



Simulación y Análisis del Comportamiento del Voltaje en una Microrred de Corriente Alterna Considerando Generación de Energía Fotovoltaica y Eólica

Luna-Aguilera, C.¹; Muñoz-Luna, E.J.¹ ✉; Hernández-Flores, C.¹; García-Viveros, H.¹; Arjona-López, M. A.¹

Datos de Adscripción:

¹ Tecnológico Nacional de México / Instituto Tecnológico de La Laguna, División de Estudios de Posgrado e Investigación, Blvd. Revolución y Av. Instituto Tecnológico de La Laguna, C.P. 27000, Col. Centro, Torreón, Coahuila, México.

✉ cluna351@gmail.com

Resumen - En este artículo se presenta el análisis en estado estacionario de una microrred de corriente alterna conectada a la red. Una microrred consiste en un grupo de cargas interconectadas con recursos de generación distribuida (incluidos generadores diésel, parques fotovoltaicos, parques eólicos y sistemas de almacenamiento de energía compuestos de baterías). Sus elementos funcionan a pequeña escala cerca de los puntos de consumo. Las microrredes se encuentran en el nivel de distribución de la energía eléctrica por lo que son inherentemente desbalanceadas; en este trabajo se expone el análisis en estas condiciones operativas de la red. Para realizar la simulación se empleó el sistema de prueba de 34 nodos de la IEEE, en el que se interconectaron fuentes de generación distribuida. El software utilizado en el análisis es OpenDSS, que es de acceso abierto, donde principalmente se analizaron los voltajes en los buses y flujos de potencia en la red. Este estudio resalta los beneficios de las microrredes conectadas a la red como, por ejemplo, fortalecer los perfiles de tensión a lo largo del sistema de distribución por medio de energías renovables o la reducción de los flujos de potencia en los alimentadores. Además, se demuestra otra ventaja como la disminución de las pérdidas de potencia en la transmisión de la energía eléctrica. Los resultados obtenidos en los nodos 844 y 890, donde se conectó generación distribuida, muestran que los valores de voltaje a lo largo del día están dentro del rango recomendado por la IEEE, con límites de 0.917 p.u. y 1.05 p.u. en circuitos de distribución con generación distribuida.

Palabras Clave - Generación Distribuida, Microrred, OpenDSS, Sistema Eléctrico Desbalanceado.

Abstract - This paper presents the steady-state analysis of an alternating-current microgrid connected to the grid. A microgrid consists of a group of interconnected loads with distributed generation resources (including diesel generators, photovoltaic farms, wind farms, and energy storage systems composed of batteries). Its elements operate on a small scale and in the vicinity of the points of consumption. Microgrids operate at the distribution level of electric power; therefore, they inherently exhibit unbalance. This study shows an analysis conducted under these grid operating conditions. To perform the simulation, IEEE 34 node test feeder is used, where distributed generation

sources are interconnected. The analysis was conducted using OpenDSS, an open-source software, primarily focusing on analyzing bus voltages and power flows within the network. This study highlights the benefits of grid-connected microgrids, such as strengthening voltage profiles along the distribution system with renewable energy or reducing power flows at feeders. In addition, another advantage is demonstrated, such as the reduction of losses in the transmission of electrical energy. The results obtained at nodes 844 and 890, where distributed generation was connected, show that the voltage values throughout the day are within the range recommended by the IEEE, with limits of 0.917 p.u. and 1.05 p.u. in distribution circuits with distributed generation.

Keywords - Distributed Energy, Microgrid, OpenDSS, Unbalanced Electric System.

I. INTRODUCCIÓN

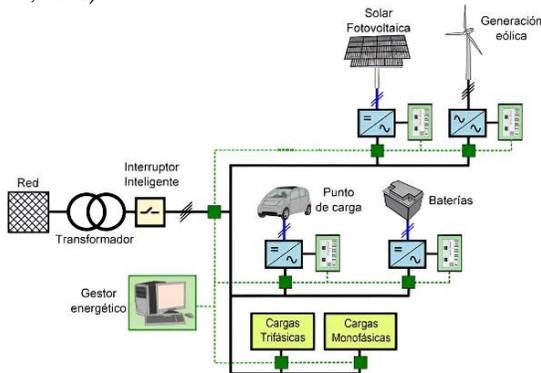
Integrar recursos de generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos de la actualidad representa un reto de adaptación de diferentes tecnologías. La red eléctrica existente experimenta cambios en la operación y planeación al conectar generación de pequeña escala cercana a los puntos de consumo; sin embargo, esta transformación es necesaria para cumplir con algunos objetivos en las próximas décadas, como lo son la descarbonización, distribuir la generación de energía eléctrica en múltiples puntos y la digitalización del sistema eléctrico (Hillberg, 2019).

Las microrredes se presentan como una alternativa para englobar la tecnología más innovadora con la red eléctrica ya existente. Una microrred es un sistema de generación y distribución de energía que funciona de forma autónoma o en coordinación con la red principal. El Departamento de Energía de EEUU describe una microrred como una agrupación de cargas interconectadas junto con recursos de generación distribuida, que operan como una sola unidad con respecto a la red de distribución. Este conjunto puede conectarse a una red eléctrica para operar en modo conectado o desconectarse para operar en modo isla (Parhizi et al., 2015). Estas redes están tomando relevancia debido a su capacidad para proporcionar energía eléctrica confiable y sostenible en áreas remotas, así como su capacidad para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico en caso de interrupciones (Moreno et al., 2022). Una microrred típica consiste en múltiples fuentes de energía, incluidos generadores diésel, parques solares, parques eólicos y dispositivos de almacenamiento de energía. La Figura 1 ilustra un diagrama de los principales componentes que integran una microrred de corriente alterna. La incorporación de energía renovable al

sistema de distribución convierte a las microrredes en una opción viable para minimizar la necesidad de utilizar combustibles fósiles y mitigar las emisiones de carbono. Otra ventaja con la que cuentan estos sistemas es que disminuyen las pérdidas de distribución y transmisión, mejorando así la eficiencia de un sistema de distribución de energía eléctrica (Ahmad et al., 2023).

