innova SCIENCE JOURNAL ISSN:3091-1680

OM EDITORIAL

Artículo Científico

Optimización de la generación distribuida en redes de distribución.

Optimization of Distributed Generation in Distribution Networks.

Paucar-Lalaleo, Sergio Alexander[1]; Marrero-Ramirez, Secundino[2]; Quinatoa-Caiza, Carlos Iván[3]; Salazar-Achig, Edgar Roberto[4].

[1] Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; https://orcid.org/0009-0009-6350-1252; sergio.paucar0872@utc.edu.ec
[2] Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; https://orcid.org/0000-0001-5161-545X; secundino.marrero@utc.edu.ec
[3] Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; https://orcid.org/0000-0001-6369-7480; carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec
[4] Universidad Técnica de Cotopaxi; Ecuador, Latacunga; https://orcid.org/0000-0003-4770-1181; edgar.salazar7619@utc.edu.ec

[1] Autor Correspondencia

https://doi.org/10.63618/omd/isj/v4/n4/412

Resumen: El presente trabajo tiene como objetivo optimizar la integración y la operación de la generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución trifásicas desbalanceadas mediante un modelo de Flujo Óptimo de Potencia (OPF), con el propósito de mejorar el perfil de tensión, reducir las pérdidas técnicas y evaluar la capacidad de alojamiento de la red. La metodología propuesta se fundamenta en una arquitectura de cosimulación que integra el motor de flujo de potencia OpenDSS con modelos de optimización algebraica implementados en Pyomo mediante el framework Open-DSOPF, empleando el solver KNITRO para resolver un problema de optimización no lineal sujeto a restricciones eléctricas. Se analizaron escenarios de penetración fotovoltaica del 0 % y 100 %, considerando límites de tensión, capacidad térmica de líneas y transformadores, así como el control de potencia activa y reactiva de los inversores fotovoltaicos. Los resultados demuestran que la metodología propuesta mejora significativamente el perfil de tensión e incrementa la capacidad de integración de generación distribuida sin vulnerar las restricciones operativas de la red. Durante las horas de máxima irradiancia, aproximadamente el 92 % de los nodos alcanzó el límite superior de operación de 1,10 p.u., identificando a la sobretensión como el principal factor limitante de la capacidad de alojamiento del alimentador. Así mismo, el transformador de distribución operó con un factor de carga inferior al 20 % de su capacidad nominal, evidenciando que la limitación para incrementar la penetración fotovoltaica está asociada principalmente a la regulación de tensión y no a la capacidad térmica de los equipos. En conjunto, los resultados validan la eficacia de la metodología propuesta como una herramienta para la planificación y operación de redes de distribución con alta penetración de generación distribuida.

Palabras clave: Capacidad de alojamiento; flujo óptimo de potencia; generación distribuida; OpenDSS; Optimización no lineal; Pyomo.

Abstract: The objective of this study is to optimize the integration and operation of distributed photovoltaic generation in unbalanced three-phase distribution networks using an Optimal Power Flow (OPF) model, with the aim of improving the voltage profile, reducing technical losses, and evaluating the network's hosting capacity. The proposed methodology is based on a co-simulation architecture that integrates the OpenDSS power flow engine with algebraic optimization models implemented in Pyomo using the Open-DSOPF framework, employing the KNITRO solver to solve a nonlinear optimization problem subject to electrical constraints. Scenarios with photovoltaic penetration rates of 0% and 100% were analyzed, taking into account voltage limits, the thermal capacity of transmission lines and transformers, as well as the control of active and reactive power by photovoltaic inverters. The results demonstrate that the proposed methodology significantly improves the voltage profile and increases the capacity to integrate distributed generation without violating the grid's operational constraints. During hours of peak irradiance, approximately 92% of the nodes reached the upper operating limit of 1.10 p.u., identifying overvoltage as the main limiting factor on the feeder's accommodation capacity. Furthermore, the distribution transformer operated at a load factor of less than 20% of its rated capacity, indicating that the limitation on increasing photovoltaic penetration is primarily associated with voltage regulation rather than the thermal capacity of the equipment. Overall, the results validate the effectiveness of the proposed methodology as a tool for the planning and operation of distribution networks with high penetration of distributed generation.

Keywords: Accommodation Capacity; Distributed Generation; Nonlinear Optimization; OpenDSS; Optimal Power Flow; Pyomo.

