nodo de enlace no se superó la unidad y, por ende, el sistema es estable.

Entre el estudio de sensibilidad VQ y el análisis de las curvas Q-V se denota que el nodo 14 es el más sensible con respecto a la potencia reactiva, como lo muestra la Tabla 1. La máxima potencia reactiva que puede percibir es de 117.24 Mvar, pues de ser mayor el sistema no tendrá convergencia y dejará de funcionar.

Tabla 1. Límites de convergencia ante incrementos de potencia reactiva sistema de 14 barras.

Barra	Voltaje colapso [p.u.]	Potencia reactiva máx. [Mvar]
14	0.536	117.24
10	0.531	180.53
7	0.522	185.84
11	0.537	195.76
9	0.536	238.05
13	0.55	283.18
5	0.52	596.54
4	0.519	608.87

Por otro lado, la Figura 7 muestra el comportamiento de la curva QV, el punto de colapso y el óptimo, datos que se concatenan con la información de la Tabla 1. De igual manera, al realizar una revisión de la curva PV en la Figura 8, puede determinarse el valor óptimo de potencia activa en el nodo. La interpretación de ambas curvas orienta a identificar cómo los cambios impactan en el voltaje y otorga una perspectiva rápida de posibles escenarios que de inestabilidad del sistema.

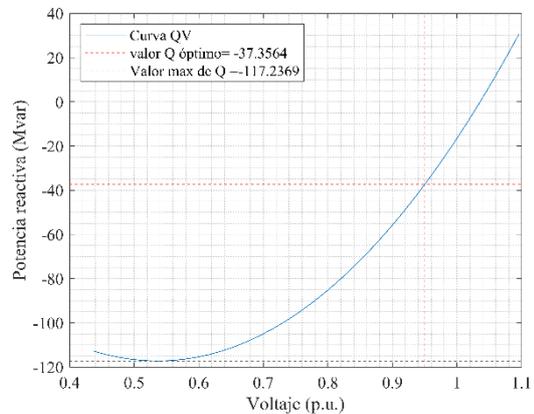


Figura 7. Curva QV del nodo 14.

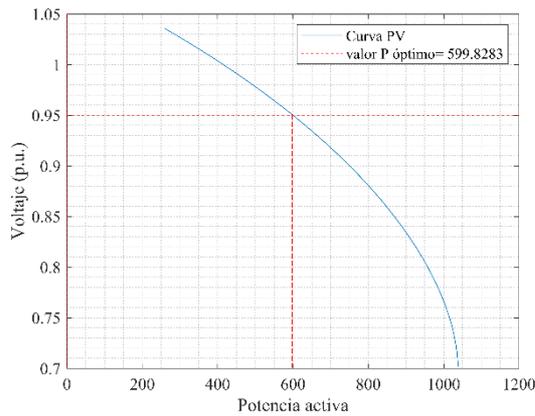


Figura 8. Curva PV nodo 14.

El caso de estudio está enfocado en cuantificar el impacto tras conectar una carga dinámica como un MI. El propósito es comprender la manera en que al variar el porcentaje de ingreso de la carga dinámica se afecta la estabilidad del sistema en el nodo de enlace.

La Tabla 2 detalla los parámetros ingresados del MI en la parte dinámica de la carga.

Tabla 2. Parámetros de la parte dinámica del MI.

Parámetro	Valor
Deslizamiento Crítico (%)	5
Deslizamiento Operativo Normal (%)	3
Exponente de Par Mecánico	3
Constante de Tiempo de Inercia (s)	10

El análisis del incremento gradual del porcentaje de carga dinámica consistió en varias simulaciones RMS para registrar las variables de importancia para la evaluación del índice NISV, tanto en el enlace de la línea 13-14 y 14-9. Pudo así comprenderse el impacto de la carga dinámica al conectarse a los 0.2 segundos en el sistema.

Por su parte, la Tabla 3 detalla el porcentaje de carga dinámica ingresada al sistema y cómo afecta en la cargabilidad del enlace.

Tabla 3. Porcentaje de carga dinámica y porcentaje de cargabilidad.

Carga Dinámica (%)	línea 13-14 Cargabilidad (%)	línea 14-9 Cargabilidad (%)
10	26.1	40.9
20	26.4	41.2
30	26.9	41.9
40	27.6	42.7
50	28.4	43.8
60	29.3	45.0
65	29.8	45.7
70	30.3	46.5
75	30.9	47.2
80	33.2	50.5
85	34.9	53.0
90	35.6	53.9

Considerando las simulaciones realizadas a distinto porcentaje de ingreso de la carga dinámica del MI, los valores calculados para el índice NISV en el enlace 13-14 y 14-9 se recopilaron y analizaron. Los datos revelan cómo el ingreso de la carga en un tiempo determinado influye en la estabilidad.

Los valores obtenidos corresponden a un porcentaje de carga diferente. Además, gracias a la estadística descriptiva fue posible calcular la media, desviación estándar y los valores máximos del índice a los distintos porcentajes de carga. La Figura 9 detalla el NISV del enlace 13-14 con 50 % de carga dinámica.

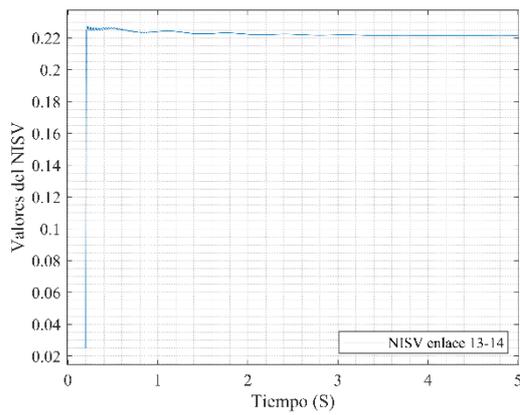


Figura 9. Comportamiento del índice NISV enlace 13-14 con 50 % de carga dinámica del MI.

Al ingresar el 50 % de carga dinámica en 0.2 segundos, el enlace da como resultante un índice de 0.23 y no existe inestabilidad bajo condiciones específicas.

La Figura 10 muestra el comportamiento del índice con el ingreso del 90 % de carga dinámica en ese enlace.

