



Impacto de las fuentes de energía renovable en la estabilidad de la tensión y técnicas de evaluación

Impact of Renewable Energy Sources on Voltage Stability and Assessment Techniques

Julián Mesa-Calle ^{1a}, Walter Villa-Acevedo ^{1b}, Jesús M. López-Lezama ^{1c}

¹ Grupo de Manejo Eficiente de la Energía – GIMEL, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Colombia. Orcid: 0000-0002-5282-076X ^a, 0000-0002-1466-7266 ^b, 0000-0002-2369-6173 ^c
Correos electrónicos: estiben.mesa@udea.edu.co ^a, walter.villa@udea.edu.co ^b, jmaria.lopez@udea.edu.co ^c

Recibido: 15 enero, 2022. Aceptado: 24 junio, 2023. Versión final: 10 agosto, 2023.

Resumen

La proliferación de fuentes de energía renovable y su impacto en los sistemas de potencia hacen necesaria la realización de estudios para asegurar la buena operación del sistema de potencia. Este artículo indaga investigaciones recientes sobre el impacto de las fuentes de energía renovable sobre la estabilidad de tensión y nuevos métodos empleados para evaluar esta estabilidad. Se estudian efectos de la generación de energía solar y eólica tanto individual como colectivamente, junto con otros modelos de inversores a través de los cuales se conectan fuentes de energía renovable a los sistemas de transmisión o redes de distribución. Además, se resaltan los resultados categorizándolos en un enfoque determinístico y probabilístico.

Palabras clave: estabilidad de tensión; generación solar; generación eólica; inestabilidad; impacto; métodos de evaluación; recursos renovables; seguridad; sistemas de potencia; sistemas de distribución.

Abstract

The proliferation of renewable energy sources and their impact on power systems makes it necessary to conduct studies to ensure the proper operation of the power system. This paper investigates recent research on the impact of renewable energy sources on voltage stability and new methods used to assess this stability. The effects of solar and wind power generation both individually and collectively are studied, along with other inverter models through which renewable energy sources are connected to transmission systems or distribution networks. In addition, the results are highlighted by categorizing them into a deterministic and probabilistic approach.

Keywords: Voltage stability; solar generation; wind generation; instability; impact; evaluation methods; renewable resources; security; power systems; distribution systems.

1. Introducción

El sistema eléctrico está sujeto a constantes cambios ya sea por las características dinámicas de las cargas, pequeñas o grandes perturbaciones, cambios topológicos del sistema o por la integración de recursos flexibles distribuidos como los vehículos eléctricos (EVs), fuentes de energía renovable que usan inversores, respuesta de la demanda, FACTS, entre otros. En especial, la conexión de fuentes de energía renovable en el sistema a través de inversores puede comprometer la estabilidad de tensión del sistema eléctrico principalmente por su contribución limitada a las corrientes de cortocircuito y la reducción de la reserva de potencia reactiva en el sistema [1].

El uso de fuentes de energía renovable ha motivado diversas investigaciones para conocer su impacto sobre la estabilidad de tensión en los sistemas de transmisión y distribución. En el sistema eléctrico del Sur de Australia fue reportado el primer apagón bajo alta penetración de energía renovable en el sistema, mostrando las consecuencias de implementar estas fuentes de energía renovable en la red eléctrica sin evaluar debidamente sus efectos.

En [2] se revelan las causas fundamentales del apagón en el Sur de Australia. Según la reconstrucción completa del evento, aunque la causa más importante para el colapso del sistema fue identificada como inestabilidad de frecuencia, la inestabilidad dinámica de tensión fue la causa de la desconexión del parque eólico por violar los requerimientos de bajo voltaje.

En [3] se realiza una revisión de la literatura sobre el impacto de los recursos de energía solar y eólica en la estabilidad de tensión considerando las definiciones y clasificaciones clásicas de estabilidad hechas en [4]. La revisión examina técnicas de evaluación y mejoramiento de la estabilidad de tensión considerando la participación de energías renovables como también su ubicación y dimensionamiento óptimos. En [5], diferentes grupos de trabajo IEEE/CIGRE extienden las definiciones y clasificaciones clásicas de estabilidad para incorporar los efectos de los dispositivos electrónicos de potencia de respuesta rápida; sin embargo, en [6] se ha encontrado que la clasificación extendida en [5] no es totalmente inclusiva, por lo que propone un nuevo marco de clasificación de estabilidad del sistema de potencia que proporciona una amplia adaptabilidad futura para comprender mejor el modelado, control y análisis de estabilidad bajo la influencia de dispositivos electrónicos de potencia.

Considerando la complejidad de evaluar los efectos de las fuentes de energía renovable basadas en inversores, el

objetivo de este artículo es recopilar y analizar investigaciones publicadas en revistas especializadas en un periodo de tiempo más reciente que el investigado en [3], con el objetivo de actualizar y complementar este estudio. Además, se resaltan los efectos de la generación de energía solar y eólica tanto individual como colectivamente, categorizándolos en un enfoque determinístico y probabilístico; esto porque se ha identificado ventajas en los métodos probabilísticos aplicados a la evaluación de la estabilidad del sistema de potencia que contienen generación de energía renovable [7].

Este artículo no abarca la estabilidad de tensión en microrredes, no revisa estudios que se han centrado en la ubicación y tamaño óptimo de las fuentes de energía renovable, tampoco los que consideran principalmente mejorar la estabilidad de tensión mediante dispositivos FACTS u otros métodos de control o hacen énfasis en cambios estructurales e impactos debido a enlaces HVDC, ya que estos temas serán objeto de estudio de futuras investigaciones. En [8] se realiza una revisión sobre la estabilidad de tensión de microrredes en sistemas de potencia y en [9] se analizan los retos de integración de la generación eólica a la red. En la Figura 1 se ilustra la tendencia de publicaciones que estudian el impacto de las energías renovables en la estabilidad de tensión. Por otro lado, si bien existen diversas tecnologías de generación basadas en recursos renovables como la mareomotriz, undimotriz, etc., el estudio se centró en las tecnologías de origen eólico y solar, ya que actualmente son las que tienen más impacto en la red debido a su masificación.

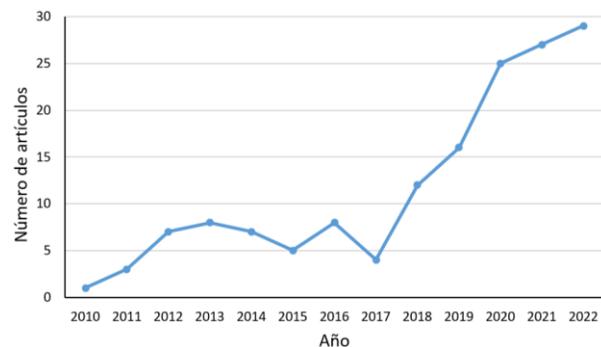


Figura 1. Artículos sobre estabilidad de tensión y energías renovables.

Finalmente, vale la pena mencionar que cada estudio de estabilidad implica una metodología diferente; por lo tanto, no existe una única forma de abordar el problema que pueda resumirse en un diagrama de flujo o pseudocódigo.

La estructura de este artículo se describe a continuación. La revisión del impacto en la estabilidad de tensión cuando se integran fuentes de energía a través de inversores a la red se describe en la Sección II. Así mismo, en la Sección III se muestra la revisión de los métodos de evaluación de estabilidad de tensión que se han implementado recientemente. Finalmente, las conclusiones se presentan en la Sección IV.

2. Impactos de las fuentes de energía renovable en la estabilidad de tensión

Las fuentes de energía renovable a gran escala, las plantas de energía solar (PVP) y las plantas de energía eólica (WPP), se conectan por lo general a los sistemas de transmisión; por otro lado, a pequeña escala, los sistemas solares fotovoltaicas (PV) y turbinas eólicas (WF), se conectan a los sistemas de distribución. Por ello, se realiza una clasificación de acuerdo con los sistemas de prueba, ya sea en sistemas de transmisión o redes de distribución, y casos de estudio utilizados en cada artículo que se ha centrado en el impacto de fuentes de energía renovable.