Cita: Paucar-Lalaleo, S. A., Marrero-Ramirez, S., Quinatoa-Caiza, C. I., & Salazar-Achig, E. R. (2026). Optimización de la generación distribuida en redes de distribución. *Innova Science Journal*, *4*(4), 127-146. https://doi.org/10.63618/omd/isj/v4/n4/412

Recibido: 12/03/2026
Aceptado: 28/07/2026
Publicado: 31/10/2026

Copyright: © 202 por los autores. Este artículo es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos y condiciones de la **Licencia Creative Commons, Atribución-NoComercial 4.0 Internacional. (CC BY-NC)**.

(https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)

1. Introducción

La transformación del sector eléctrico mundial está impulsando la sustitución gradual de los sistemas centralizados por modelos más flexibles y sostenibles. En este contexto, la generación distribuida (GD) comprende unidades de pequeña y mediana capacidad conectadas cerca de los centros de consumo, principalmente mediante fuentes renovables. Aunque su integración diversifica la matriz energética y aprovecha los recursos locales, debe cumplir requisitos de interconexión, calidad de energía, regulación de tensión, potencia reactiva e interoperabilidad establecidos en la norma IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018). El crecimiento de los sistemas fotovoltaicos también exige determinar cuánta generación puede conectarse sin exceder los límites operativos de la red (Mulenga et al., 2020). Por ello, la ubicación, capacidad y factor de potencia de las unidades de GD deben planificarse adecuadamente (Huy et al., 2020).

La integración adecuada de generación distribuida ofrece beneficios técnicos, económicos y ambientales, como la reducción de corrientes y pérdidas, la mejora del perfil de tensión y el alivio de la congestión en líneas y transformadores. Sin embargo, estos beneficios dependen del nivel de penetración, la capacidad instalada y las condiciones operativas de las unidades, ya que una generación superior a la demanda local puede provocar flujos inversos, sobretensiones, sobrecargas y dificultades en la coordinación de protecciones. Además, las redes reales presentan conductores y cargas desbalanceadas, por lo que los modelos exclusivamente balanceados pueden no representar correctamente su comportamiento operativo (Koirala, Suárez-Ramón, et al., 2020). La optimización de la integración y capacidad nominal de la GD permite reducir las pérdidas y mejorar el perfil de tensión (Azad et al., 2021), mientras que la coordinación de dispositivos de control puede incrementar la capacidad de integración de energía renovable (Karunarathne et al., 2021).

La integración de recursos renovables variables aumenta la complejidad operativa de la red, debido a que la producción fotovoltaica depende de la irradiancia, la temperatura y las características del sistema, mientras que la demanda varía temporalmente. El desajuste entre una elevada generación y una baja demanda puede provocar sobretensiones y flujos inversos; por ello, la evaluación debe considerar series temporales y diferentes escenarios de operación. La coordinación entre la reconfiguración de la red y la integración de generación distribuida permite reducir las pérdidas y mejorar la tensión en los nodos más alejados (Haider et al., 2021). En este contexto, la capacidad de alojamiento representa la máxima generación que puede integrarse sin vulnerar los límites de tensión, capacidad térmica, calidad de energía o confiabilidad. Su evaluación puede realizarse mediante métodos deterministas, probabilísticos o temporales, siendo los enfoques probabilísticos más representativos ante las incertidumbres relacionadas con los puntos de conexión, la capacidad instalada y el comportamiento horario de los sistemas fotovoltaicos (Koirala, Van Acker, et al., 2022).

Las restricciones del modelo deben garantizar el balance de potencia activa y reactiva en cada nodo y fase, el cumplimiento de los límites mínimo y máximo de tensión, la capacidad térmica de las líneas, la potencia nominal del transformador y la capacidad aparente de los inversores. Los estudios basados en algoritmos genéticos y optimización por enjambre de partículas demuestran que una asignación adecuada de

la generación renovable permite reducir las pérdidas anuales de energía y mejorar el índice de desviación de tensión (Purlu & Turkay, 2022). Asimismo, la incorporación de la generación distribuida en la planificación de la expansión facilita la selección de inversiones, ubicaciones y capacidades que mejoran el desempeño de la red bajo diferentes condiciones de carga (Ayalew et al., 2022). Por otra parte, las formulaciones lineales mixtas permiten representar conjuntamente la reconfiguración de la red y la ubicación de la generación distribuida, facilitando la obtención de soluciones globales que respeten las restricciones operativas establecidas (Gallego Pareja et al., 2022).