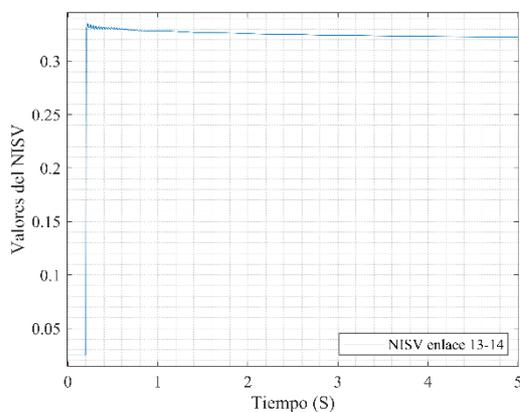


Figura 10. Comportamiento del índice NISV enlace 13-14 con 90 % de carga dinámica del MI.

El valor máximo alcanzado es de 0.34, lo que evidencia una creciente en el valor del índice al ingresar mayor carga dinámica.

Con el propósito de analizar el índice NISV, la Figura 11, 12 y 13 presentan la media, la desviación estándar y los valores máximos, respectivamente.

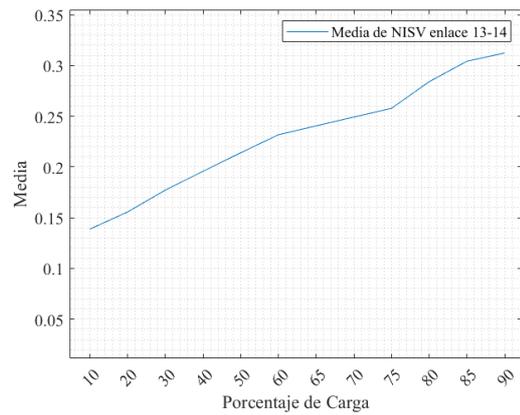


Figura 11. Media del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.

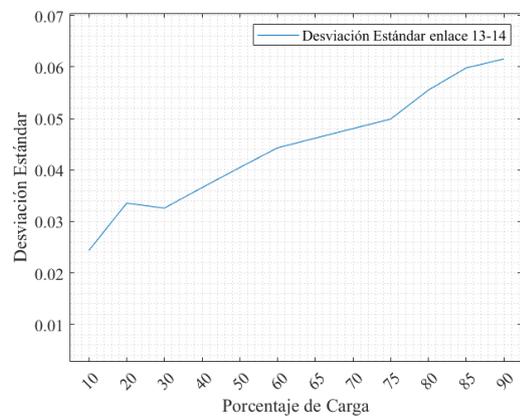


Figura 12. Desviación estándar del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.

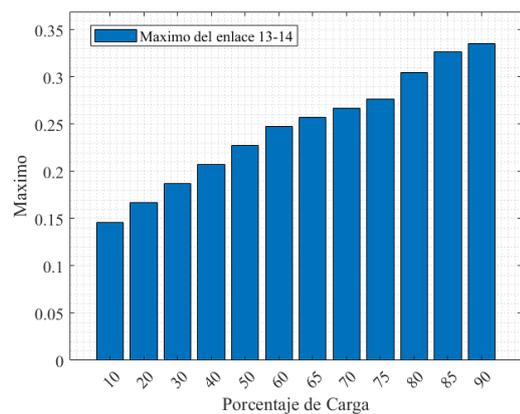


Figura 13. Máximo del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.

Puede identificarse una tendencia creciente del comportamiento del NISV

ante distintos porcentajes de carga dinámica. Además, el valor de la media se encuentra alrededor de 0.33 y al visualizar los datos de la desviación se evidencia mayor dispersión en los datos, comportamiento que despierta la incertidumbre de que el enlace en algún punto de mayor incremento de carga empiece a presentar inestabilidad cercana al punto crítico establecido. Finalmente, el máximo valor proporciona una visión más clara de lo que ocurre con el ingreso de cargas dinámicas en el sistema.

Por otra parte, al verificar los resultados de la Figura 14 con respecto al enlace 14-9 se observa que al ingresar el 50 % de carga dinámica en 0.2 segundos da como resultado un índice de 0.33 y, por ende, no existe inestabilidad en condiciones específicas. En cambio, la Figura 15 muestra el comportamiento con el 90 % de carga dinámica, cuyo valor máximo alcanzado es de 0.46, lo que evidencia una creciente en el valor del índice.

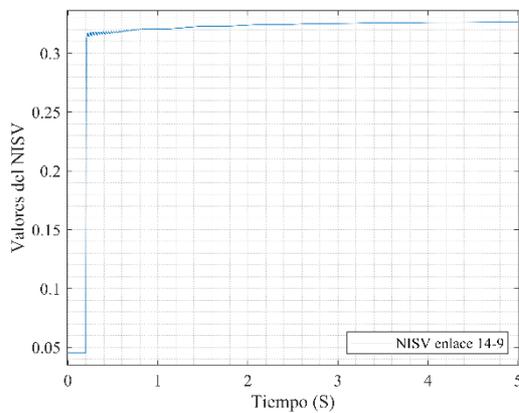


Figura 14. Comportamiento del índice NISV enlace 14-9 con 50 % de carga dinámica del MI.

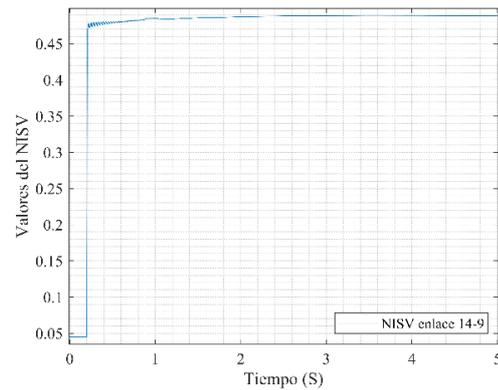


Figura 15. Comportamiento del índice NISV enlace 14-9 con 90 % de carga dinámica del MI.

Con el propósito de analizar el índice NISV en el enlace 14-9, la Figura 16, 17, 18 presentan los datos de la media, la desviación estándar y los valores máximos, respectivamente.

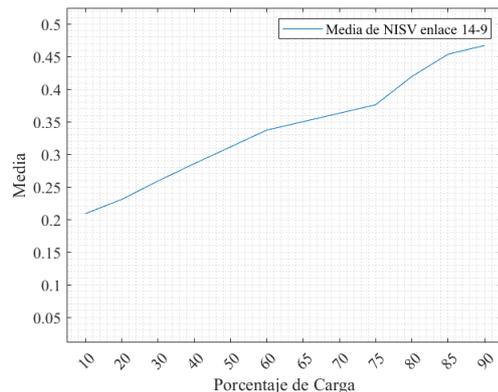


Figura 16. Media del NISV enlace 14-9 a diferentes porcentajes de carga.