Figura 1

Diagrama esquemático de una microrred de corriente alterna (Prieto et al., 2015).



Smith et al. (2011c) realizaron el análisis de un circuito de distribución donde se integró una alta penetración de generación distribuida con generación fotovoltaica utilizando el software OpenDSS (Open Distribution System Simulator). Chirapongsananurak et al. (2012b) utilizaron generación eólica a nivel de distribución con diferentes modelos de aerogeneradores para observar su desempeño en la regulación de tensión de la red, el trabajo fue realizado por medio del software OpenDSS.

Existen alternativas de software con licencia de acceso libre para simular sistemas eléctricos de potencia. Entre algunos ejemplos se encuentran GridLAB-D, OpenDSS, PandaPower, entre otros; alternativamente existe software comercial que ofrece licencias académicas gratuitas, como CYMDIST y PowerWorld, pero tienen límite en el número de buses. Todas estas herramientas cuentan con aplicaciones en la industria y en la investigación. No obstante, PowerWorld Simulator presenta limitaciones para simulaciones a nivel de distribución, por lo que es más utilizado para realizar estudios de transmisión. CYMDIST ofrece una interfaz gráfica detallada que permite realizar diversos estudios del sistema eléctrico, aunque las versiones de acceso libre son limitadas, restringiendo al usuario a algunos módulos gratuitos. Por otro lado, GridLAB-D y OpenDSS están más orientados a la investigación y cuentan con funciones para simular estudios de la red de distribución eléctrica sin límite en el tamaño del sistema eléctrico a simular. Estos programas tienen capacidades de simulación muy similares, sin embargo, la curva de aprendizaje de OpenDSS es menos pronunciada debido a los modelos detallados que maneja GridLAB-D. Además, OpenDSS cuenta con una comunidad activa y una extensa documentación, lo cual es indispensable dado que ambos programas cuentan con una interfaz gráfica poco amigable y es necesaria la utilización de scripts y código de programación.

En el presente trabajo se estudia una simulación del sistema de prueba IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) de 34 nodos. Este circuito se encuentra a nivel de distribución

(baja/media tensión). En el sistema de prueba se integra generación fotovoltaica y eólica para formar una microrred con conexión a la red utilizando el software OpenDSS. El objetivo es observar el comportamiento de la tensión del sistema. También se analiza el flujo de la potencia y las pérdidas. La contribución del actual trabajo es principalmente el análisis del comportamiento del sistema de distribución con distintas fuentes de generación distribuida.

El presente artículo se organiza como se presenta a continuación: En la sección II se exponen las características generales del caso base y del software OpenDSS, así como la implementación de la simulación en el mismo. En la Sección III se exponen y se discuten los resultados obtenidos. Finalmente, en la sección IV se presentan las conclusiones.

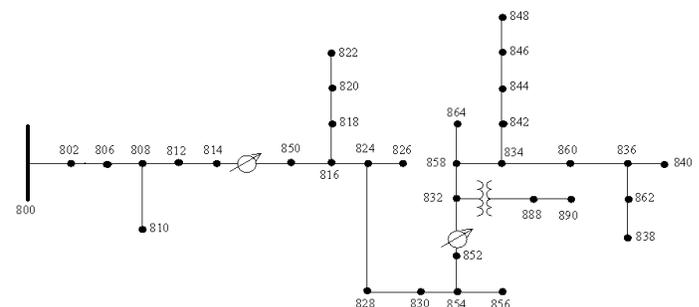
II. PARTE TÉCNICA DEL ARTÍCULO

2.1 Sistema eléctrico base.

La red eléctrica base a simular en este trabajo es el sistema de 34 nodos definido por la IEEE. Este sistema forma parte de un grupo de circuitos de prueba establecidos originalmente en 1992 y aprobados por el Subcomité DSA (Distribution System Analysis) en la reunión de verano de 2000 de la PES (Power and Energy Society). Cada uno de estos sistemas representa modelos reducidos de un circuito de distribución real. El caso de 34 nodos utilizado en este trabajo, corresponde a un circuito real ubicado en Arizona, EEUU. El sistema opera con una tensión nominal de 24.9 kV y se caracteriza por contar con dos reguladores de voltaje en serie con las líneas. Su conexión con el sistema de subtransmisión se realiza a través del nodo 800, que es el nodo de referencia de este sistema. Además, dispone de un transformador para alimentar una carga con una tensión del devanado secundario de 4.16 kV. Las líneas son aéreas y las cargas que se alimentan son trifásicas y monofásicas, lo que da como resultado un circuito desbalanceado. El sistema también incluye la conexión de dos capacitores en derivación. La Figura 2 muestra el diagrama unifilar del circuito de prueba de 34 nodos

Figura 2

Circuito de prueba de 34 nodos IEEE (Resources – IEEE PES Test Feeder, s.f.)



Para información más detallada sobre el sistema, como datos de los transformadores, reguladores, líneas, cargas, capacitores, etc., se puede consultar la fuente citada en la Figura 2.

2.2 Sistema desbalanceado.

El desbalance constituye un problema de eficiencia energética en un sistema eléctrico. Existen diversos motivos por los cuales puede haber un desbalance entre las fases en los sistemas eléctricos. También hay una variedad de definiciones de desbalance, siendo la más común el cociente de la magnitud de la tensión de secuencia negativa entre la magnitud de la tensión de secuencia positiva. En (1) se muestra esta relación. Se recomienda que el desbalance sea menor al 5% en el nivel de distribución (IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 2019).

$$\% \text{ desbalance} = \frac{|V_{neg}|}{|V_{pos}|} \times 100\% \quad (1)$$

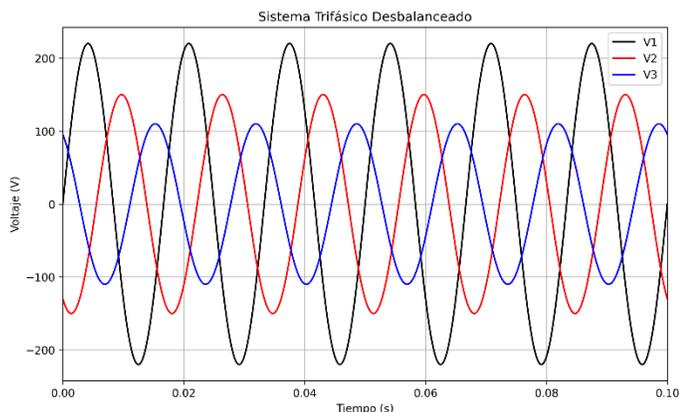
Donde V_{neg} representa la magnitud del voltaje de la componente de secuencia negativa y V_{pos} la magnitud del voltaje de secuencia positiva.