2.1. Impacto en los sistemas de transmisión

De acuerdo con [10], el valor óptimo de participación de energía solar en un sistema de potencia es alrededor de 30%. Este nivel de penetración es coherente con estudios realizados en [11] y [12]. Cuando la participación de la energía solar es excesiva, se presentan impactos negativos en la estabilidad de tensión, las pérdidas de potencia y la cargabilidad del sistema. En [13], se muestra que la energía solar puede tener impactos tanto beneficiosos como adversos en los sistemas de potencia, especialmente cuando éstos están estresados o sobrecargados; por ello, se propone un controlador mejorado integrado en la PVP, y considerando el efecto de la variación de la irradiancia solar y la temperatura ambiente. Se muestra que es posible mejorar la estabilidad de tensión a largo plazo y la respuesta dinámica de la potencia reactiva.

En [14] se exploran los impactos de la alta penetración de energía solar bajo condiciones normales y transitorias en los sistemas de transmisión. En [15] y [16] se destacan los impactos positivos de la energía solar en términos de estabilidad de tensión estática y dinámica; si bien la estabilidad de tensión dinámica depende notablemente de la capacidad de cortocircuito del sistema en el punto de conexión de la PVP. En [17], considerando un control de tensión local y a nivel de planta de los PVPs, se propone un nuevo índice para evaluar este impacto en la recuperación de la tensión dinámica, el cual demuestra que la capacidad de soporte de tensión dinámica ayuda a

evitar inestabilidades y reducir fallos inducidos por recuperación retardada de la tensión.

Los efectos de diferentes niveles de participación y localización distribuida de conjuntos de PVPs sobre la estabilidad de tensión son analizados en [18] y [19]. Además, en [20] se consideran diferentes modos de operación y el efecto del controlador de tensión de enlace DC. En [21] se considera el impacto de dispositivos de almacenamiento en la estabilidad del sistema. Se encuentra que los efectos dependen de la criticidad del nodo, la ubicación de las PVPs, la capacidad de cortocircuito de la red en el punto de conexión de las PVPs, además del tipo y ubicación de posibles eventos transitorios en el sistema. También muestran una mejora de la estabilidad de tensión hasta niveles de penetración del 30% - 40% y un aumento en la capacidad de VRT (voltage ride-through) a través del suministro y/o absorción de potencia reactiva.

Análisis probabilísticos son usados también para evaluar el impacto de las PVPs en los sistemas de transmisión. En [22] se presenta un modelo tecno-económico que considera los efectos de intermitencia de los PVP y evalúa el impacto en la estabilidad de tensión en una red susceptible al colapso de tensión bajo diferentes niveles de penetración de la PVP, encontrando un nivel óptimo de penetración cerca del 35% de la demanda de carga total del sistema de prueba. Por su parte, en [23] se estudia el impacto en la estabilidad de tensión a corto plazo considerando incertidumbres paramétricas en el modelo de carga dinámica, confirmando que el efecto en la estabilidad del sistema se relaciona con las áreas débiles de tensión y en algunas regiones es afectada por el aumento de la potencia reactiva transitoria a bajas tensiones durante la recuperación de la tensión. Asimismo, en [24] encuentran poco impacto de las fluctuaciones aleatorias de la potencia activa generada por la PVP en la estabilidad de tensión estática y diseña una estrategia de desconexión de carga utilizando la teoría de bifurcación y de control difuso para mantener la estabilidad de tensión estática.

El impacto de la penetración de la energía eólica en la estabilidad de tensión de los sistemas de potencia es un tema ampliamente explorado [25]. En [26], los autores demuestran que una penetración de generación eólica más allá del 20% puede debilitar la estabilidad de tensión del sistema; sin embargo, al utilizar un STATCOM se tiene un importante incremento en la mejora de la estabilidad de tensión. En [27], se evalúa el incremento de la penetración de una WPP basada en generadores de inducción doblemente alimentado (DFIG) hasta el 100% y se revela que es posible aumentar el margen de capacidad de carga del sistema si los DFIG son capaces

de generar potencia reactiva; sin embargo, algunos equipos del sistema podrían establecer límites de penetración definitivos por sobrecarga. En [28] se obtiene un nuevo índice con el cual determina los límites de estabilidad de tensión a partir de las curvas P-V y curvas Q-V. Este artículo demuestra que el uso de DFIG puede mejorar la estabilidad de tensión de redes de potencia débiles encontrando que el nivel óptimo de penetración de DFIG es del 35%.

La variabilidad o intermitencia de la velocidad del viento puede afectar la estabilidad de tensión en estado estable. En [29] y [30] se muestra que a medida que aumentan las perturbaciones de la velocidad del viento mayor es su impacto en el margen de carga. Por otro lado, en [31] se usa el método de Cadenas de Márkov y simulación de Monte Carlo para mostrar, desde un enfoque probabilístico, que la estabilidad de tensión no es excesivamente afectada por la variabilidad del viento cuando la WPP proporciona soporte de potencia reactiva.

La operación conjunta de las WPPs y PVPs también ha sido estudiada para evaluar el impacto en la estabilidad de tensión en los sistemas de potencia. En [32], se encuentra que el nivel de penetración de las fuentes de energía renovables no debe aumentar más allá del 10% para evitar congestión en el sistema de prueba; sin embargo, este valor puede aumentarse mediante el control de tensión y potencia reactiva. Además, al incluir fuentes de energía renovable mixta se confirma que el comportamiento dinámico de la tensión es más sensible en los sitios con menor capacidad de cortocircuito [32].

La estocasticidad de la generación y las cargas afectan la estabilidad de tensión dinámica. En [33], se muestra que una mayor intensidad de variación de potencia puede llevar a un margen de estabilidad de tensión más pequeño. Además, se encuentra que el uso de sistemas de almacenamiento de energía mantiene la estabilidad de tensión bajo alto nivel de incertidumbre. Por otro lado, en [34] se evalúa el efecto de considerar parámetros inciertos en la estabilidad de tensión del sistema de potencia con energía renovable eólica y solar, demostrando que los parámetros críticos aparecen como grupos si el conjunto de datos de entrada se encuentra correlacionado en el modelo del sistema. Además, la influencia de las incertidumbres de las fuentes de generación de energía renovable se hace mayor cuando su penetración es mayor al 30%.

Las diferentes estructuras o topologías del sistema pueden impactar en la estabilidad de tensión a largo plazo. En [35] y [36] se investiga este impacto considerando la integración de fuentes de energía renovable en un sistema de potencia. Estos artículos

emplean el método de Monte Carlo para obtener diferentes estructuras de red de prueba, mostrando que una red con mayor conectividad tiene mayor capacidad de mantener la estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones; es decir, será menor el impacto en la estabilidad de tensión. Adicionalmente, en [35] se presenta un nuevo índice que relaciona la conectividad de la red con la estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones, demostrando que para redes con mayor conectividad será menor el impacto en la estabilidad de tensión en un sistema de potencia con penetración de fuentes de energía renovable.

2.2. Impacto en los sistemas de distribución

Los diferentes niveles de penetración y ubicación de sistemas PV distribuida en redes de distribución tienen un impacto en la estabilidad de tensión. Dependiendo de la ubicación en la red, cuanto mayor sea la salida de los sistemas PV distribuidos menor será la fluctuación de la tensión y más estable la curva de tensión [37]; se han mostrado resultados donde el nivel óptimo de penetración de sistemas PV distribuidos es de hasta 40% [38]. Por otro lado, en [39] los autores investigan el impacto de las fluctuaciones rápidas en la salida de los sistemas PV en una red de baja tensión. Para mitigar el efecto de estas fluctuaciones de tensión, se propone un sistema mediante el uso de estrategias de carga inteligente de EVs.