Para optimizar la integración y operación de la generación distribuida fotovoltaica se han propuesto métodos analíticos, modelos de programación matemática y algoritmos metaheurísticos. Los métodos analíticos utilizan índices de sensibilidad de pérdidas y estabilidad de tensión para evaluar el impacto de la generación; aunque presentan un bajo costo computacional, su precisión puede disminuir en redes extensas y desbalanceadas. Por su parte, los algoritmos metaheurísticos permiten analizar diferentes niveles de penetración, capacidades de generación y condiciones operativas, aunque sus resultados dependen de los parámetros y criterios de convergencia utilizados. Entre estas técnicas, el algoritmo de optimización Dingo ha permitido reducir las pérdidas y mejorar el perfil de tensión en redes radiales con generación fotovoltaica (Ayanlade et al., 2023), mientras que el algoritmo de búsqueda de grupos mejorado ha facilitado la determinación de capacidades adecuadas de generación en sistemas IEEE (Huy et al., 2023). Sin embargo, gran parte de estos estudios utiliza redes balanceadas y no representa completamente el acoplamiento entre fases presente en sistemas trifásicos reales (Salam et al., 2023).

Los enfoques recientes emplean modelos multiobjetivo, análisis probabilísticos y simulaciones de redes desbalanceadas para optimizar la integración de generación distribuida. La gestión coordinada de la capacidad, el factor de potencia y los bancos de capacitores permite reducir las pérdidas y las desviaciones de tensión (Pamuk & Uzun, 2024), mientras que la selección de nodos candidatos mediante algoritmos de optimización disminuye el tiempo de cálculo (Owosuhi et al., 2024). Las simulaciones de Monte Carlo permiten evaluar el efecto de la variabilidad de la demanda y la generación sobre la congestión y los límites térmicos (Iqbal et al., 2025). En redes trifásicas desbalanceadas, los modelos multiobjetivo pueden aumentar la capacidad de alojamiento y reducir las pérdidas y el desequilibrio de tensión, siempre que las restricciones se representen individualmente para cada fase (Nazih et al., 2025). Por tanto, la optimización de la GD debe considerar las condiciones operativas de cada nodo, línea, fase y periodo de análisis.

A pesar de los avances logrados, persiste una brecha entre la representación detallada de las redes eléctricas y los modelos de optimización algebraica. Diversos estudios emplean flujos de potencia simplificados o sistemas balanceados y no consideran conjuntamente las restricciones de corriente, capacidad del transformador y control de potencia reactiva. Para superar estas limitaciones, se propone una arquitectura de cosimulación que integre un programa especializado en redes eléctricas con un entorno de optimización. OpenDSS permite modelar alimentadores multifásicos, cargas desbalanceadas, transformadores, reguladores, sistemas fotovoltaicos y simulaciones temporales (Dugan & Montenegro, 2020). Por su parte, Pyomo facilita la formulación algebraica de funciones objetivo, variables y restricciones, así como la conexión con

solucionadores especializados. La integración de ambas herramientas permite optimizar la operación de la generación distribuida y verificar la viabilidad eléctrica de las soluciones obtenidas (Bynum et al., 2021).

En este contexto, se identifica como problema principal la limitada disponibilidad de estudios que analicen integralmente la incorporación de generación distribuida fotovoltaica en redes trifásicas desbalanceadas, considerando simultáneamente su ubicación y dimensionamiento, la variabilidad de la generación y la demanda, los límites de tensión, la capacidad térmica de las líneas, la utilización del transformador y el control de potencia reactiva. Aunque se han desarrollado diferentes métodos para minimizar las pérdidas y mejorar el perfil de tensión mediante la asignación óptima de la generación distribuida, una parte de estos estudios utiliza redes balanceadas o escenarios estáticos que no representan completamente las condiciones operativas de las redes reales (Mulenga et al., 2020; Nazih et al., 2025). Además, la variabilidad propia de las fuentes renovables representa un desafío para su integración masiva, por lo que se requieren mejoras en la infraestructura eléctrica, el almacenamiento y la gestión inteligente de las redes (Guerrero-Calero et al., 2023).