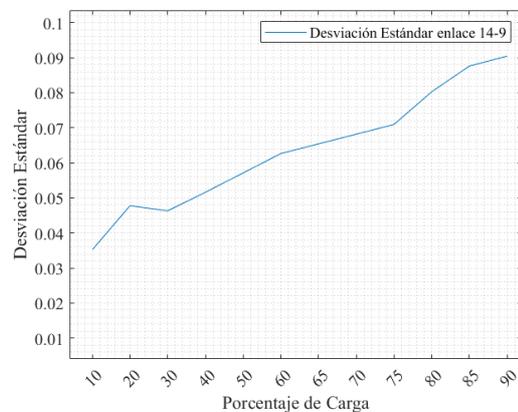


Figura 17. Desviación estándar del NISV enlace 14-9 a diferentes porcentajes de carga.

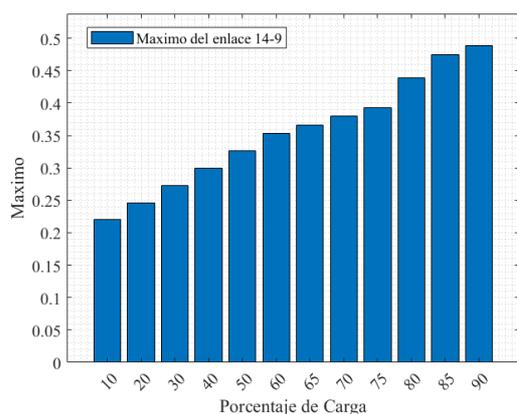


Figura 18. Máximo del NISV enlace 13-14 a diferentes porcentajes de carga.

Tras realizar un tratamiento estadístico descriptivo se demuestra que ante el aumento de carga dinámica el índice experimenta una tendencia creciente. En conclusión, al presentarse más cargas dinámicas en los nodos débiles existe mayor riesgo de inestabilidad de voltaje a corto plazo.

5 Conclusiones

A partir del estudio bibliométrico y con base en un enfoque histórico descriptivo ha sido posible identificar investigaciones sobre la estabilidad de voltaje a corto plazo en los sistemas eléctricos con cargas dinámicas no lineales. Los estudios datan de publicaciones realizadas entre 2019 y 2023, las cuales fueron encontradas por medio de Scopus y Web of Science y corresponden a 33 países, cada uno con al menos 10 publicaciones; China y Estados Unidos lideran la lista.

La revisión del modelo matemático del MI aportó a comprender mejor la información literaria sobre los efectos que experimenta el SEP ante cargas no lineales y cómo afecta a la estabilidad del sistema. Se tomó en cuenta características mecánicas y eléctricas de los MI para la simulación de los comportamientos.

El análisis de la curva VQ permite dilucidar el punto de colapso de potencia reactiva en el que el voltaje sale de sus límites permitidos y provoca inestabilidad, en este caso en el nodo 14. Asimismo, da una idea general del mejor punto de operación para el sistema con el fin de que el voltaje se mantenga en 0,95 por unidad.

La integración de un estudio de sensibilidad VQ para el sistema de 14 barras muestra aquella más sensible ante el ingreso de potencia reactiva, que corresponde al nodo 14. Se identifica así el punto crítico ante la inyección de potencia reactiva, cuyo valor fue de 117,236 Mvar. El valor determina un deterioro del sistema, dado que al sobrepasar el límite la convergencia no es posible, lo que demuestra cuán importante es conocer los límites de potencia reactiva de los nodos para garantizar los límites operativos.

Finalmente, la aplicación del índice NISV en distintos escenarios de porcentaje de carga dinámica no solo ha permitido identificar puntos críticos, sino también la operación segura ante estas variaciones. Ello ofrece una métrica cuantitativa que ayuda al operador y al planificador del sistema a tomar decisiones que aseguren su operatividad y confiabilidad.

5.1 Trabajos Futuros

Los resultados arrojados por la investigación abren la puerta a futuros estudios sobre distintos temas:

- Desarrollo de metodología para la óptima ubicación de reguladores de voltaje basado en el comportamiento del índice NISV.
- Análisis de factibilidad económica de reducción de pérdidas a partir del índice NISV.
- Metodología de mejoramiento del índice NISV ante escenarios de contingencia N-1.

6 Referencias

- [1] D. Carrión, “Energy saving model through lighting management systems for residences,” in *2013 Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, 2013, pp. 0–5. doi: 10.1109/PEPQA.2013.6614955.
- [2] A. Aguila, D. Carrión, and L. Ortiz, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [3] G. Salazar and D. Carrión, “Characterization and Modeling of the Efficiency of Photovoltaic Systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2580–2586, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7332135.
- [4] L. Paredes, M. Molina, and B. Serrano, “Improvement of dynamic voltage stability in a microgrid using a DSTATCOM,” *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 18, no. 4, pp. 385–395, 2021, doi: 10.4995/riai.2021.14813.
- [5] P. Escudero and D. Carrión, “Expansión de un sistema de transmisión mediante LOPF-AC Expansion of a transmission system using LOPF-AC,” *INGE CUC*, vol. 14, no. 2, pp. 116–125, 2018, doi: 10.17981/ingecuc.14.2.2018.11.
- [6] P. V. Escudero and D. F. Carrión, “Modelo de Expansión de un sistema de transmisión basado en linealización de flujos de potencia óptimos AC.,” p. 34, 2018, doi: 10.20868/UPM.thesis.39079.
- [7] J. Palacios and D. F. Carrión Galarza, “Estado del arte de la planeación de expansión de sistemas de transmisión,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, pp. 1–8, 2020, doi: 10.33412/idt.v16.2.2835.
- [8] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. González, “Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria,” in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed., Springer, 2021, pp. 266–279. doi: 10.1007/978-3-030-72208-1_20.
- [9] S. M. Jami Solis, “Evaluación de la estabilidad del sistema de transmisión eléctrica a partir de estructuras simétricas considerando transferencia de carga,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020, doi: 10.33412/idt.v16.2.2836.
- [10] A. Lemus, D. Carrión, E. Aguire, and J. W. Gonz, “Location of distributed resources in rural-urban marginal power grids considering the voltage collapse prediction index,” *Ingenius*, vol. 28, pp. 25–33, 2022, doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n28.2022.02>.
- [11] Á. Ortega and F. Milano, “Stochastic transient stability analysis of transmission systems with inclusion of energy storage devices,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 1077–1079, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2742400.
- [12] M. T. Alam and Q. Ahsan, “A Mathematical Model for the Transient Stability Analysis of a Simultaneous AC-DC Power Transmission System,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 3510–3520, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2781905.
- [13] R. Moreno, V. Ricardo, and A. Malebrán, “Estudio De Estabilidad De Pequeña Perturbación Del Sistema Eléctrico Chileno Considerando La Política Energética 2050,” 5, vol. Vol .2, pp. 15–20, 2020.