Para estudiar el efecto de la penetración de sistemas PV distribuidos en la estabilidad de tensión se pueden usar funciones probabilísticas. En [40], se plantea un modelo que considera incertidumbres asociadas a la irradiación solar y demanda de carga identificando una mejora de la estabilidad de tensión y reducción de pérdidas de energía a medida que el nivel de penetración de sistemas PV aumenta. Por otro lado, los diferentes modelos de carga como ZIP (impedancia, corriente y/o potencia constante), recuperación exponencial, motores de inducción y modelos de carga compuesta impactan en la estabilidad de tensión. En [41], los autores utilizan la teoría de la bifurcación de doble dimensión para investigar este impacto considerando WFs en redes de distribución. Se confirma que el margen de generación máxima por las WFs es controlado por la naturaleza de la carga, mayormente influenciado por el motor de inducción; es decir, depende altamente de la selección correcta de los modelos de carga en el sistema.

En redes de distribución residenciales de baja tensión, balanceadas y desbalanceadas, son conectadas WFs y sistemas PV que pueden causar desbalances y fluctuaciones en la red y afectan la estabilidad de tensión.

En [42], los autores proponen un nuevo índice para caracterizar las fluctuaciones de tensión e investigar el impacto de diferentes niveles de penetración de WFs y PVs. Se demuestra que el aumento del nivel de penetración de WFs y PVs puede mejorar la estabilidad de tensión del alimentador, reducir los desbalances de tensión en las fases y aumentar las fluctuaciones de tensión. Adicionalmente, el impacto en la estabilidad de tensión en la red de distribución con generación de energía renovable a base de inversores ha sido estudiada en [43]. En este caso los autores consideran el efecto de la temperatura ambiente y demuestran que la generación de energía renovable a base de inversores puede mejorar la estabilidad de tensión, más aún si son ubicados de manera óptima en la red de distribución o en los extremos de los alimentadores principales.

Los efectos sobre la estabilidad de tensión transitoria debido a generación de energía renovable a base de inversores conectados a un sistema de distribución se estudian en [44]. En este caso, mediante un transformador de estado sólido de estructura terciaria se

conecta la fuente de energía renovable a la red de distribución y se garantiza la estabilidad de tensión transitoria en condiciones de emergencia. Además, si se instala un dispositivo de almacenamiento de energía, la tensión en el bus de carga y en el bus DC del transformador de estado sólido no tendrán mayor impacto. En adición, para proporcionar soporte de tensión ante fallas balanceadas y desbalanceadas a través de fuentes de energía renovable, en [45] se presenta un modelo agregado parametrizado para las fuentes de energía renovable con el que demuestra que para parametrizar el bloqueo parcial del disparo por tensión del modelo y proporcionar soporte de tensión se deben considerar diferentes umbrales o parámetros de disparo de tensión para fallas balanceadas y desbalanceadas.

La **Tabla 1** resume los enfoques y consideraciones en los casos de estudio de los artículos revisados en esta sección.

Tabla 1. Estudios sobre impactos de generación eólica y solar en la estabilidad de tensión

Sistemas de prueba	Fuente renovable	Enfoque	Estabilidad de tensión		Consideraciones en sus casos de estudio					
			Pequeña perturbación	Gran perturbación	Sistemas de almacenamiento	Vehículos eléctricos	Dispositivos de compensación	Índice nuevo	Tecno-económico	Sistemas desbalanceados
Sistemas de transmisión	Eólica	Determinístico	[26], [27], [28], [29], [30]				[26], [27]	[28]		
		Probabilístico	[31]							
	Solar	Determinístico	[10], [11], [13], [14], [15], [18], [19]	[14], [15], [17], [21], [18]	[21]			[17]		
		Probabilístico	[22], [24]	[23]					[22]	
	Renovable general eólica y solar	Determinístico	[32]	[32]						
		Probabilístico	[33], [34], [35], [36]		[33]			[35]		
Sistemas de distribución	Eólica	Determinístico	[41]							
		Probabilístico								
	Solar	Determinístico	[37], [38], [39]			[39]				
		Probabilístico	[40]							
	Renovable general Eólica y solar	Determinístico	[43]	[44]	[44]					
		Probabilístico	[42]	[45]				[42]		[42]

Fuente: elaboración propia.

3. Técnicas de evaluación de la estabilidad de tensión

La estabilidad de tensión es evaluada tradicionalmente en diferentes escalas de tiempo. Esta se divide en estabilidad de tensión de corto plazo donde se evalúa la respuesta dinámica ante grandes perturbaciones, y comprende un tiempo de análisis de alrededor de decenas de segundos; y estabilidad de tensión de largo plazo donde se evalúa la respuesta ante pequeñas perturbaciones, y comprende un tiempo de análisis de algunas decenas de minutos [5]. Las técnicas y/o metodologías de evaluación de estabilidad de tensión que consideran generación de energía renovable y han sido recientemente usadas en la literatura son revisadas en esta sección, clasificando los estudios, de manera similar a la sección anterior, de acuerdo con los sistemas de prueba usados, ya sea en sistemas de transmisión o redes de distribución.

3.1 Técnicas de evaluación de estabilidad de tensión con renovables en sistemas de transmisión

Recientemente, algunas investigaciones han sido enfocadas en evaluar la estabilidad de tensión en sistemas de potencia integrado con PVP. Un nuevo enfoque basado en la estabilidad de tensión para una óptima penetración de PVP en una red susceptible a problemas de colapso de tensión es presentado en [46]. Este estudio introduce el factor de capacidad basado en el sitio del sistema de potencia y utiliza la distribución de probabilidad de los recursos solares para explicar la variabilidad en la salida del PVP. Los resultados mostraron un mejor rendimiento tecno-económico del sistema en términos de costos, seguridad y confiabilidad.

En diferentes estudios de estabilidad de tensión en sistemas de potencia se ha integrado WPP a gran escala. En [47], la teoría de bifurcaciones es usada para analizar la estabilidad de tensión de largo plazo, y junto con el análisis de flujo de potencia continuado (CPF) y valores propios, se revela la existencia de puntos de bifurcación que lleva el sistema a la inestabilidad de tensión cuando se integra WPP. En [48], la estabilidad de tensión se evalúa en el punto de conexión común entre la WPP y el sistema de potencia. Además, se proporciona un control de tensión con gran precisión en tiempo real. En [49], la incertidumbre asociada con la energía eólica es manejada a través de un método no probabilístico conocido como IGDT (Information Gap Decision Theory). Este enfoque no necesita funciones de probabilidad y considera las limitaciones de estabilidad de tensión para proporcionar una herramienta tecno-económica en la toma de decisiones con relación al costo de inversión de la WPP. Se revela que el aumento del margen de carga deseado lleva a la disminución del radio de incertidumbre.

En [50] se propone un análisis cuantitativo de la estabilidad de tensión de corto plazo para sistemas de potencia integrados con WPP basadas en DFIG. En este estudio se encuentran las respuestas dinámicas del sistema ante perturbaciones externas y se cuantifica el tamaño de la perturbación que el sistema puede tolerar. Así pues, se detecta con precisión el colapso de tensión, especialmente después de una contingencia en el sistema de potencia integrado con WPP basadas en DFIG. En [51], se propone un índice de estabilidad de tensión mejorado basado en la impedancia que se detecta en el momento del colapso de tensión luego de una contingencia. El índice propuesto considera el comportamiento de los límites de la curva de capacidad del DFIG y el cambiador de tomas bajo carga (OLTC) del transformador de la WPP.

En los sistemas de potencia se puede tener disponibles recursos flexibles distribuidos como la respuesta de la demanda, EVs y WPPs distribuidos. En [52], se propone un nuevo índice de estabilidad de tensión para aprovechar los recursos flexibles distribuidos y evitar un exceso de compensación en regiones específicas del sistema. Asimismo, en [53] se tiene en cuenta WPPs distribuidos en el sistema y se analiza la estabilidad de tensión de largo plazo al proponer una modificación del método convencional CPF que puede determinar con exactitud el punto de colapso de tensión, reduciendo el número de pasos en el proceso de predicción-corrección del CPF y disminuir el tiempo de procesamiento computacional.