Por ello, el objetivo principal del presente estudio es optimizar la integración y operación de la generación distribuida fotovoltaica en redes de distribución trifásicas desbalanceadas mediante un modelo de flujo óptimo de potencia. Específicamente, se busca evaluar diferentes escenarios de penetración fotovoltaica, mejorar el perfil de tensión, reducir las pérdidas técnicas y las corrientes en las líneas, verificar la utilización del transformador y gestionar la potencia activa y reactiva de los inversores. Este análisis permite establecer las condiciones bajo las cuales la generación fotovoltaica puede incorporarse sin vulnerar los límites operativos ni los requisitos técnicos de interconexión (IEEE, 2018; Koirala, Van Acker, et al., 2022).

La justificación del estudio se fundamenta principalmente en sus aportes técnicos. La aplicación de un modelo de optimización trifásico permite representar individualmente las condiciones eléctricas de cada nodo, línea y fase, proporcionando resultados más cercanos al funcionamiento real de la red. Además, la selección adecuada de la ubicación, la capacidad y el factor de potencia de las unidades de generación distribuida puede reducir las pérdidas, mejorar los niveles de tensión y evitar que se excedan las restricciones térmicas y eléctricas del sistema (Huy et al., 2020; Azad et al., 2021). En este sentido, la optimización energética, la compensación de potencia reactiva y el monitoreo de las condiciones operativas constituyen estrategias importantes para aumentar la estabilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos (Guerrero-Calero et al., 2024). Para ello, la integración de OpenDSS y Pyomo permite combinar la representación detallada de la red eléctrica con la formulación algebraica y resolución del problema de optimización (Dugan & Montenegro, 2020; Bynum et al., 2021).

Desde las perspectivas económica y ambiental, una planificación adecuada de la generación distribuida puede disminuir las pérdidas de energía, reducir la potencia requerida desde la subestación y postergar inversiones relacionadas con el reforzamiento de líneas y transformadores. Asimismo, permite aprovechar eficientemente la energía solar y reducir la dependencia de fuentes convencionales, contribuyendo a la transición hacia un sistema energético más sostenible. En consecuencia, el estudio proporciona una metodología aplicable a la planificación y operación de redes con alta penetración fotovoltaica, estableciendo criterios técnicos

para determinar cuánto, dónde y bajo qué condiciones puede incorporarse generación distribuida sin comprometer la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico (Mulenga et al., 2020; Nazih et al., 2025).

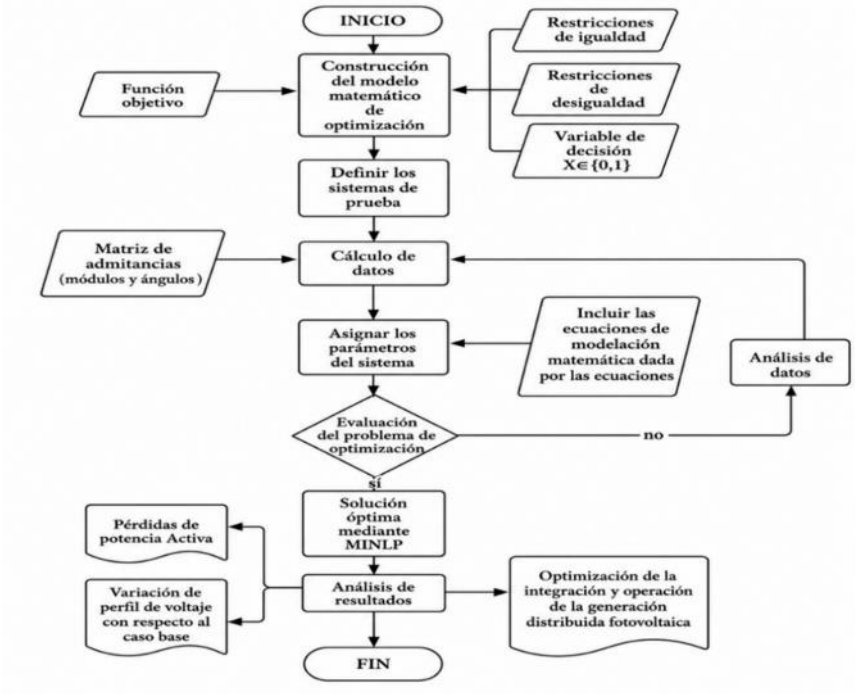
2. Materiales y Métodos

Esta investigación utilizó un enfoque cuantitativo y experimental basado en el modelado matemático y la simulación numérica. Se propuso una metodología de optimización técnica para la integración y el dimensionamiento de la generación distribuida en redes de distribución trifásicas desbalanceadas. Para facilitar la comprensión del proceso desarrollado, en la Figura 1 se presentó el diagrama de flujo de la metodología aplicada.