- [14] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020.
- [15] I. Campaña and D. Carrión, “Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1,” Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [16] A. Rolan, “Estudio del efecto de los huecos de tensión en el generador de inducción doblemente alimentado,” Universidad Politécnica de Cataluña, 2012.
- [17] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [18] J. D. Pinzón and D. G. Colomé, “Real-time multi-state classification of short-term voltage stability based on multivariate time series machine learning,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 108, no. December 2018, pp. 402–414, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.022.
- [19] I. D. Pasiopoulou, E. O. Kontis, T. Papadopoulos, and G. K. Papagiannis, “Effect of load modeling on power system stability studies,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 207, no. December 2021, p. 107846, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107846.
- [20] R. Darío and T. Chulde, “Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga Long-Term Voltage Stability Using Load Models In Electric Power Systems PUBLICACIÓN ANTICIPADA El Comité Editorial de la revista ITECKNE aprueba la publicación.”
- [21] M. Islam, N. Mithulananthan, and M. J. Hossain, “Dynamic Voltage Support by TL-PV Systems to Mitigate Short-Term Voltage Instability in Residential DN,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 4360–4370, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2765311.
- [22] A. Jalali and M. Aldeen, “Short-Term Voltage Stability Improvement via Dynamic Voltage Support Capability of ESS Devices,” *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 4, pp. 4169–4180, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2882643.
- [23] C. Barrera-Singaña and R. Tirira Chulde, “Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga,” *Iteckne*, vol. 19, no. 1, pp. 15–25, 2021, doi: 10.15332/iteckne.v19i1.2545.
- [24] J. Salazar and D. Carrión, “Aplicación de reactivos para el control del desequilibrio del sistema eléctrico de potencia por incertidumbre de la demanda,” *RISTI - Rev. Iber. Sist. e Tecnol. Inf.*, vol. E43, pp. 484–500, 2021.
- [25] F. Quinteros, D. Carrión, and M. Jaramillo, “Optimal Power Systems Restoration Based on Energy Quality and Stability Criteria,” *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022, doi: 10.3390/en15062062.
- [26] M. D. Jaramillo, D. F. Carrión, and J. P. Muñoz, “A Novel Methodology for Strengthening Stability in Electrical Power Systems by Considering Fast Voltage Stability Index under N – 1 Scenarios,” *Energies*, vol. 16, no. 8, pp. 1–23, 2023, doi: 10.3390/en16083396.
- [27] D. Carrión, E. García, M. Jaramillo, and J. W. González, “A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1

- Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration,” *Energies*, vol. 14, no. 20, pp. 1–17, 2021, doi: 10.3390/en14206652.
- [28] J. Ramirez, D. Carrión, and E. Inga, “Compensación reactiva en redes eléctricas de transmisión basado en programación no lineal considerando ubicación óptima de SVC,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. February, 2021, doi: 10.33412/idt.v17.1.2918.
- [29] P. Gnacinski *et al.*, “Power Quality and Energy-Efficient Operation of Marine Induction Motors,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 152193–152203, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3017133.
- [30] A. I. Adekitan, I. Samuel, and E. Amuta, “Dataset on the performance of a three phase induction motor under balanced and unbalanced supply voltage conditions,” *Data Br.*, vol. 24, p. 103947, 2019, doi: 10.1016/j.dib.2019.103947.
- [31] A. I. Adekitan, B. Adetokun, T. Shomefun, and A. Aligbe, “Cost implication of line voltage variation on Three Phase Induction Motor operation,” *Telkomnika (Telecommunication Comput. Electron. Control.*, vol. 16, no. 4, pp. 1404–1412, 2018, doi: 10.12928/TELKOMNIKA.v16i4.9628.
- [32] A. I. Adekitan, A. Adewale, and A. Olaitan, “Determining the operational status of a three phase induction motor using a predictive data mining model,” *Int. J. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 10, no. 1, pp. 93–103, 2019, doi: 10.11591/ijpeds.v10.i1.pp93-103.
- [33] F. Husari and J. Seshadrinath, “Early Stator Fault Detection and Condition Identification in Induction Motor Using Novel Deep Network,” *IEEE Trans. Artif. Intell.*, vol. 3, no. 5, pp. 809–818, 2022, doi: 10.1109/TAI.2021.3135799.
- [34] H. H. Happ, *Power system control and stability*, vol. 67, no. 8. 2008. doi: 10.1109/proc.1979.11425.
- [35] H. Jain, B. A. Bhatti, T. Wu, B. Mather, and R. Broadwater, “Power Systems : State-of-the-Art and Future Research Directions,” 2021.
- [36] J. Pilatásig Lasluisa and D. Carrión, “Resiliencia de Sistemas Eléctricos de Potencia mediante la Conmutación de Líneas de Transmisión – Estado del arte,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020, doi: 10.33412/idt.v16.2.2834.
- [37] D. Carrión, J. Francisco, and M. Paul, “Revisión para la restauración optima de la operación del sistema eléctrico basado en criterios de calidad de energía y estabilidad,” *Rev. I+D Tecnológico*, vol. 17, no. 1, p. 9, 2021, doi: 10.33412/idt.v17.1.2928.
- [38] S. Pinzón, D. Carrión, and E. Inga, “Optimal Transmission Switching Considering N-1 Contingencies on Power Transmission Lines,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 19, no. 4, pp. 534–541, 2021, doi: 10.1109/TLA.2021.9448535.
- [39] I. Musirin and T. K. Abdul Rahman, “Estimating maximum loadability for weak bus identification using FVSI,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 11, pp. 50–52, 2002, doi: 10.1109/MPER.2002.1045568.
- [40] I. A. Samuel, A. O. Soyemi, A. A. Awelewa, A. A. Olajube, and J. Ketande, “Review of voltage stability indices,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 730, no. 1, 2021, doi: 10.1088/1755-1315/730/1/012024.
- [41] J. Toctaquiza and D. Carrión, “Estado del arte modelo óptimo de operación posterior a ataques intencionales considerando