Una de las causas principales de este fenómeno es la alimentación de cargas con diferente número de fases. En la práctica no siempre es necesario alimentar con tres fases. Para zonas residenciales basta con una o dos fases de alimentación. Las zonas industriales o aquellas donde se requiere mayor potencia se alimentan con tres fases. Sin embargo, incluso en estos centros de carga trifásicos, no siempre existe un sistema balanceado debido a las características de los diferentes equipos que se alimentan. Otro factor que influye en el desbalance de la red de distribución es la falta de transposiciones en las líneas. Cuando se alimentan zonas rurales, generalmente se realiza por medio de líneas aéreas largas sin transposiciones, lo cual puede crear un desbalance entre las fases. Además, la utilización de líneas subterráneas monofásicas puede generar un efecto capacitivo que crea un desbalance con respecto a las otras fases. En la Figura 3 se ilustran las tensiones de un sistema trifásico desbalanceado.

A diferencia del estudio de flujos de potencia monofásico, los flujos de potencia en un sistema trifásico permiten conocer el comportamiento de cada fase, permitiendo el cálculo del desbalance existente, así como el voltaje y el ángulo de fase en cada una de las líneas. Esto permite obtener resultados más precisos y con respecto a una red eléctrica real.

Figura 3

Ejemplo de sistema trifásico desbalanceado.



2.3 Software OpenDSS.

A. Características generales.

El software OpenDSS es una avanzada herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia. Este programa permite simular la mayoría de los análisis en estado estable, necesarios para la planificación de los sistemas eléctricos. Además, OpenDSS soporta numerosos tipos de análisis innovadores que satisfacen las necesidades emergentes, como la integración de la red eléctrica inteligente. Entre los estudios que se pueden realizar en OpenDSS se encuentran estudios de planificación de sistemas eléctricos, estudios de conexión de generación distribuida, estudios de protecciones eléctricas, análisis de armónicos, entre muchos otros. Estas capacidades hacen de OpenDSS una herramienta ideal para la realización de esta investigación.

El programa cuenta con una gran variedad de dispositivos que se pueden utilizar en las simulaciones tales como transformadores, reguladores, relevadores, capacitores, fuentes de generación fotovoltaica y eólica, sistemas de almacenamiento, entre otros. También ofrece diferentes modos de simulación de flujos de potencia como lo son la solución instantánea, solución diaria, solución anual, o un periodo de tiempo seleccionado por el usuario.

B. Método de solución del software.

OpenDSS utiliza una formulación de admitancia nodal. La solución consiste principalmente en resolver (2).

$$I_{iny}(V) = Y_{sistema}V \quad (2)$$

En OpenDSS los elementos de conversión de potencia, como lo son las cargas y los generadores que tienen un comportamiento no lineal, son representados como un equivalente de Norton con una matriz de admitancia constante Y_{prim} y una inyección de corriente I_{iny} para compensar la parte no lineal. El modelo de estos elementos se ilustra en la Figura 4.

La matriz de admitancia del sistema se produce a partir de la matriz de admitancia primitiva Y_{prim} de cada elemento del sistema. El procedimiento de solución de OpenDSS se expone en la Figura 5.

Figura 4

Modelo de los elementos de conversión de potencia en OpenDSS (Nie et al., 2012).

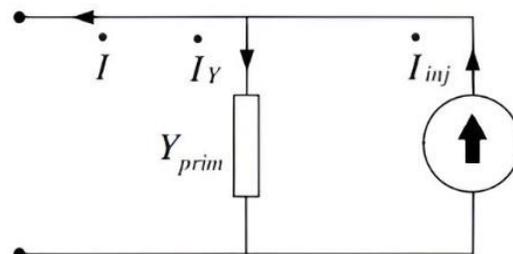
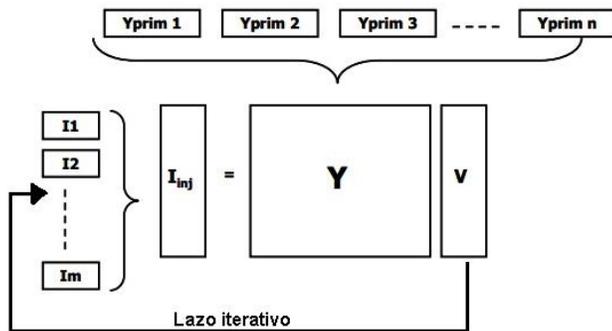


Figura 5
Esquema de solución del software OpenDSS.



A continuación se detalla el algoritmo de solución empleado por OpenDSS:

1) Se eliminan todos los elementos de conversión de potencia en la red para calcular el valor inicial de las tensiones en las barras. Estos valores de voltaje se utilizarán en la iteración con la matriz de admitancia de la red.

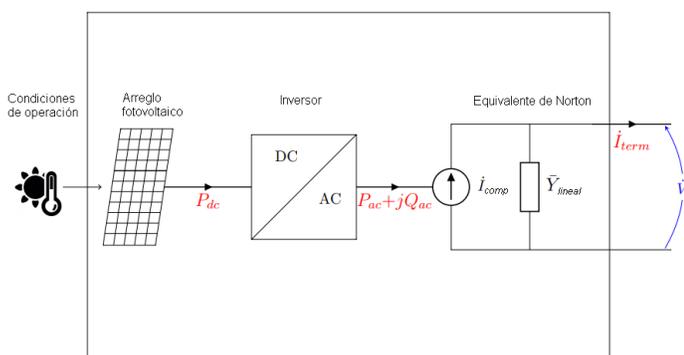
2) Se integran todos los elementos de conversión de potencia en la red y se calcula la inyección de corriente I_{inj} de cada uno de estos elementos utilizando su matriz de admitancia y los voltajes nodales.