El procedimiento comenzó con la formulación del modelo matemático de optimización, que comprendió la definición de la función objetivo, las restricciones de igualdad y desigualdad y las variables de decisión. Posteriormente, se definió el sistema de prueba y se calcularon los parámetros eléctricos a partir de la matriz de admitancias. A continuación, se incorporaron las ecuaciones del modelo y se asignaron los parámetros necesarios para formular el problema de flujo óptimo de potencia. Una vez construido el modelo, se evaluaron su factibilidad y convergencia; cuando fue necesario, se ajustaron los datos y parámetros del sistema hasta obtener una solución válida. Finalmente, el problema se resolvió mediante un modelo de programación no lineal, obteniéndose la estrategia de operación de la generación distribuida fotovoltaica. Los resultados se analizaron mediante el perfil de tensión, las corrientes de línea y el factor de carga del transformador.

Figura 1.

Diagrama de flujo de la metodología de solución



Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

2.1. Formulación Matemática del Modelo OPF

El núcleo de esta metodología reside en la formulación de un problema de programación no lineal que modela la red trifásica desequilibrada. A diferencia de los modelos monofásicos equivalentes, esta metodología considera el acoplamiento entre fases y el desequilibrio de carga.

El objetivo principal consiste en minimizar las pérdidas de potencia activa en todas las líneas L y fases ϕ durante el horizonte temporal T. Se define como sigue:

$$Minimizar\ Z = \sum_{i \in T} * \sum_{l \in L} * \sum_{\phi \in \{a,b,c\}} P_{LOSS,l,\phi}(t)$$

Donde:

P_(LOSS,l,ϕ) (t): representa las perdidas óhmicas calculadas a partir de la caída de tensión y la corriente inyectada en cada conductor.

L: Es el conjunto de todas las líneas o tramos de red que conforman el sistema de distribución analizado en OpenDSS.

ϕ: Representa el conjunto de fases del sistema trifásico desbalanceado, donde ϕ∈{a,b,c}.

T: Es el horizonte temporal de la simulación, definido por el número de intervalos de tiempo (pasos de 60 minutos) durante un periodo de operación diaria.

t: Representa el índice de tiempo específico dentro del conjunto T para el cual se realiza la optimización de la inyección de la GD.

2.2. Restricciones de Flujo de Potencia

El modelo utiliza las ecuaciones de inyección de corriente en cada nodo i para asegurar el cumplimiento de las leyes de Kirchhoff. Para un sistema trifásico, la relación entre voltajes y corrientes se expresa mediante la matriz de admitancia de bus [Y_bus]:

$$I^{\phi}_{in\ j,i}(t) = \sum_{j \in N} * \sum_{k \in \{a,b,c\}} Y^{\phi k}_{ij} * V^{k}_{j}(t)$$

Los términos que integran la ecuación de flujo de potencia (3) son:

I_(in j,i)^ϕ (t): Fasor de corriente inyectada en el nodo i para la fase ϕ en el tiempo t.

V_j^k (t): Fasor de voltaje en el nodo j y fase k durante el instante t.

Y_ij^ϕk: Elemento de la matriz de admitancia de bus que representa la admitancia mutua o propia entre los nodos i y j para las fases ϕ y k.

N: Conjunto de todos los nodos o barras presentes en el sistema de distribución analizado.

2.3. Restricciones Operativas y de Seguridad

Para garantizar la integridad de la red, se imponen límites de desigualdad sobre las variables de estado:

- **Límites de Voltaje:** Se asegura que la magnitud del voltaje en cada barra se mantenga dentro del rango estatutario:

$$V_{min}^2 \leq \left(V_{re,i}^{\phi}\right)^2 + \left(V_{im,i}^{\phi}\right)^2 \leq V_{max}^2$$

Declaración de variables para la ecuación (4):

V_(re,i)^ϕ: componente real del fasor de voltaje en el nodo i para la fase ϕ.

V_(im,i)^ϕ: componente imaginaria del fasor de voltaje en el nodo i para la fase ϕ.

V_min: límite inferior de voltaje permitido, establecido en este estudio como 0,9 [pu].

V_max: límite superior de voltaje permitido, establecido en este estudio como 1,1 [pu].