Enfoques probabilísticos para evaluar la estabilidad de tensión en sistemas de potencia integrados con WPP deben ser implementados para estimar con precisión la estabilidad de tensión al considerar las incertidumbres del sistema. En [54] se propone un algoritmo mejorado con base en el método CPF para calcular la estabilidad de tensión de largo plazo con mayor precisión y menor tiempo de cálculo. En este caso se tienen en cuenta los intervalos inciertos de fluctuación y la correlación de múltiples variables en la salida de una WPP. En [55], se introduce un nuevo índice de seguridad para comparar y clasificar la severidad de las contingencias e identificar la ubicación y el escenario más seguro para la integración WPP offshore. Los resultados mostraron que la integración de WPP offshore podría mejorar la estabilidad de tensión en todo el sistema.

En [56] se propone un nuevo método de optimización que puede cubrir más información sobre la incertidumbre del viento y los escenarios inciertos de energía eólica, basado en RFCCP (random-fuzzy chance-constrained programming). En este caso se consideran objetivos como minimizar el costo de generación, la emisión de dióxido de carbono, y las pérdidas de energía del sistema;

teniendo en cuenta la estabilidad de tensión de largo plazo dentro del conjunto de restricciones.

Nuevas técnicas de evaluación estocástica para la estabilidad de tensión desde el punto de vista tecnoeconómico también han sido recientemente introducidas. En [57], se propone un enfoque estocástico basado en escenarios para la planificación óptima de WPP para minimizar el costo nivelado de la energía (LCOE) de la WPP y mantener el margen de estabilidad de tensión en todos los estados de operación. En [58], se considera la operación acoplada de los sistemas eléctricos y de gas natural en presencia de WPP para abastecer la demanda eléctrica y de calefacción. El método propuesto proporciona mayor flexibilidad al sistema junto con una disminución en el costo operativo y mejora de la estabilidad de tensión, incluso luego de una contingencia. En [59], se presenta un modelo estocástico de despacho económico con restricciones de seguridad (SCUC), integrando WPP y almacenamiento de energía de aire comprimido (CAESs) además de considerar como restricción operativa la estabilidad de tensión de largo plazo. Como resultado, el costo total esperado se incrementa al tener en cuenta la estabilidad de tensión en el problema SCUC estocástico; sin embargo, una apropiada planificación del CAESs puede reducir el impacto de la incertidumbre de generación de energía eólica y mejorar la estabilidad de tensión de largo plazo del sistema de potencia.

Adicionalmente, respecto a los análisis de estabilidad de tensión de sistemas de potencia integradas con WPP, en [60] los autores proporcionan una amplia clasificación y descripción del modelamiento de WFs en diversos estudios de estabilidad de acuerdo con la nueva clasificación extendida para la estabilidad en sistemas de potencia realizada en [5], teniendo en cuenta aspectos como la metodología del estudio de estabilidad y la metodología de modelamiento. Además, se desarrolla un marco de referencia general para el modelamiento de WFs.

Algunas investigaciones han integrado en el sistema de potencia WPPs junto a PVPs hasta un nivel de penetración del 100% en sus casos de estudio y evaluado la estabilidad de tensión de largo plazo en el sistema. En [61], un análisis mediante curvas Q-V para evaluar la estabilidad de tensión presenta dos nuevos índices llamados Índice de Sensibilidad de Tensión Crítica (CVSI) e Índice de Sensibilidad de Potencia Reactiva Crítica (CQSI). Los resultados muestran que cuando se integra WPP y PVP en conjunto la estabilidad de la tensión de largo plazo del sistema es mejorada en comparación con solamente WPP, asimismo, el sistema se vuelve más intolerante a la pérdida de potencia

reactiva cuando aumenta la energía renovable en el sistema. En [62] se presenta un nuevo método basado en escenarios futuros, sensibilidades y contingencias para evaluar todo tipo de estabilidad para una futura red australiana. Además, se exploran los impactos de la robustez de la red, la presencia de almacenamiento de servicios públicos y diferentes niveles de prosumidores en desarrollo (tecnologías emergentes de la demanda). Un factor importante es la integración del almacenamiento de servicios públicos y reducción de generadores síncronos en el sistema para el soporte de potencia reactiva.

Recientemente, también se han publicado métodos novedosos para la evaluación probabilística de la estabilidad de tensión de largo plazo con variables correlacionadas. En [63] se considera incertidumbres en la demanda y en la generación de energía eólica y solar y se evalúan los márgenes de estabilidad de tensión en el sistema de potencia. Los resultados muestran que factores como contingencias en líneas de transmisión, la correlación entre las variables aleatorias de entrada y los diferentes modelos de carga tienen un efecto significativo en los márgenes de estabilidad de tensión probabilísticos. En [64], se presenta la evaluación de la estabilidad de tensión considerando variables estocásticas en el sistema de potencia como la carga, generación de energía solar, generación de energía eólica y la correlación entre ellas.

En [65] se propone un método probabilístico de análisis de sensibilidad global en sistemas de potencia con gran penetración de WPP y PVP, el cual identifica y categoriza con precisión las variables críticas que afectan la variabilidad en los márgenes de estabilidad de tensión. Los resultados muestran que al considerar la correlación entre las variables aleatorias de las fuentes de energía renovable se afecta la variabilidad de los márgenes de estabilidad de tensión. Similarmente, en [66] se contribuye a la mejora del método de análisis de sensibilidad global y se determina la sensibilidad de la generación de energía eólica y solar correlacionada en la estabilidad de tensión. Además, los autores plantean un nuevo índice de sensibilidad global para la generación de energía eólica y solar que puede mejorar significativamente la precisión de cálculo, aunque esta mejora es limitada.

Un análisis teórico que establece máximos intercambios de potencia activa y reactiva en un convertidor de fuente de tensión (VSC) de una fuente de energía renovable y una red AC débil; es decir, una red con baja relación de cortocircuito se presenta en [67]. En este caso, se identifican límites operacionales definidos por la estabilidad de tensión y por la degradación del rendimiento en los sistemas de control a medida que

aumenta la impedancia de la red con la reducción de la relación de cortocircuito. Así mismo, un generador síncrono virtual (VSG) es utilizado para la integración de energía renovable a la red. En [68] se presenta un nuevo modelo de un VSG para el análisis de estabilidad de tensión de corto plazo y frecuencia y se identifica la interacción entre el VSG y una red eléctrica débil. Además, se plantea un método de control reforzado para mejorar la estabilidad de tensión y frecuencia.

3.2 Técnicas de evaluación en los sistemas de distribución

En los sistemas de distribución también es posible que haya una alta penetración de PVPs. Este caso de estudio es investigado en [69], donde se muestra un análisis de estabilidad de tensión dinámica de una red de distribución de Túnez. El análisis de bifurcación de tensión indica que con una alta penetración de PVPs hay peligro de colapso de tensión. Se confirma que la estabilidad de la tensión dinámica depende en gran medida de la capacidad de cortocircuito en el nodo donde se integra el PVP; además, se muestra la capacidad de los PVPs para participar en el restablecimiento de la tensión y obtener mejores resultados cuando hay una caída de tensión.