3) Se utilizan las inyecciones de corriente de cada uno de los elementos de conversión de potencia para formar una matriz de corrientes de inyección. Las tensiones de cada nodo pueden calcularse con la matriz de corrientes y la matriz de admitancia del sistema por medio de operaciones matriciales. Se itera hasta que el error de las tensiones nodales cumpla con la tolerancia predefinida.

C. Modelo de generación fotovoltaica en OpenDSS.

El modelo de generación fotovoltaica en OpenDSS combina el arreglo fotovoltaico y el inversor. Se supone que el inversor puede seguir el punto máximo de potencia (MPP) del panel rápidamente, lo que resulta en una ventaja al momento de simular periodos de tiempo de un segundo en adelante. La Figura 6 muestra el modelo completo de la generación fotovoltaica dentro del programa.

Figura 6
Diagrama del modelo de generación fotovoltaica en OpenDSS (EPRI – OpenDSS Documentation, 2023).



En el modelo del circuito la generación fotovoltaica se comporta como un generador o una carga, produciendo o consumiendo potencia según una relación específica. La potencia activa (P) depende de la irradiancia, la temperatura (T) y el punto de máxima potencia que el arreglo puede alcanzar (PMPP) a una temperatura específica y una irradiancia de 1 kW/m^2 . Por otro lado, el rendimiento del inversor está relacionado con la potencia y la tensión de operación. La potencia reactiva se especifica como una entrada diferente y se controla por separado, permitiendo especificar valores de kVAR fijos o un factor de potencia.

Para simulaciones que impliquen periodos de tiempo, como diarias o anuales, los valores base de irradiancia y temperatura se modifican por medio de arreglos (llamados perfiles de carga en el software) según el tipo de simulación. Esto permite al modelo variar la potencia de entrada para simulaciones periódicas.

Un arreglo de puntos se ingresa para describir cómo el punto máximo de potencia varía con la temperatura en relación con la temperatura elegida para el punto máximo de potencia a 1 kW/m^2 .

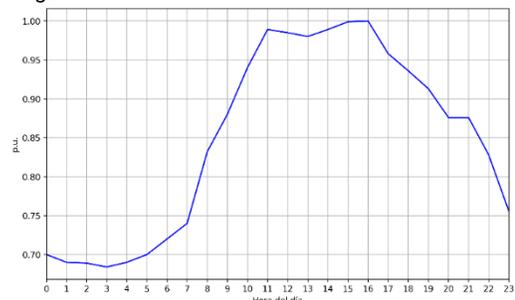
D. Modelo de generación eólica en OpenDSS.

La generación eólica en el software OpenDSS se modela como un nuevo generador, tratándose de manera similar a cualquier otro elemento de conversión de potencia. Para representar la intermitencia del viento, se utiliza un perfil de generación específico para el aerogenerador. Este perfil se define en el software mediante un objeto loadshape. Además, existen diversos modelos de aerogeneradores según la relación del generador con la tensión. Se pueden modelar a factor de potencia constante, como una admitancia constante, como potencia activa y tensión constantes (nodo regulador de tensión), entre otros.

2.4 Caso de estudio.

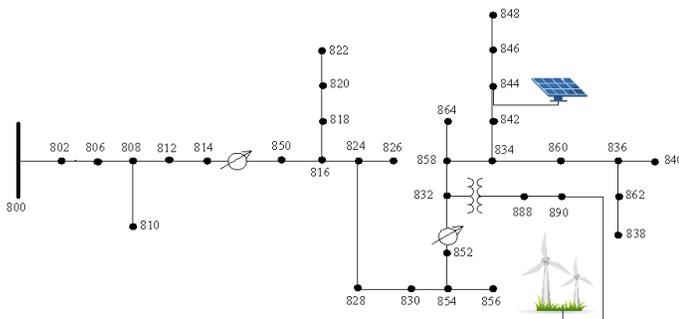
El caso base del sistema de 34 nodos de la IEEE fue el primer paso para las simulaciones. Este caso base es una simulación en un instante de tiempo, sin embargo, se adaptó el código para realizar una simulación diaria. Para adaptar esta simulación primeramente se seleccionó el día 24 de Junio de 2004, ya que este día se realizó la simulación instantánea por parte de la IEEE (Resources – IEEE PES Test Feeder, s.f.). Se aplicó un perfil de carga de un día a todas las cargas del sistema. El perfil de carga utilizado se muestra en la Figura 7, el cual está basado en una combinación del comportamiento típico de cargas residenciales e industriales a lo largo de un día.

Figura 7
Perfil de carga.



La carga nominal es la del caso base y se alcanza a las 16 horas, cuando alcanza el valor de 1 p.u. Una vez agregado el perfil a las cargas del sistema, se seleccionaron los nodos donde se integró la generación fotovoltaica y eólica. Se conectó generación fotovoltaica en el nodo 844 y generación eólica en el nodo 890. Estos nodos representan una carga significativa del sistema con 405 kW en el nodo 844 y 450 kW en el nodo 890. Ambos nodos son trifásicos, por lo que las fuentes de generación distribuida también son trifásicas. La Figura 8 muestra el sistema a simular.

Figura 8
Diagrama unifilar del caso de estudio.



Se propuso que la generación fotovoltaica tuviera un punto máximo de potencia de 200 kW, aproximadamente el 50% de la carga máxima del nodo. Las características proporcionadas a OpenDSS incluyen la irradiancia, la temperatura y la curva de eficiencia. Para los datos de entrada se consultaron los datos horarios de irradiancia y temperatura en la región de Arizona (Se tomó Phoenix como ejemplo) el día 24 de Junio de 2004 (Stackhouse, s. f.). La Figura 9 ilustra los valores de la irradiancia y la temperatura se muestra en la Figura 10. El software OpenDSS cuenta con una curva de eficiencia predefinida, donde la eficiencia es máxima a una temperatura del arreglo de 25°C y a una irradiancia de 1 kW/m². Basado en esta curva, los datos de irradiancia y la temperatura, se realiza una corrección de la eficiencia del arreglo fotovoltaico a lo largo de la simulación. La generación fotovoltaica se conectó a la tensión nominal del sistema que son 24.9 kV, con un factor de potencia igual a 1.