Capacidad térmica de líneas: La corriente que circula por cada conductor no debe exceder su capacidad nominal 〖(I〗 _(rated,l)), multiplicada por un factor de seguridad (σ=0.9). Este límite se fundamenta en el balance térmico del conductor, donde el calentamiento por efecto Joule es proporcional a la potencia disipada.

$$Q_J = I_l^2 R_l(T)$$

siendo R_l (T) la resistencia del conductor a la temperatura de operación. Al aumentar la corriente, se incrementa la generación de calor, elevando la temperatura del conductor; por ello se impone la siguiente restricción:

$$\sqrt{\left(I_{re,l}^{\phi}\right)^2 + \left(I_{im,l}^{\phi}\right)^2} \leq \sigma * I_{rated,l}$$

Capacidad del Transformador: La potencia aparente total en el transformador de cabecera debe cumplir con:

$$\sqrt{(\Sigma P)^2 + (\Sigma Q)^2} \leq \sigma_T * S_{rated,Trans}$$

2.4. Modelo de la Generación Distribuida (Inversores PV)

La potencia inyectada por los sistemas fotovoltaicos está limitada por la irradiancia disponible P_avail y la capacidad nominal del inversor S_inv:

$$0 \leq P_{PV.i}(t) \leq P_{avail,i}(t)$$

Donde:

P_(PV.i) (t): es la potencia activa real inyectada por el sistema fotovoltaico en el nodo i durante el instante t.

P_(avail,i) (t): representa la potencia activa máxima disponible del recurso solar en el nodo i en el tiempo t, supeditada a las condiciones climáticas (irradiancia).

Q_(PV,i) (t): representa la potencia reactiva inyectada o absorbida por el inversor en el nodo i en el instante t (generalmente vinculada a la capacidad restante del inversor y el factor de potencia).

$$Q_{PV,i}(t)^2 + P_{PV.i}(t)^2 \leq S_{inv,i}^2$$

A demás, se impone una restricción de factor de potencia para permitir que el inversor actúe como compensador de reactiva dentro de un límite de cos〖(ϕ)≥0.95〗:

$$|Q_{PV.i}(t)| \leq P_{PV,i}(t) * tan\big(arcos(0.95)\big)$$

Por lo cual se considerará un inversor fotovoltaico trifásico conectado a la red con una eficiencia máxima del 98,5 %, factor de potencia ajustable entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo y capacidad para suministrar potencia reactiva. La potencia nominal del inversor se define en función de la capacidad óptima de generación distribuida obtenida mediante el algoritmo de optimización, considerando un sobredimensionamiento del 10 % para garantizar una operación segura, en la Tabla 1 se observa de una mejor manera todas las características del inversor.

Tabla 1.

Características del inversor

Característica	Valor considerado
Tipo de inversor	Trifásico conectado a red
Modo de operación	*Grid-following*
Potencia activa nominal del sistema PV	$100\ kW$
Potencia aparente nominal del inversor	$110\ kVA$
Factor de sobredimensionamiento	1,10
Factor de potencia permitido	$0{,}95\ inductivo\ a\ 0{,}95\ capacitivo$
Frecuencia nominal	$60\ Hz$
Eficiencia nominal	98 %
Control de potencia activa	Según irradiancia disponible
Control de potencia reactiva	Variable y determinado por el modelo OPF
Estrategia de control	Control (P-Q), factor de potencia y soporte de tensión
Distorsión armónica total de corriente	Menor o igual al 5 %
Resolución temporal de la simulación	$60\ minutos$
Conexión a la red	Directa o mediante transformador, según el nivel de tensión del alimentador
Protecciones consideradas	Sobretensión, subtensión, sobrefrecuencia, subfrecuencia, sobrecorriente y anti-isla

Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

Este modelo de inversor se emplea de forma uniforme en los sistemas IEEE de 13, 33 y 69 nodos, adaptando únicamente el transformador de acoplamiento al nivel de tensión correspondiente y este se puede observar en la Tabla 2.

3.5. Potencia nominal del inversor

La potencia del inversor no se fija, sino que depende del tamaño óptimo obtenido por el algoritmo de optimización.

Tabla 2.

Potencia del inversor en los diferentes sistemas nodales.