Una rigurosa caracterización matemática del análisis de estabilidad de tensión se presenta en [70]. En este caso se analiza un sistema PV conectado a través de un inversor controlado por corriente con funciones de respuesta automática Volt-VAR y Volt-Watt, que permiten la reducción gradual de la potencia activa y el consumo de potencia reactiva para mitigar los problemas de sobretensión conectados a una red de baja tensión. Se muestra que las oscilaciones de tensión sostenidas pueden ser provocadas cuando la salida de potencia activa del inversor tiene prioridad sobre el suministro de potencia reactiva. Esta vulnerabilidad no existe si la prioridad se cambia a un modelo con preferencia de potencia reactiva. Del mismo modo, en [71] se expresa colectivamente la variación de la calidad y estabilidad de la tensión en un nuevo índice de calidad y estabilidad de tensión. Además, se examina el efecto de la operación de sistemas de almacenamiento de energía en un escenario representativo con 70% de sistemas PVs, identificando un incremento en el índice después de que los sistemas de almacenamiento de energía inyectaran potencia en la red, lo que significa que la calidad y estabilidad de tensión de la red de distribución es mejorada.

En [72] se examinan los impactos del desbalance de las redes de distribución en la estabilidad de tensión dinámica con alta penetración de sistemas PVs monofásicos. Los autores proponen dos nuevos índices;

el primero es definido como la tensión mínima resultado de una contingencia, el segundo es definido como la velocidad o tasa de cambio de recuperación de la tensión en la red. Estos índices muestran que la estabilidad de tensión dinámica es diferente en cada fase para redes de distribución desbalanceadas. Entre las medidas de corrección propuestas para los problemas de inestabilidad de tensión, se encuentra que el soporte de potencia reactiva por parte de los sistemas PVs es la solución más rentable. Un enfoque similar es realizado en [73] para investigar la estabilidad de tensión de una red de distribución desbalanceada con integración de sistemas PVs monofásicos y trifásicos. Los resultados muestran que una distribución más balanceada de los sistemas PVs mejora la estabilidad de tensión, y en caso de carga desbalanceada y conexiones monofásicas de los sistemas PVs, suministrar potencia principalmente a la fase más cargada minimiza el efecto negativo. Además, la capacidad de potencia reactiva del inversor del sistema PV aumenta la capacidad de carga del sistema.

En [74] se evalúa la estabilidad probabilística restringida en una red de distribución que considera incertidumbres correlacionadas entre la demanda de carga y la generación distribuida por pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y sistemas PVs, para lograr una configuración óptima de la red de distribución. Los autores determinan que hay mayor impacto negativo en presencia de los sistemas PV y PCH que con la presencia de sólo los sistemas PV, pero ambos casos pueden causar inestabilidad en la red. Por otro lado, en [75] se muestra que las opciones de flexibilidad híbridas, como las bombas de calor o unidades de almacenamiento, pueden ayudar a aumentar la estabilidad de tensión en la red. Además, ante un exceso de penetración de sistemas PV se compromete la estabilidad de tensión.

En [76] se propone un método para evaluar la estabilidad de tensión mediante la determinación del índice de robustez de las WPP como fuentes de potencia reactiva. En este caso se considera incertidumbre relacionada con la fluctuación de potencia activa, la disponibilidad técnica de las WTs y la posición del OLTC del transformador de la WPP. Por otro lado, se presentan nuevos índices de estabilidad de tensión probabilística en una red de distribución radial con WTs. En [77], se presenta un nuevo índice para evaluar la cercanía al colapso de tensión en todos los nodos del sistema teniendo en cuenta diferentes modelos para la carga y la incertidumbre en los WTs. Igualmente, en [78] se presenta un nuevo índice que incluye incertidumbres tanto de los WTs distribuidos como de la demanda de carga. Este índice puede identificar el nodo más sensible a la caída de tensión.

La reconfiguración de las redes de distribución puede utilizarse para reducir al mínimo las interrupciones del suministro de energía luego de una falla. En [79] se proporciona un método multiobjetivo que considera generación distribuida para mejorar la estabilidad de tensión mediante la gestión del estado de los interruptores y el cambio de topología de la red. De manera similar, en [81] se presenta un marco de referencia para la reconfiguración de una red de distribución teniendo en cuenta incertidumbres, aleatorias y difusas, de la demanda y la generación de energía con sistemas PV y WF distribuidos. La reconfiguración de la red y las generaciones renovables tiene un efecto significativo para reducir la pérdida de potencia y mejorar la estabilidad de tensión en la red.

Un enfoque probabilístico realizado en [82] analiza la estabilidad de tensión en una red de distribución al evaluar la penetración máxima de sistemas PVs y WTs distribuidos considerando sus incertidumbres asociadas, junto con las incertidumbres de la demanda de carga. Se observa que cuando hay una combinación de energía solar y eólica distribuida se tiene un nivel de penetración de hasta un 30%; sin embargo, si solo la energía solar distribuida está presente en la red se puede lograr un nivel de penetración máxima hasta del 50%.

En [83] se propone un marco probabilístico en una red de distribución integrado con sistemas PV y WT para investigar el impacto de la incertidumbre sobre la capacidad de entrega disponible; es decir, la potencia máxima que puede ser entregada según la cantidad de potencia existente para que no se produzca sobrecargas térmicas o inestabilidad de tensión. Los resultados demuestran que la incertidumbre provocada por la carga y la generación de energía eólica y solar conduce a una reducción en la capacidad de entrega en una red de distribución. Además, se recomienda una reducción en la capacidad de entrega disponible debido a la aleatoriedad del sistema.

Finalmente, en [80] se establece un índice de estabilidad de tensión mediante un nuevo concepto llamado la relación entre la admitancia de red y la carga que está en función de los parámetros de la red de distribución, las cargas, y los generadores distribuidos de energía renovable. El índice propuesto puede dar una alta precisión en la estimación del margen de estabilidad de tensión y reflejar el impacto del nivel de penetración de generación distribuida y el modo de control para la estabilidad de tensión. En la **Tabla 2** se resumen los enfoques y consideraciones de los casos de estudio de los artículos revisados en esta sección.

4. Conclusiones

En este artículo se presenta una revisión de investigaciones publicadas recientemente en revistas especializadas que se han centrado en estudios sobre el impacto de fuentes de energía renovable en la estabilidad de tensión y presenta una revisión de nuevas técnicas de evaluación de la estabilidad de tensión en sistemas de transmisión y distribución cuando se integran fuentes de energía renovable.

En diferentes estudios se muestran efectos tanto beneficiosos como desfavorables en la estabilidad de tensión cuando se integran fuentes de energía renovable en el sistema. Estas conclusiones relativas se deben a diferentes factores que incluyen: las particularidades de los sistemas de prueba, diferencias en las metodologías de modelamiento de los elementos del sistema, herramientas de simulación, naturaleza del estudio (determinístico o probabilístico), niveles de penetración, ubicación y tamaño de las fuentes renovables, como también la combinación con otras tecnologías como FACTS, dispositivos de almacenamiento, etc.

Utilizar métodos deterministas tradicionales para evaluar la estabilidad de tensión del sistema con fuentes de energía renovable podría no arrojar el riesgo verdadero para el colapso del sistema, sobrestimando el margen de estabilidad de tensión. Es importante implementar métodos de análisis probabilísticos, aún más si se considera la correlación entre las variables aleatorias; sin embargo, se resalta que la mayor parte de los artículos publicados recientemente son determinísticos a pesar de que los probabilísticos presentan un análisis más completo. Además, se evidencia la falta de investigaciones sobre el impacto en la estabilidad de tensión de la operación conjunta de EVs y fuentes de energía renovable.

Se destaca la importancia de utilizar una estrategia de control de tensión en las fuentes de energía renovable conectados a través de inversores en contraste con la estrategia de control de factor de potencia. Finalmente, en un trabajo futuro se hará una revisión sobre el tamaño y ubicación óptima de fuentes de energía renovable considerando la estabilidad de tensión en sistemas de transmisión y distribución.

Finalmente, de la revisión realizada se observa que la mayoría de los trabajos encontrados se centran en la evaluación del impacto de la generación renovable en la estabilidad de tensión de largo plazo, y son pocos los trabajos realizados alrededor de la estabilidad de tensión de corto plazo (eventos de gran perturbación).