Figura 9
Irradiancia 24 de junio 2004 en la región de Arizona.

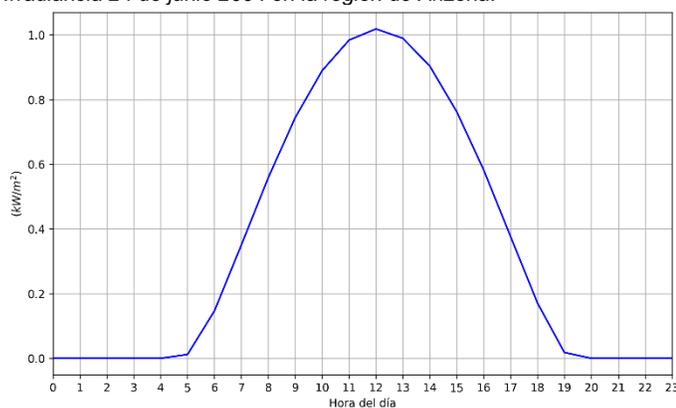
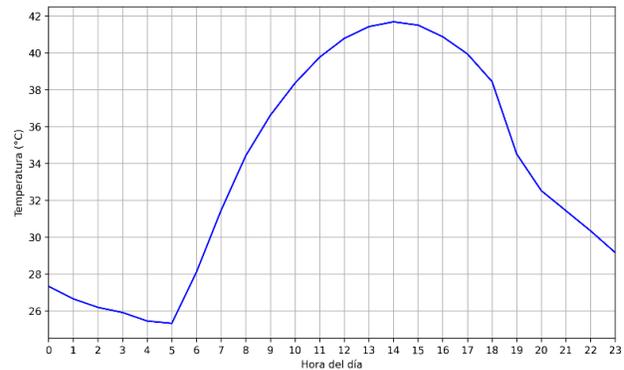


Figura 10
Temperatura 24 de junio 2004 en la región de Arizona.



La generación eólica del nodo 890 está configurada con un punto máximo de potencia de 225 kW, seleccionado con el mismo criterio que la generación fotovoltaica. OpenDSS recibe un arreglo de datos de entrada en p.u. que contiene el perfil de generación basado en la velocidad del viento. El software multiplica este arreglo por el punto máximo de potencia para calcular la potencia producida a lo largo del día. El perfil de generación de energía eólica utilizado en este trabajo fue consultado dentro de la documentación del software. Es un ejemplo teórico que generalmente se utiliza en las simulaciones de generación eólica dentro de OpenDSS y tiene 2501 datos para un día, lo que corresponde a una medición de la velocidad del viento cada 34.55 segundos. La Figura 11 presenta el perfil de la generación eólica. El generador se conectó a una tensión nominal de 4.16 kV y opera en modo de factor de potencia unitario, por lo cual solo se considera que inyecta potencia activa a la red. El modelo del generador eólico que se utilizó para las simulaciones es un modelo simplificado que se utiliza en el software para estudios de flujos de potencia con la capacidad de inyectar una potencia activa constante.

Las simulaciones en OpenDSS se llevaron a cabo utilizando la versión 9.8.0.1 del software. El programa se ejecutó en una computadora basada en el sistema operativo Windows, equipada con un procesador Intel Core i3 de séptima generación y 8 gigabytes de RAM.

Figura 11
Perfil de generación eólica basado en la velocidad del viento.





III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La Tabla 1 expone los resultados del caso base presentado anteriormente en la Figura 2, simulado por medio del software OpenDSS. Estos resultados prácticamente coinciden con los publicados por la IEEE (Resources – IEEE PES Test Feeder, s.f.), lo que confirma que el modelo del sistema fue implementado correctamente.

Tabla 1
Resultados caso base simulación instantánea en OpenDSS.

| Voltajes nodales | A-N, θ (p.u., grados) | B-N, θ (p.u., grados) | C-N, θ (p.u., grados) |
|------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 800 | 1.0484, -0.4 | 1.0491, -120.3 | 1.0497, 119.7 |
| 802 | 1.0458, -0.4 | 1.0476, -120.4 | 1.0481, 119.6 |
| 806 | 1.0441, -0.5 | 1.0466, -120.6 | 1.0471, 119.6 |
| 808 | 1.0122, -1.1 | 1.0289, -121.3 | 1.0288, 119.0 |
| 810 | | 1.0288, -121.3 | |
| 812 | 0.9752, -2.0 | 1.0095, -122.2 | 1.0071, 118.3 |
| 814 | 0.9457, -2.6 | 0.9942, -123.0 | 0.9898, 117.7 |
| RG10 | 1.0167, -2.6 | 1.0253, -123.0 | 1.0208, 117.7 |
| 850 | 1.0167, -2.6 | 1.0253, -123.0 | 1.0208, 117.7 |
| 816 | 1.0163, -2.7 | 1.025, -123.0 | 1.0205, 117.7 |
| 818 | 1.0153, -2.7 | | |
| 820 | 0.9915, -2.7 | | |
| 822 | 0.9885, -2.7 | | |
| 824 | 1.0073, -2.8 | 1.0157, -123.3 | 1.0122, 117.4 |
| 826 | | 1.0155, -123.3 | |
| 828 | 1.0065, -2.8 | 1.015, -123.3 | 1.0115, 117.4 |
| 830 | 0.9887, -3.0 | 0.9982, -123.7 | 0.9946, 116.9 |
| 854 | 0.9883, -3.0 | 0.9978, -123.7 | 0.9942, 116.9 |
| 852 | 0.9577, -3.5 | 0.9683, -124.5 | 0.9649, 116.0 |
| RG11 | 1.0355, -3.5 | 1.0349, -124.5 | 1.0373, 116.0 |
| 832 | 1.0355, -3.5 | 1.0349, -124.5 | 1.0373, 116.0 |
| 858 | 1.0332, -3.6 | 1.0326, -124.6 | 1.0351, 115.9 |
| 834 | 1.0305, -3.7 | 1.0299, -124.7 | 1.0326, 115.8 |
| 842 | 1.0305, -3.7 | 1.0298, -124.7 | 1.0326, 115.8 |
| 844 | 1.0303, -3.7 | 1.0295, -124.7 | 1.0323, 115.7 |
| 846 | 1.0332, -3.6 | | |
| 848 | 1.0306, -3.7 | 1.0295, -124.8 | 1.0327, 115.7 |
| 860 | 1.0301, -3.6 | 1.0294, -124.7 | 1.0322, 115.8 |
| 836 | 1.0299, -3.6 | 1.0291, -124.7 | 1.0321, 115.8 |
| 840 | 1.0299, -3.6 | 1.029, -124.7 | 1.0321, 115.8 |
| 862 | 1.0299, -3.6 | 1.029, -124.7 | 1.0321, 115.8 |
| 838 | | 1.0289, -124.7 | |
| 864 | 1.0332, -3.6 | | |
| 888 | 1.0003, -5.0 | 0.9997, -126.0 | 1.0024, 114.5 |
| 890 | 0.9199, -5.6 | 0.9269, -127.0 | 0.9228, 113.7 |
| 856 | | 0.9977, -123.7 | |