- conmutación de los sistemas de transmisión,” *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 18, no. 2, p. 17, 2021, doi: <https://doi.org/10.15332/iteckne.v18i2.2559>.
- [42] P. Masache, D. Carrión, and J. Cárdenas, “Optimal Transmission Line Switching to Improve the Reliability of the Power System Considering AC Power Flows,” *Energies* 2021, Vol. 14, Page 3281, vol. 14, no. 11, p. 3281, Jun. 2021, doi: 10.3390/EN14113281.
- [43] J. Toctaquiza, D. Carrión, and M. Jaramillo, “An Electrical Power System Reconfiguration Model Based on Optimal Transmission Switching under Scenarios of Intentional Attacks,” *Energies*, vol. 16, no. 6, 2023, doi: 10.3390/en16062879.
- [44] R. Villacrés and D. Carrión, “Optimizing Real and Reactive Power Dispatch Using a and Fuzzy Satisfaction,” *Energies*, vol. 16, no. 24, 2023, doi: 10.3390/en16248034.
- [45] H. S. Salama and I. Vokony, “Voltage stability indices—A comparison and a review,” *Comput. Electr. Eng.*, vol. 98, no. November 2020, 2022, doi: 10.1016/j.compeleceng.2022.107743.
- [46] S. Zhang *et al.*, “Fast classification, aggregation, and modeling of load clusters for transient voltage stability,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 124, no. June 2020, p. 106368, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106368.
- [47] M. Lashgari and S. M. Shahrtash, “Fast online decision tree-based scheme for predicting transient and short-term voltage stability status and determining driving force of instability,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 137, no. April 2021, p. 107738, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107738.
- [48] K. Shimizu and A. Ishigame, “Transient stability assessment application using post-disturbance voltage fluctuations in a multi-machine power system,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 139, no. January, p. 107987, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.107987.
- [49] S. Mokred, Y. Wang, and T. Chen, “Modern voltage stability index for prediction of voltage collapse and estimation of maximum load-ability for weak buses and critical lines identification,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 145, no. September 2022, p. 108596, 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108596.
- [50] M. Shahriyari, A. Safari, A. Quteishat, and H. Afsharirad, “A short-term voltage stability online assessment based on multi-layer perceptron learning,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 223, no. February, p. 109562, 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109562.
- [51] S. Sreedharan, W. Ongsakul, and J. . Singh, “Maximization of instantaneous wind penetration using particle swarm optimization,” *Int. J. Eng. Sci. Technol.*, vol. 2, no. 5, pp. 39–49, 2010, doi: 10.4314/ijest.v2i5.60099.
- [52] L. F. Li, J. L. Yu, and Z. Liu, “Research on parameters drift problem in tracking Thevenin equivalent,” *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings Chinese Soc. Electr. Eng.*, vol. 25, no. 20, pp. 1–5, 2005.
- [53] S. Veunnasack, J. Triyangkulsri, and W. Kampeerawat, “Voltage stability analysis and loadability estimation by using SCADA data: A case study of Electricite Du Lao transmission system,” *Energy Reports*, vol. 9, pp. 278–285, 2023,

- doi: 10.1016/j.egy.2023.05.209.
- [54] S. A. Syed Mustaffa, I. Musirin, M. K. Mohamad Zamani, and M. M. Othman, "Pareto optimal approach in Multi-Objective Chaotic Mutation Immune Evolutionary Programming (MOCMIIEP) for optimal Distributed Generation Photovoltaic (DGPV) integration in power system," *Ain Shams Eng. J.*, vol. 10, no. 4, pp. 745–754, 2019, doi: 10.1016/j.asej.2019.04.006.
- [55] R. A. Moradi and R. Zeinali Davarani, "Introducing a new index to investigate voltage stability of power systems under actual operating conditions," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 136, no. October 2021, p. 107637, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107637.

8	2019	Real-time multi-state classification of short-term voltage stability based on multivariate time series machine learning.	8	✗	✗		✗	✗		✗	✗							✗			✗	✗		✗	
9	2022	Effect of load modeling on power system stability studies	9	✗	✗	✗	✗	✗					✗												✗
10	2022	Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga	10		✗		✗		✗			✗			✗			✗	✗		✗		✗		
11	2018	Dynamic Voltage Support by TL-PV Systems to Mitigate Short-Term Voltage Instability in Residential DN	11	✗			✗	✗			✗				✗			✗		✗	✗				
12	2019	Short-Term Voltage Stability Improvement via Dynamic Voltage Support Capability of ESS Devices	12	✗	✗	✗	✗			✗	✗	✗		✗	✗			✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗
13	2022	Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia Usando Modelos de Carga	13	✗	✗			✗		✗		✗	✗		✗			✗	✗	✗	✗	✗			
14	2020	Power Quality and Energy-Efficient Operation of Marine Induction Motors	14			✗	✗			✗	✗	✗						✗		✗	✗	✗	✗		
15	2019	Dataset on the performance of a three phase induction motor under balanced and unbalanced supply voltage conditions	15		✗	✗		✗				✗	✗					✗	✗	✗	✗	✗			
16	2018	Cost implication of line voltage variation on Three Phase Induction Motor operation.	16		✗			✗	✗	✗								✗	✗						✗
17	2019	Determining the operational status of a three phase induction motor using a predictive data mining model	17	✗	✗				✗	✗		✗	✗	✗				✗	✗	✗				✗	✗
18	2022	Early Stator Fault Detection and Condition Identification in Induction Motor Using Novel Deep Network.	18		✗			✗	✗	✗			✗					✗	✗						✗
19	1979	Power system control and stability	19	✗	✗		✗			✗	✗		✗						✗			✗	✗		✗
20	2020	Integrated transmission-and-distribution system modeling of Power Systems: State-of-the-Art and Future Research Directions	20	✗	✗	✗	✗	✗					✗												✗
21	2023	A Novel Methodology for Strengthening Stability in Electrical Power Systems by Considering Fast Voltage Stability Index under N – 1 Scenarios	21				✗	✗			✗				✗			✗		✗	✗				
22	2002	Estimating maximum loadability for weak bus identification using FVS	22	✗	✗	✗	✗			✗	✗	✗	✗	✗				✗	✗	✗	✗	✗	✗		✗
23	2021	Review of voltage stability indices	23	✗	✗			✗		✗		✗	✗	✗				✗		✗	✗	✗	✗		
24	2022	Voltage stability indices–A comparison and a review	24	✗		✗		✗		✗		✗						✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
25	2021	Fast classification, aggregation, and modeling of load clusters for transient voltage stability	25			✗	✗			✗	✗	✗	✗					✗		✗	✗	✗	✗		
26	2022	Fast online decision tree-based scheme for predicting transient and short-term voltage stability status and determining driving force of instability	26	✗	✗		✗								✗					✗	✗	✗	✗		✗
27	2022	Transient stability assessment application using post-disturbance voltage fluctuations in a multi-machine power system.	27	✗	✗		✗			✗		✗							✗	✗	✗	✗			✗