Tabla 2. Consideraciones en estudios de evaluación de estabilidad de tensión

Sistemas de prueba	Fuente renovable	Enfoque	Estabilidad de tensión		Consideraciones en sus casos de estudio					
			Pequeña perturbación	Gran perturbación	Sistemas de almacenamiento	Vehículos eléctricos	Dispositivos de compensación	Índice nuevo	Tecnológico	Sistemas desbalanceados
Sistemas de transmisión	Eólica	Determinístico	[47], [48], [49], [51], [52], [53]	[50]		[52]		[51], [52]	[49]	
		Probabilístico	[54], [55], [56], [57], [58], [59]		[59]			[55]	[56], [57], [58]	
	Solar	Determinístico	[46]						[46]	
		Probabilístico								
	Renovable general eólica y solar	Determinístico	[61], [62], [67], [68]		[62]				[61]	
		Probabilístico	[63], [64], [65], [66]						[66]	
Sistemas de distribución	Eólica	Determinístico								
		Probabilístico	[76], [77], [78]					[76], [77], [78]		
	Solar	Determinístico	[69], [70], [71], [73], [75]	[69], [72]	[71], [72], [75]		[72]	[71], [72]		[72], [73],
		Probabilístico	[74]							
	Renovable general Eólica y solar	Determinístico	[79], [80]					[80]		
		Probabilístico	[81], [82], [83]							[81]

Fuente: elaboración propia.

Lo anterior es debido a la complejidad en la modelación de los elementos y controles del sistema de potencia para la evaluación dinámica de la estabilidad de tensión de corto plazo.

Financiación

Este proyecto fue financiado por el Programa Colombia Científica, a través del marco de la convocatoria Ecosistema Científico (Contrato No. FP44842218-2018).

Contribuciones de los autores

J. Mesa-Calle: Conceptualización, Gestión de datos, Análisis Formal, Investigación, Metodología, Recursos, Software, Validación, Visualización, Escritura del borrador inicial, Escritura revisión y edición. W. Villa-Acevedo: Conceptualización, Gestión de datos, Análisis Formal, Adquisición de Fondos, Investigación,

Metodología, Administración del proyecto, Recursos, Software, Supervisión, Validación, Visualización, Escritura del borrador inicial, Escritura revisión y edición. J. M. López-Lezama: Conceptualización, Análisis Formal, Adquisición de Fondos, Investigación, Metodología, Administración del proyecto, Recursos, Supervisión, Validación, Visualización, Escritura del borrador inicial, Escritura revisión y edición.

Todos los autores han leído y aceptado la versión publicada del manuscrito.

Conflictos de interés

Los autores declaran no tener conflicto de intereses.

Declaración de la Junta de Revisión Institucional

No aplica.

Declaración de consentimiento informado

No aplica.

Referencias

- [1] L. Meegahapola, A. Sguarezi, J. S. Bryant, M. Gu, E. R. Conde D., R. B. A. Cunha, "Power system stability with power-electronic converter interfaced renewable power generation: Present issues and future trends," *Energies*, vol. 13, no. 13, 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13133441>
- [2] R. Yan, N. Al-Masood, T. Kumar Saha, F. Bai, and H. Gu, "The anatomy of the 2016 South Australia blackout: A catastrophic event in a high renewable network," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 5374–5388, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2820150>
- [3] M. Şahin, F. Blaabjerg, and A. Sangwongwanich, "A Comprehensive Review on Supercapacitor Applications and Developments," *Energies*, vol. 15, no. 3, p. 674, 2022, doi: <https://doi.org/10.3390/en15030674>
- [4] P. Kundur et al., "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>
- [5] N. Hatziargyriou et al., "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774>
- [6] J. Shair, H. Li, J. Hu, and X. Xie, "Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 145, no. December 2020, Jul. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111111>
- [7] K. N. Hasan, R. Preece, J. V. Milanović, "Existing approaches and trends in uncertainty modelling and probabilistic stability analysis of power systems with renewable generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 101, no. October 2018, pp. 168–180, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.10.027>
- [8] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom, M. Rabbani, "Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review," *Electronics*, vol. 10, no. 2, p. 115, Jan. 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/electronics10020115>
- [9] M. Shafiullah, S. D. Ahmed, F. A. Al-Sulaiman, "Grid Integration Challenges and Solution Strategies for Solar PV Systems: A Review," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 52233–52257, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3174555>
- [10] Kamil K, "Impact of High Penetration of Solar PV Output to Line Loading, Voltage and Power Losses," *Int. J. Adv. Trends Comput. Sci. Eng.*, vol. 8, no. 1.6, pp. 361–367, 2019, doi: <https://doi.org/10.30534/ijatcse/2019/5381.62019>
- [11] E. Muhammad, A. Khan, N. Arbab, and E. Zainab Huma, "Voltage Profile and Stability Analysis for High Penetration Solar Photovoltaics," *Int. J. Eng. Work. Kambohwell Publ. Enterp.*, vol. 5, no. May 2018, pp. 109–114, 2018.
- [12] S. Rahman et al., "Analysis of Power Grid Voltage Stability With High Penetration of Solar PV Systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, no. 3, pp. 2245–2257, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3066326>
- [13] E. Munkhchuluun, L. Meegahapola, and A. Vahidnia, "Long-term voltage stability with large-scale solar-photovoltaic (PV) generation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, no. May 2019, p. 105663, May 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105663>

- [14] S. S. Refaat, H. Abu-Rub, A. P. Sanfilippo, and A. Mohamed, "Impact of grid-tied large-scale photovoltaic system on dynamic voltage stability of electric power grids," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 2, pp. 157–164, Feb. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0219>
- [15] H. Sultan, A. Diab, O. Kuznetsov, Z. Ali, and O. Abdalla, "Evaluation of the Impact of High Penetration Levels of PV Power Plants on the Capacity, Frequency and Voltage Stability of Egypt's Unified Grid," *Energies*, vol. 12, no. 3, p. 552, Feb. 2019, doi: <https://doi.org/10.3390/en12030552>
- [16] C. Dondariya and D. K. Sakravdia, "Voltage Stability Assessment and Improvement in Power Systems with Solar Photovoltaic Penetration," in *2021 IEEE 2nd International Conference On Electrical Power and Energy Systems (ICEPES)*, 2021, pp. 1–4. doi: <https://doi.org/10.1109/ICEPES52894.2021.9699827>
- [17] G. Lammert, D. Premm, L. D. P. Ospina, J. C. Boemer, M. Braun, T. Van Cutsem, "Control of Photovoltaic Systems for Enhanced Short-Term Voltage Stability and Recovery," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, no. 1, pp. 243–254, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TEC.2018.2875303>
- [18] A. S. Saidi, "Impact of large photovoltaic power penetration on the voltage regulation and dynamic performance of the Tunisian power system," *Energy Explor. Exploit.*, vol. 38, no. 5, pp. 1774–1809, Sep. 2020, doi: <https://doi.org/10.1177/0144598720940864>
- [19] S. M. Al-jubouri, "Influence of Photovoltaic System on Voltage Stability," *Int. J. Adv. Eng. Manag. Res.*, vol. 3, no. 6, pp. 77–85, 2018.
- [20] A. Sonawane, A. Umarikar, "Small-Signal Stability Analysis of PV-Based Synchronverter Including PV Operating Modes and DC-Link Voltage Controller," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 69, no. 8, pp. 8028–8039, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/TIE.2021.3109506>
- [21] D. S. Kumar, A. Sharma, D. Srinivasan, and T. Reindl, "Stability implications of bulk power networks with large scale PVs," *Energy*, vol. 187, p. 115927, Nov. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115927>
- [22] O. B. Adewuyi, M. E. Lotfy, B. O. Akinloye, H. O. Rashid Howlader, T. Senjyu, and K. Narayanan, "Security-constrained optimal utility-scale solar PV investment planning for weak grids: Short reviews and techno-economic analysis," *Appl. Energy*, vol. 245, no. January, pp. 16–30, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.008>
- [23] J.-K. Kim, B. Lee, J. Ma, G. Verbic, S. Nam, and K. Hur, "Understanding and Evaluating Systemwide Impacts of Uncertain Parameters in the Dynamic Load Model on Short-Term Voltage Stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, no. 3, pp. 2093–2102, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3027692>
- [24] S. Li, Z. Wei, and Y. Ma, "Fuzzy Load-Shedding Strategy Considering Photovoltaic Output Fluctuation Characteristics and Static Voltage Stability," *Energies*, vol. 11, no. 4, p. 779, Mar. 2018, doi: <https://doi.org/10.3390/en11040779>
- [25] T. Lund, H. Wu, H. Soltani, J. G. Nielsen, G. K. Andersen, and X. Wang, "Operating Wind Power Plants Under Weak Grid Conditions Considering Voltage Stability Constraints," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 37, no. 12, pp. 15482–15492, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2022.3197308>
- [26] T. V. C. and C. Vournas, "Voltage Stability of Electrical Power Systems," *J. Al-Azhar Univ. Eng. Sect.*, vol. 15, no. 55, pp. 538–545, 1998.
- [27] B. B. Adetokun, C. M. Muriithi, and J. O. Ojo, "Voltage stability assessment and enhancement of power grid with increasing wind energy penetration," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 120, no. January 2020, p. 105988, Sep. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105988>