El máximo desbalance en el sistema fue de 1.21% en el nodo 814, este porcentaje se encuentra por debajo 5% recomendado. La Figura 12 muestra la potencia activa que fluye por la red en una escala de kW, mientras que en la Figura 13 se muestran las pérdidas en una escala de W. Estas gráficas son de utilidad para la comparación con la microrred. A mayor espesor de las líneas, mayor es la potencia y las pérdidas, respectivamente. El eje x y el eje y, son coordenadas en kilómetros que forman el circuito de la Figura 2. Los diferentes triángulos de color rojo identifican los transformadores y reguladores del sistema.

Figura 12
Potencia activa del sistema caso base.

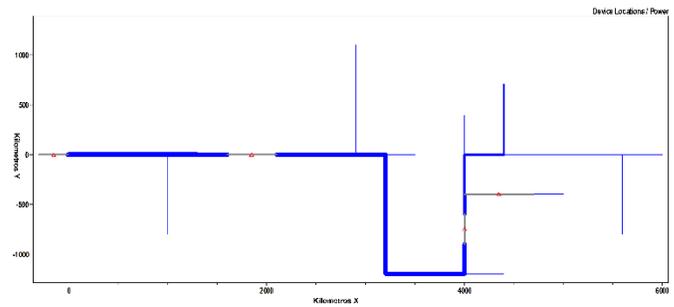
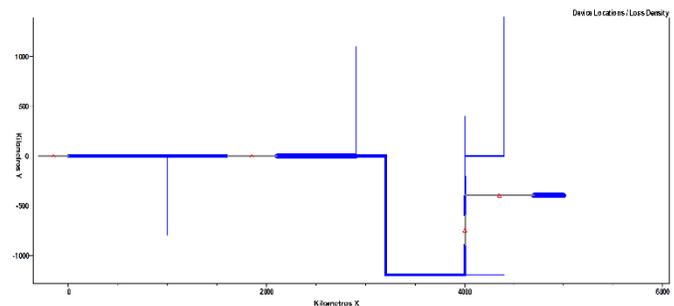


Figura 13
Pérdidas del sistema caso base.



La Figura 14 muestra la tensión del nodo 844 y la Figura 15 muestra la tensión del nodo 890, una vez implementado el perfil de carga en todas las cargas del sistema y realizando una simulación de 24 horas. Obsérvese que aún no se han agregado las fuentes de energía renovable en dichos nodos y el voltaje no se encuentra regulado debido a que los taps de los reguladores son los mismos que en la simulación del caso base. Nótese que, a las 16 horas, cuando la carga es de 1 p.u. (revisar la Figura 7), los resultados en ambas gráficas siguen la misma tendencia que los resultados en la Tabla 1.

Figura 14
Tensión en el nodo 844 con el perfil de carga integrado.

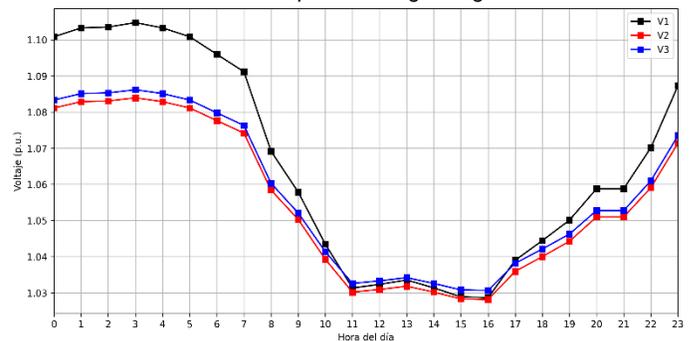
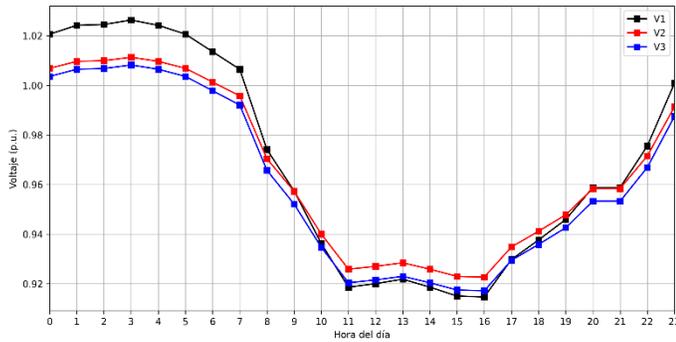


Figura 15
Tensión en el nodo 890 con el perfil de carga integrado.