28	2023	Modern voltage stability index for prediction of voltage collapse and estimation of maximum load-ability for weak buses and critical lines identification	28	✗			✗	✗							✗				✗	✗	✗	✗		✗	
29	2023	A short-term voltage stability online assessment based on multi-layer perceptron learning.	29	✗			✗				✗								✗	✗	✗	✗	✗	✗	
30	2010	Maximization of instantaneous wind penetration using particle swarm optimization	30																						
31	2005	Research on parameters drift problem in tracking Thevenin equivalent	31	✗		✗			✗																
32	2023	Voltage stability analysis and loadability estimation by using SCADA data: A case study of Electricite Du Lao transmission system	32	✗	✗								✗								✗		✗		
33	2019	Pareto optimal approach in Multi-Objective Chaotic Mutation Immune Evolutionary Programming (MOCMIEP) for optimal Distributed Generation Photovoltaic (DGPV) integration in power system	33		✗	✗		✗		✗			✗	✗		✗			✗		✗	✗		✗	
34	2022	Introducing a new index to investigate voltage stability of power systems under actual operating conditions.	34		✗			✗	✗	✗			✗	✗				✗	✗						
CANTIDAD:				20	23	12	15	18	9	24	8	14		16		14	11	8	20		16	23	18	9	12

6.2 Resumen de Indicadores

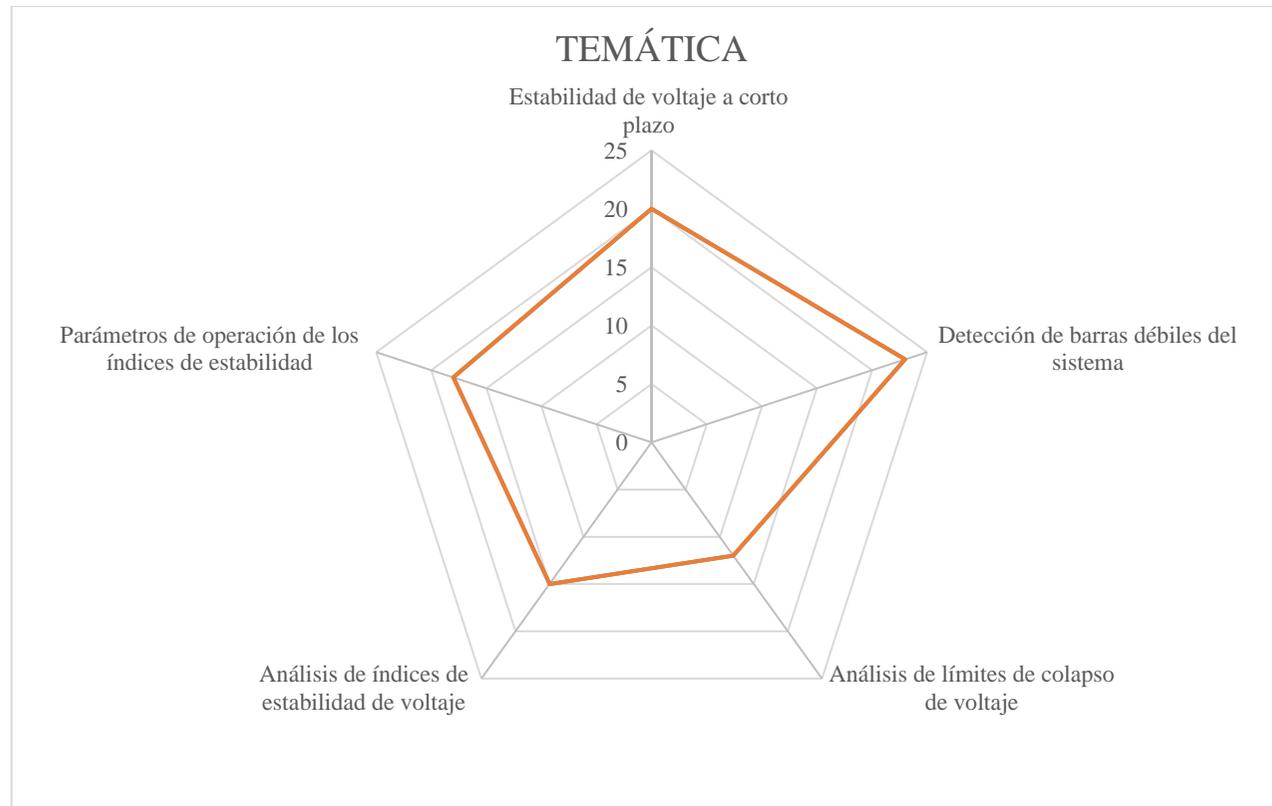


Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

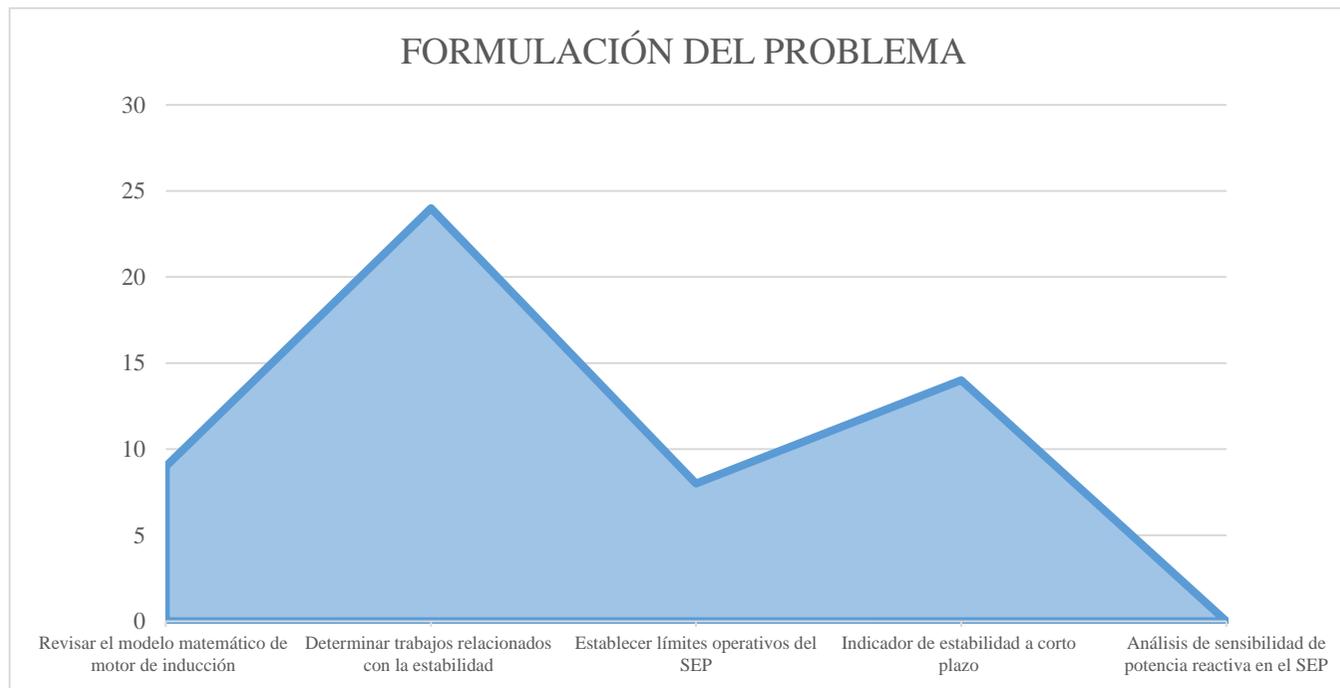


Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

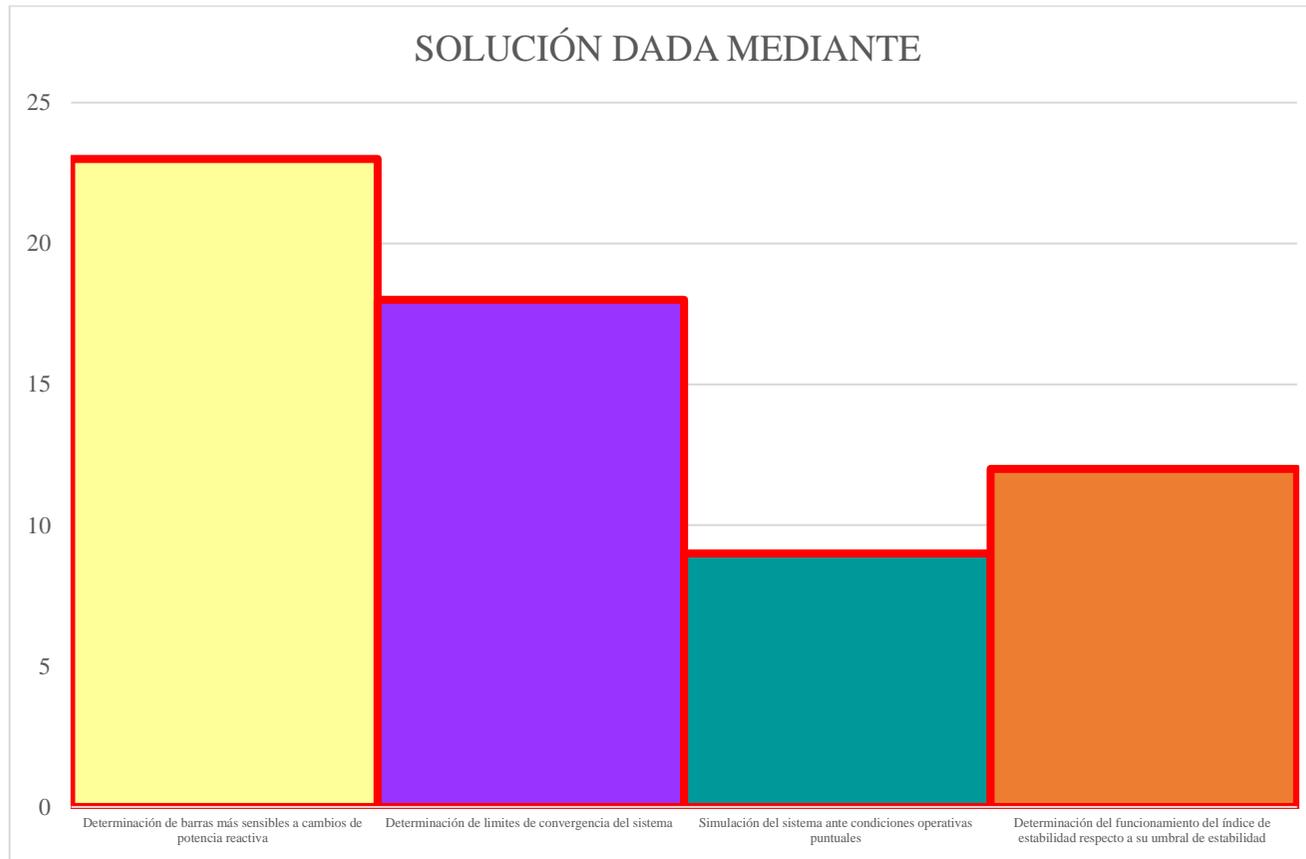


Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.