- [28] B. B. Adetokun and C. M. Muriithi, "Impact of integrating large-scale DFIG-based wind energy conversion system on the voltage stability of weak national grids: A case study of the Nigerian power grid," *Energy Reports*, vol. 7, pp. 654–666, Nov. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.01.025>
- [29] J. N. da Costa, J. A. Passos Filho, and R. Mota Henriques, "Loading margin sensitivity analysis in systems with significant wind power generation penetration," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 175, no. June, p. 105900, Oct. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.105900>
- [30] K. Ren, H. Li, S. Li, and H. Dong, "Voltage Stability Analysis of Front-End Speed Controlled Wind Turbine Integrated into Regional Power Grid Based on Bifurcation Theory," *Complexity*, vol. 2020, pp. 1–11, Oct. 2020, doi: <https://doi.org/10.1155/2020/8816334>
- [31] T. Souxes, I.-M. Granitsas, and C. Vournas, "Effect of stochasticity on voltage stability support provided by wind farms: Application to the Hellenic interconnected system," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 170, no. January, pp. 48–56, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.01.007>
- [32] E. A. Feilat, S. Azzam, and A. Al-Salaymeh, "Impact of large PV and wind power plants on voltage and frequency stability of Jordan's national grid," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 36, no. October 2017, pp. 257–271, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2017.10.035>
- [33] G. Pierrou and X. Wang, "Analytical Study of the Impacts of Stochastic Load Fluctuation on the Dynamic Voltage Stability Margin Using Bifurcation Theory," *IEEE Trans. Circuits Syst. I Regul. Pap.*, vol. 67, no. 4, pp. 1286–1295, Apr. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/TCSI.2019.2943509>
- [34] B. Qi, K. N. Hasan, and J. V. Milanovic, "Identification of Critical Parameters Affecting Voltage and Angular Stability Considering Load-Renewable Generation Correlations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 2859–2869, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2891840>
- [35] W. Huang, D. J. Hill, and X. Zhang, "Small-Disturbance Voltage Stability of Power Systems: Dependence on Network Structure," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 4, pp. 2609–2618, Jul. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2962555>
- [36] W. Huang and D. J. Hill, "Network-based analysis of long-term voltage stability considering loads with recovery dynamics," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 119, p. 105891, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105891>
- [37] Z. Zhong, H. Zhang, J. Wang, G. Ma, W. Qiu, and Y. Wang, "Study on Voltage Characteristics of Distributed Power Supply Connected to Distribution Network," *Am. J. Electr. Electron. Eng.*, vol. 7, no. 4, pp. 99–104, Oct. 2019, doi: <https://doi.org/10.12691/ajeec-7-4-3>
- [38] M. Ghaffarianfar and A. Hajizadeh, "Voltage Stability of Low-Voltage Distribution Grid with High Penetration of Photovoltaic Power Units," *Energies*, vol. 11, no. 8, p. 1960, Jul. 2018, doi: <https://doi.org/10.3390/en11081960>
- [39] N. B. G. Brinkel et al., "Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. June 2019, p. 105741, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105741>
- [40] M. S. Rawat and S. Vadhera, "Impact of Photovoltaic Penetration on Static Voltage Stability of Distribution Networks: A Probabilistic Approach," *Asian J. Water, Environ. Pollut.*, vol. 15, no. 3, pp. 51–62, Aug. 2018, doi: <https://doi.org/10.3233/AJW-180043>
- [41] A. S. Saidi, M. Ben Slimene, M. A. Khelifi, M. Fazle Azeem, S. Al Ahmadi, and A. Draou, "Analysis and study of two-dimensional parameter bifurcation of wind power farms and composite loads," *Wind Energy*, vol. 22, no. 9, pp. 1243–1259, 2019, doi: <https://doi.org/10.1002/we.2353>

- [42] V. Behraves, R. Keypour, and A. A. Foroud, "Stochastic analysis of solar and wind hybrid rooftop generation systems and their impact on voltage behavior in low voltage distribution systems," *Sol. Energy*, vol. 166, no. June 2017, pp. 317–333, May 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.03.063>
- [43] B. Abdelkader and L. Djamel, "Contribution of DGs in the stability and voltage drop reduction for future MV network in desert regions," *Int. J. Power Electron. Drive Syst.*, vol. 11, no. 2, p. 977, 2020, doi: <https://doi.org/10.11591/ijpeds.v11.i2.pp977-987>
- [44] S. Li, Z. Zhou, Q. Shan, and J. An, "Analysis of Transient Voltage Stability in a Low Voltage Distribution Network Using SST for the Integration of Distributed Generations," *J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 2018, pp. 1–9, 2018, doi: <https://doi.org/10.1155/2018/3498491>
- [45] I. Alvarez-Fernandez et al., "Impact analysis of DERs on bulk power system stability through the parameterization of aggregated DER_a model for real feeders," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 189, no. July, p. 106822, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106822>
- [46] O. B. Adewuyi, R. Shigenobu, T. Senjyu, M. E. Lotfy, and A. M. Howlader, "Multiobjective mix generation planning considering utility-scale solar PV system and voltage stability: Nigerian case study," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 168, no. May 2018, pp. 269–282, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.12.010>
- [47] R. Karthikeyan, "Investigation On Voltage Stability of Wind Integrated Power System," *Int. J. Progress. Res. Sci. Eng.*, no. 6, pp. 102–105, 2020.
- [48] X. Liang, M. N. S. K. Shabbir, N. Khan, and X. Yan, "Measurement-Based Characteristic Curves for Voltage Stability and Control at the Point of Interconnection of Wind Power Plants," *Can. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 42, no. 3, pp. 163–172, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/CJECE.2019.2906007>
- [49] A. Rabiee, S. Nikkhah, and A. Soroudi, "Information gap decision theory to deal with long-term wind energy planning considering voltage stability," *Energy*, vol. 147, pp. 451–463, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.061>
- [50] B. Qin, H. Li, X. Zhang, T. Ding, K. Ma, and S. Mei, "Quantitative short-term voltage stability analysis of power systems integrated with DFIG-based wind farms," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 14, no. 19, pp. 4264–4272, 2020, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1701>
- [51] M. Baa Wafaa and L. Dessaint, "Approach to dynamic voltage stability analysis for DFIG wind parks integration," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 2, pp. 190–197, Feb. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0482>
- [52] M. R. Monteiro, Y. R. Rodrigues, M. Abdelaziz, A. C. Z. de Souza, and L. Wang, "New technique for area-based voltage stability support using flexible resources," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 186, no. April, p. 106384, Sep. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106384>
- [53] B. B. Adetokun, J. O. Ojo, and C. M. Muriithi, "Reactive Power-Voltage-Based Voltage Instability Sensitivity Indices for Power Grid With Increasing Renewable Energy Penetration," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 85401–85410, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2992194>
- [54] H. Marzooghi, M. Garmroodi, G. Verbic, A. S. Ahmadyar, R. Liu, and D. J. Hill, "Scenario and Sensitivity Based Stability Analysis of the High Renewable Future Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, no. 4, pp. 3238–3248, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2999070>
- [55] M. S. Rawat and S. Vadhera, "Probabilistic Steady State Voltage Stability Assessment Method for Correlated Wind Energy and Solar Photovoltaic Integrated Power Systems," *Energy Technol.*, vol. 9, no. 2, p. 2000732, Feb. 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/ente.202000732>