En ambas gráficas se observa que, al no tener la tensión regulada, ésta se va modificando con respecto al perfil de la carga. La Figuras 16 y 17 muestran las tensiones de los nodos 844 y 890, respectivamente, después de integrar las fuentes de energía renovable y aun sin regulación de tensión.

Figura 16
Tensión en el nodo 844 con fuentes renovables.

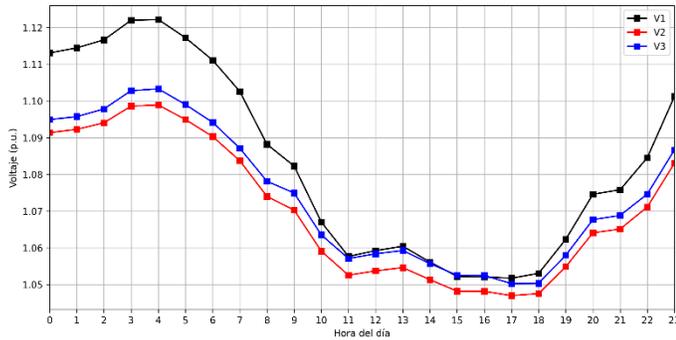
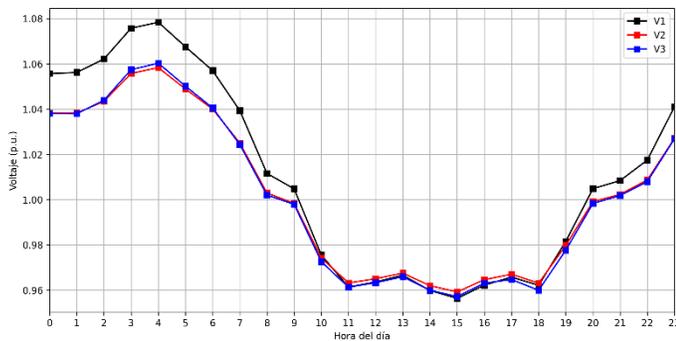


Figura 17
Tensión en el nodo 890 con fuentes renovables interconectadas.



Como se observa, las tensiones en ambos nodos están fuera del rango recomendado, que va de 0.917 p.u. a 1.05 p.u. en sistemas de distribución que incluyen fuentes de generación distribuida en operación normal (IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, 2018). En comparación con las Figuras 14 y 15 se observa que hay un aumento en la tensión a lo largo del día debido a la generación conectada. Sin embargo, es necesario mantener la tensión dentro de rangos adecuados.

Las Figuras 18 y 19 se muestran las tensiones debidamente reguladas de los nodos 844 y 890 con fuentes de generación distribuida. Esto se logró mediante la variación de los taps de los dos reguladores con los que cuenta el sistema.

Figura 18
Tensión regulada en el nodo 844 con fuentes renovables interconectadas.

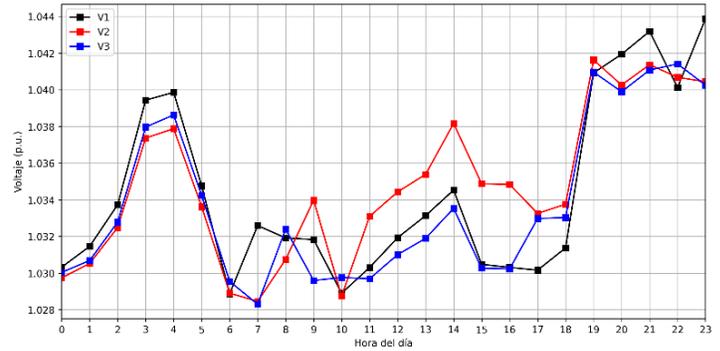
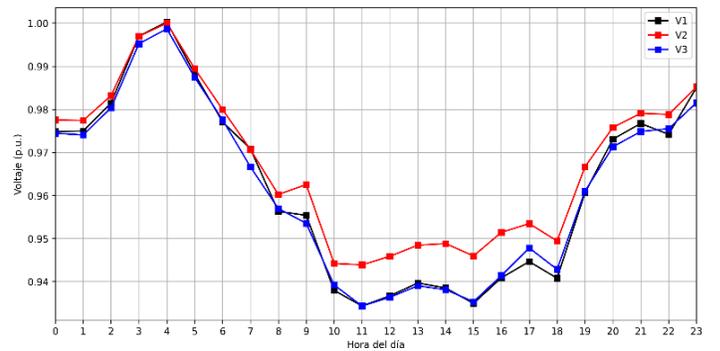


Figura 19
Tensión regulada en el nodo 890 con fuentes renovables interconectadas.

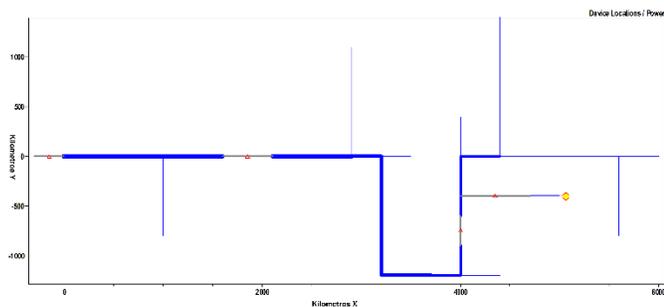


En ambos nodos se observa que los valores de tensión a las 15 horas muestran un desbalance más alto. En ese momento de la simulación, hay una carga del 99%, una penetración de la generación fotovoltaica del 76% y 41% de generación eólica. El desbalance en estas condiciones para el nodo 814, el nodo que presentó mayor desbalance, fue de 1.12%, una reducción del 0.09% con respecto del caso base. Este porcentaje sigue dentro del rango máximo permitido del 5% de desbalance. La reducción puede deberse a la penetración de los recursos de generación distribuida en el sistema. Sin embargo, sería necesario un estudio completo acerca del desbalance en el sistema para mayor certeza. Los nodos 844 y 890 presentaron un desbalance de 0.56% y 0.89%, respectivamente.