7 Anexos

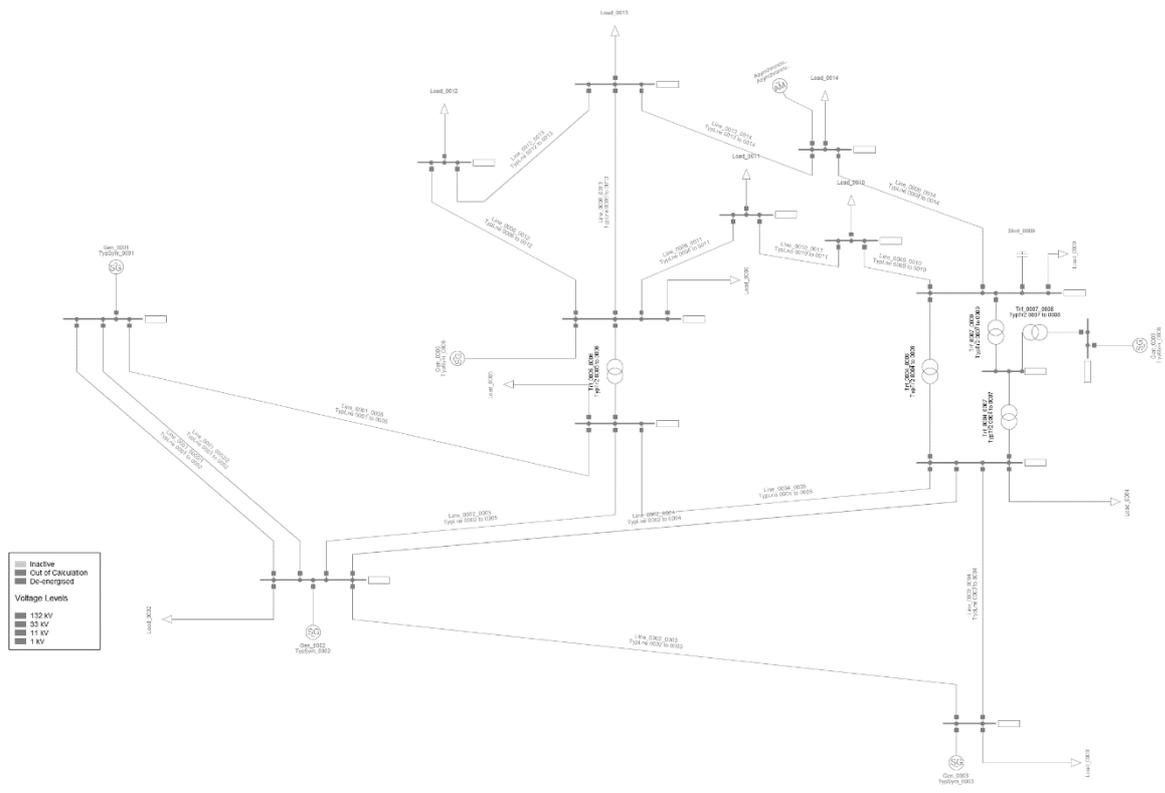


Figura 22. Sistema de 14 barras.

Table 1: Load demand

Load	Bus	P in MW	Q in Mvar
Load_0002	Bus_0002	21.7	12.7
Load_0003	Bus_0003	94.2	19.0
Load_0004	Bus_0004	47.8	-3.9
Load_0005	Bus_0005	7.6	1.6
Load_0006	Bus_0006	11.2	7.5
Load_0009	Bus_0009	29.5	16.6
Load_0010	Bus_0010	9.0	5.8
Load_0011	Bus_0011	3.5	1.8
Load_0012	Bus_0012	6.1	1.6
Load_0013	Bus_0013	13.5	5.8
Load_0014	Bus_0014	14.9	5.0

Table 2: Generator dispatch

Generator	Bus	P in MW	Q in Mvar
Gen_0001	Bus_0001	N.A.	N.A.
Gen_0002	Bus_0002	40.0	N.A.
Gen_0003	Bus_0003	0.0	N.A.
Gen_0006	Bus_0006	0.0	N.A.
Gen_0008	Bus_0008	0.0	N.A.

Table 3: Generator controller settings

Generator	Bus Type	Voltage in p.u.	Minimum capability in MVA	Maximum capability in MVA
Gen_0001	Slack	1.060	N.A.	N.A.
Gen_0002	PV	1.045	-40.0	50.0
Gen_0003	PV	1.010	0.0	40.0
Gen_0006	PV	1.070	-6.0	24.0
Gen_0008	PV	1.090	-6.0	24.0

Figura 23. Datos del sistema de 14 barras.

Table 4: Data of lines given in [1] based on 100 MVA

From Bus	To Bus	r in p.u.	x in p.u.	$q_c/2$ in p.u.	b in p.u.
1	2	0.01938	0.05917	0.0264	0.0528
1	5	0.05403	0.22304	0.0246	0.0492
2	3	0.04699	0.19797	0.0219	0.0438
2	4	0.05811	0.17632	0.0187	0.0374
2	5	0.05695	0.17388	0.0170	0.0340
3	4	0.06701	0.17103	0.0173	0.0346
4	5	0.01335	0.04211	0.0064	0.0128
6	11	0.09498	0.19890	0.0000	0.0000
6	12	0.12291	0.25581	0.0000	0.0000
6	13	0.06615	0.13027	0.0000	0.0000
9	10	0.03181	0.08450	0.0000	0.0000
9	14	0.12711	0.27038	0.0000	0.0000
10	11	0.08205	0.19207	0.0000	0.0000
12	13	0.22092	0.19988	0.0000	0.0000
13	14	0.17093	0.34802	0.0000	0.0000

Table 5: Data of lines in the *PowerFactory* model

Line	From Bus	To Bus	Un in kV	R in Ω	X in Ω	B in μS
Line_0001_0002/1	1	2	132.0	6.753542	20.619560	151.5152
Line_0001_0002/2	1	2	132.0	6.753542	20.619560	151.5152
Line_0001_0005	1	5	132.0	9.414187	38.862490	282.3691
Line_0002_0003	2	3	132.0	8.187537	34.494280	251.3774
Line_0002_0004	2	4	132.0	10.125090	30.722000	214.6465
Line_0002_0005	2	5	132.0	9.922968	30.296850	195.1331
Line_0003_0004	3	4	132.0	11.675820	29.800270	198.5767
Line_0004_0005	4	5	132.0	2.326104	7.337246	73.4619
Line_0006_0011	6	11	33.0	1.034332	2.166021	0.0000
Line_0006_0012	6	12	33.0	1.338490	2.785771	0.0000
Line_0006_0013	6	13	33.0	0.720374	1.418640	0.0000
Line_0009_0010	9	10	33.0	0.346411	0.920205	0.0000
Line_0009_0014	9	14	33.0	1.384228	2.944439	0.0000
Line_0010_0011	10	11	33.0	0.893524	2.091643	0.0000
Line_0012_0013	12	13	33.0	2.405819	2.176693	0.0000
Line_0013_0014	13	14	33.0	1.861428	3.789938	0.0000

Table 6: Data of transformers given in [1] based on 100 MVA, with rated voltages added in the *PowerFactory* model

Transformer	From Bus	To Bus	Ur HV in kV	Ur LV in kV	r in p.u.	x in p.u.	Transformer final turns ratio
Trf_0004_0007	4	7	132.0	1.0	0.0	0.20912	0.978
Trf_0004_0009	4	9	132.0	33.0	0.0	0.55618	0.969
Trf_0005_0006	5	6	132.0	33.0	0.0	0.25202	0.932
Trf_0007_0008	7	8	11.0	1.0	0.0	0.17615	0.000
Trf_0007_0009	7	9	33.0	1.0	0.0	0.11001	0.000

Figura 24. Datos del sistema de 14 barras con base en 100 MVA.