- [56] L. Van Dai, N. Minh Khoa, and L. Cao Quyen, "An Innovatory Method Based on Continuation Power Flow to Analyze Power System Voltage Stability with Distributed Generation Penetration," *Complexity*, vol. 2020, pp. 1–15, Sep. 2020, doi: <https://doi.org/10.1155/2020/8037837>
- [57] S. Lin, Y. Lu, M. Liu, Y. Yang, S. He, H. Jiang, "SVSM calculation of power system with high wind-power penetration," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 13, no. 8, pp. 1391–1401, Jun. 2019, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.6144>
- [58] A. Sajadi, K. Clark, and K. A. Loparo, "Statistical Steady-State Stability Analysis for Transmission System Planning for Offshore Wind Power Plant Integration," *Clean Technol.*, vol. 2, no. 3, pp. 311–332, Aug. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/cleantechnol2030020>
- [59] R. Ma, X. Li, W. Gao, P. Lu, and T. Wang, "Random-Fuzzy Chance-Constrained Programming Optimal Power Flow of Wind Integrated Power Considering Voltage Stability," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 217957–217966, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3040382>
- [60] A. Gholizadeh, A. Rabiee, and R. Fadaeinedjad, "A scenario-based voltage stability constrained planning model for integration of large-scale wind farms," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, 2018, pp. 564–580, Feb. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.002>
- [61] M. Jadidbonab, M. J. Vahid-Pakdel, H. Seyedi, and B. Mohammadi-ivatloo, "Stochastic assessment and enhancement of voltage stability in multi carrier energy systems considering wind power," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 106, no. May 2018, pp. 572–584, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.10.028>
- [62] M. Ghaljehei, A. Ahmadian, M. A. Golkar, T. Amraee, and A. Elkamel, "Stochastic SCUC considering compressed air energy storage and wind power generation: A techno-economic approach with static voltage stability analysis," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 100, no. March, pp. 489–507, Sep. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.02.046>
- [63] X. He, H. Geng, and G. Mu, "Modeling of wind turbine generators for power system stability studies: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 143, no. January, p. 110865, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110865>
- [64] J. Zhang et al., "A Probabilistic Assessment Method for Voltage Stability Considering Large Scale Correlated Stochastic Variables," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 5407–5415, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2963280>
- [65] X. Xu, Z. Yan, M. Shahidehpour, H. Wang, and S. Chen, "Power System Voltage Stability Evaluation Considering Renewable Energy With Correlated Variabilities," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 3236–3245, May 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2784812>
- [66] J. Shukla, B. K. Panigrahi, and P. K. Ray, "Stochastic reconfiguration of distribution system considering stability, correlated loads and renewable energy based DGs with varying penetration," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 23, p. 100366, Sep. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100366>
- [67] C. Shuai, Y. Deyou, G. Weichun, L. Chuang, C. Guowei, and K. Lei, "Global sensitivity analysis of voltage stability in the power system with correlated renewable energy," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 192, no. October 2020, p. 106916, Mar. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106916>
- [68] F. Alsokhry, G. P. Adam, and Y. Al-Turki, "Limitations of voltage source converter in weak ac networks from voltage stability point of view," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 119, no. September 2019, p. 105899, Jul. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105899>
- [69] C. Li, Y. Yang, Y. Cao, L. Wang, and F. Blaabjerg, "Frequency and Voltage Stability Analysis of Grid-Forming Virtual Synchronous Generator Attached to Weak Grid," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 10, no. 3, pp. 2662–2671, Jun. 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2020.3041698>

- [70] A. S. Saidi, "Investigation of Structural Voltage Stability in Tunisian Distribution Networks Integrating Large-Scale Solar Photovoltaic Power Plant," *Int. J. Bifurc. Chaos*, vol. 30, no. 13, p. 2050259, Oct. 2020, doi: <https://doi.org/10.1142/S0218127420502594>
- [71] J. H. Braslavsky, L. D. Collins, and J. K. Ward, "Voltage Stability in a Grid-Connected Inverter With Automatic Volt-Watt and Volt-VAR Functions," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 1, pp. 84–94, Jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2732000>
- [72] M. Katsanevakis, R. A. Stewart, and L. Junwei, "A novel voltage stability and quality index demonstrated on a low voltage distribution network with multifunctional energy storage systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 171, no. January, pp. 264–282, Jun. 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.01.043>
- [73] M. Islam, M. Nadarajah, and M. J. Hossain, "Dynamic voltage stability of unbalanced DNs with high penetration of roof-top PV units," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 12, pp. 1–26, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12631>
- [74] J. Yaghoobi, M. Islam, and N. Mithulananthan, "Analytical approach to assess the loadability of unbalanced distribution grid with rooftop PV units," *Appl. Energy*, vol. 211, no. December 2015, pp. 358–367, Feb. 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.030>
- [75] A. Traupmann, M. Greiml, and T. Kienberger, "Reduction method for planning cross-energy carrier networks in the cellular approach applicable for stability assessment in low-voltage networks," *e i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 137, no. 8, pp. 509–514, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.1007/s00502-020-00851-4>
- [76] M. Sarkar, A. D. Hansen, and P. E. Sørensen, "Quantifying robustness of Type 4 wind power plant as reactive power source," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 122, no. April, p. 106181, Nov. 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106181>
- [77] M. T. Kenari, M. S. Sepasian, and M. S. Nazar, "Probabilistic assessment of static voltage stability in distribution systems considering wind generation using catastrophe theory," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 13, pp. 2856–2865, 2019, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5497>
- [78] M. Tourandaz Kenari, M. S. Sepasian, and M. Setayesh Nazar, "Probabilistic voltage stability assessment of distribution networks with wind generation using combined cumulants and maximum entropy method," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 96–107, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.08.011>
- [79] H. Lotfi, A. A. Shojaei, V. Kouhdaragh, and I. Sadegh Amiri, "The impact of feeder reconfiguration on automated distribution network with respect to resilience concept," *SN Appl. Sci.*, vol. 2, no. 9, p. 1590, 2020, doi: <https://doi.org/10.1007/s42452-020-03429-z>
- [80] Y. Song, D. J. Hill, T. Liu, "Static Voltage Stability Analysis of Distribution Systems Based on Network-Load Admittance Ratio," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 2270–2280, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2886636>
- [81] H. Wu, P. Dong, and M. Liu, "Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction and Voltage Stability With Random Fuzzy Uncertainties of Renewable Energy Generation and Load," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 16, no. 9, pp. 5655–5666, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/TII.2018.2871551>
- [82] M. S. Rawat and S. Vadhera, "Probabilistic Approach to Determine Penetration of Hybrid Renewable DGs in Distribution Network Based on Voltage Stability Index," *Arab. J. Sci. Eng.*, vol. 45, no. 3, pp. 1473–1498, 2020, doi: <https://doi.org/10.1007/s13369-019-04023-1>
- [83] H. Sheng and X. Wang, "Applying Polynomial Chaos Expansion to Assess Probabilistic Available Delivery Capability for Distribution Networks With Renewables," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6726–6735, 2018.