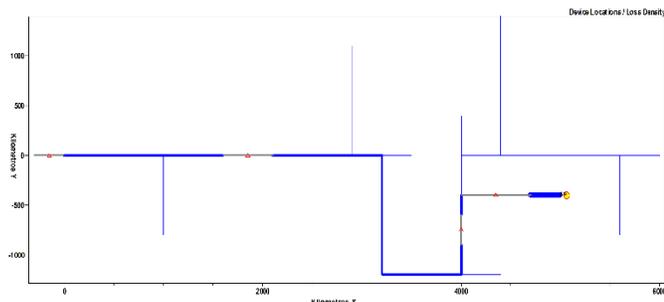
A las mismas 15 horas se obtuvo la potencia activa (escala en kW) que circula en el sistema, como se muestra en la Figura 20. La Figura 21 ilustra las pérdidas en una escala de W.

Figura 20

Potencia activa del sistema con fuentes renovables (15hrs).

**Figura 21**

Pérdidas del sistema con fuentes renovables (15hrs).



En ambos casos se observa una disminución si se comparan con las Figuras 12 y 13. Esto se debe a que la potencia activa la proporcionan los recursos de energía fotovoltaica y eólica, lo que resulta en un menor flujo de potencia a través de los alimentadores. Las pérdidas disminuyen en consecuencia de la reducción de la potencia.

IV. CONCLUSIONES

Este artículo presentó la adición de fuentes de generación distribuida al circuito de 34 nodos de la IEEE. Como caso base se tomaron los resultados publicados por la IEEE para ampliar este caso a una simulación de un día. La simulación realizada en OpenDSS demostró el incremento del voltaje en el sistema al conectar generación distribuida y resaltó la importancia de los recursos de control de tensión en los circuitos con penetración de generación fotovoltaica y eólica. En los nodos 844 y 890, se obtuvieron voltajes dentro del rango recomendado por la IEEE a lo largo del día al conectar generación distribuida. Es decir, los resultados de voltaje obtenidos son valores entre 0.917 p.u. y 1.05 p.u. en ambos nodos.

Si bien este es un caso de estudio que contiene datos tanto teóricos como reales, el software OpenDSS resalta como una herramienta poderosa para simulaciones de sistemas eléctricos de potencia. Con datos de circuitos reales, se pueden realizar estudios para la operación y planificación del sistema de distribución, incluyendo las nuevas tecnologías que se integran progresivamente.

Este proyecto se enfoca en una microrred en modo de operación con conexión a la red de distribución. Sin embargo, para estudios

futuros, puede considerarse la alternativa de una microrred desconectada de la red principal, funcionando en modo isla. También se pueden explorar trabajos en sistemas de distribución con poca capacidad de regulación de tensión, donde la regulación se realice a través de las mismas fuentes de generación distribuida conectadas al sistema eléctrico.

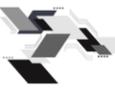
V. AGRADECIMIENTOS

C. Luna-Aguilera expresa su gratitud al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías por el respaldo financiero recibido a través del “Programa de Becas Nacionales para Estudios de Posgrado” identificado con el número de solicitud 2022-000018-02NACF-08777.

Los autores desean expresar su agradecimiento al TecNM y al Instituto Tecnológico de La Laguna por el apoyo económico proporcionado para la realización de esta investigación.

VI. REFERENCIAS

- Ahmad, S., Shafiullah, M., Ahmed, C. B., & Alowafeer, M. (2023). A Review of Microgrid Energy Management and Control Strategies. *IEEE Access*, 11, 21729-21757. <https://doi.org/10.1109/access.2023.3248511>
- Chirapongsananurak, P., Santoso, S., Dugan, R. C., & Smith, J. (2012b, July 1). *Voltage regulation in distribution circuits with wind power*. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, California, United States of America. <https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345590>
- EPRI – OpenDSS Documentation. (2023). <https://opendss.epri.com/PVSystem.html>
- Hillberg, E. (2019). *Flexibility needs in the future power system* [Archivo PDF]. https://www.iea-iscan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN_DiscussionPaper_Flexibility_Needs_In_Future_Power_Systems_2019.pdf
- IEEE Standards Association. (2018). *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*. DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112
- IEEE Standards Association. (2019). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. DOI: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486
- Moreno, R., Trakas, D. N., Jamieson, M., Panteli, M., Mancarella, P., Strbac, G., Marnay, C., & Hatzigiorgiou, N. (2022). Microgrids against wildfires: Distributed energy resources enhance system resilience. *IEEE Power & Energy Magazine*, 20(1), 78-89. <https://doi.org/10.1109/mpe.2021.3122772>
- Nie, S., Fu, X. P., Li, P., Gao, F., Ding, C.D., Yu, H., & Wang, C. S. (2012). *Analysis of the impact of DG on distribution network reconfiguration using OpenDSS*. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Tianjin, China. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303390
- Parhizi, S., Lotfi, H., Khodaei, A., & Bahramirad, S. (2015). State of the Art in Research on Microgrids: A Review. *IEEE Access*, 3, 890-925. <https://doi.org/10.1109/access.2015.2443119>



Prieto, E., Vidal, A., Clariana, G., Vinyals, G., Villafáfila, R., & Gomis, O. (2015). Desarrollo de una Microrred de laboratorio. Smartgridsinfo. <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/ii-congreso-sg-desarrollo-de-una-microrred-de-laboratorio>

Resources – IEEE PES Test Feeder. (s.f.). <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>

Smith, J. W., Dugan, R., & Sunderman, W. (2011c, July 1). *Distribution modeling and analysis of high penetration PV*. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, Michigan, United States of America. <https://doi.org/10.1109/pes.2011.6039765>

Stackhouse, P. (s. f.). *NASA POWER | Data Access Viewer*. <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

VII. AUTORES

Cristian Luna Aguilera

 <https://orcid.org/0009-0002-3589-8095>

Eli Johnatan Muñoz Luna

 <https://orcid.org/0009-0001-5990-7139>

Concepción Hernández Flores

 <https://orcid.org/0000-0002-4757-5309>

Héctor García Viveros

 <https://orcid.org/0000-0001-5193-1276>

Marco Antonio Arjona López

 <https://orcid.org/0000-0003-1826-4066>