SISTEMA	Potencia del inversor
IEEE 13 nodos	Igual a la GD óptima
IEEE 33 nodos	Igual a la GD óptima
IEEE 69 nodos	Igual a la GD óptima

Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

En todos los casos se cumple lo que se muestra en ecuación la ecuación (10), de modo que el inversor siempre tenga un 10% de reserva.

$$S_{inv} = 1.1\sqrt{P_{DG}^2 + Q_{DG}^2}$$

Con el fin de garantizar la compatibilidad entre la tensión de salida del inversor fotovoltaico y el nivel de tensión de la red de distribución, se incorpora un transformador elevador de acoplamiento. Este elemento permite elevar la tensión de 400 V a la tensión nominal de la red (13,8 kV), en la Tabla 3 se muestra la relación de transformación respecto a los sistemas nodales, proporcionando además aislamiento eléctrico, seguridad operativa y una correcta representación de la impedancia de interconexión en el modelo de flujo de potencia. En consecuencia, el transformador se considera parte integral del sistema de generación distribuida y su modelado resulta indispensable para evaluar con precisión el impacto de la ubicación y dimensionamiento óptimos de la generación distribuida sobre el comportamiento de la red.

Tabla 3.

Relación de transformación de los sistemas nodales.

SISTEMA	TRANSFORMADOR
IEEE 13 nodos	0,4/13,8 kV
IEEE 33 nodos	0,4/13,8 kV
IEEE 69 nodos	0,4/13,8 kV

Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

Los sistemas IEEE de 13, 33 y 69 nodos se adaptaron para representar alimentadores de distribución de media tensión característicos del sistema eléctrico ecuatoriano. Para ello, se estableció una tensión base uniforme de 13,8 kV en los tres sistemas de prueba, conservando la topología original de cada red y modificando únicamente el nivel de tensión para adecuarlo a las condiciones de operación de las redes de distribución en Ecuador. En este contexto, la generación distribuida fotovoltaica se conecta a la red mediante un transformador trifásico de acoplamiento con una relación de transformación de 0,4/13,8 kV.

3. Resultados

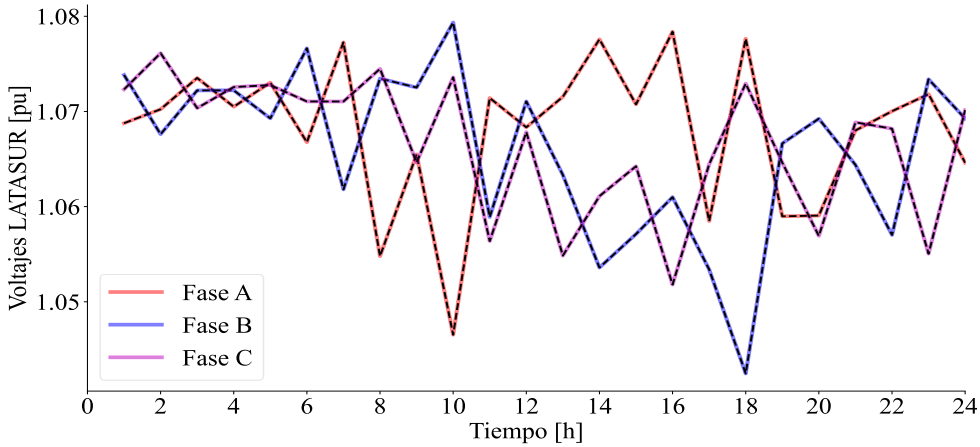
En esta sección se analiza el comportamiento de la red de distribución ante la integración masiva de GD, contrastando el estado inicial (0% inyección) frente al estado optimizado con la inyección en el 100% de los nodos.

3.1. Voltaje

La Figura 2 presenta el perfil temporal de tensión en el bus Alimentador (LATASUR) para el escenario de 0 % de penetración fotovoltaica. En ausencia de generación distribuida, el comportamiento del voltaje depende únicamente de la variación de la demanda, registrándose valores entre 1,04 y 1,08 p.u, dentro de los límites operativos de la red. Se observa un desbalance entre fases, siendo la fase B la que presenta la mayor caída de tensión, con un mínimo de 1,042 p.u alrededor de las 18:00 h, mientras que las fases A y C alcanzan aproximadamente 1,047 p.u y 1,052 p.u, respectivamente. Estas diferencias responden a la distribución no uniforme de las cargas y a las características eléctricas del alimentador, evidenciando una mayor sensibilidad del perfil de tensión durante los periodos de máxima demanda.

Figura 2.

Voltaje del alimentador con 0% de inyección.

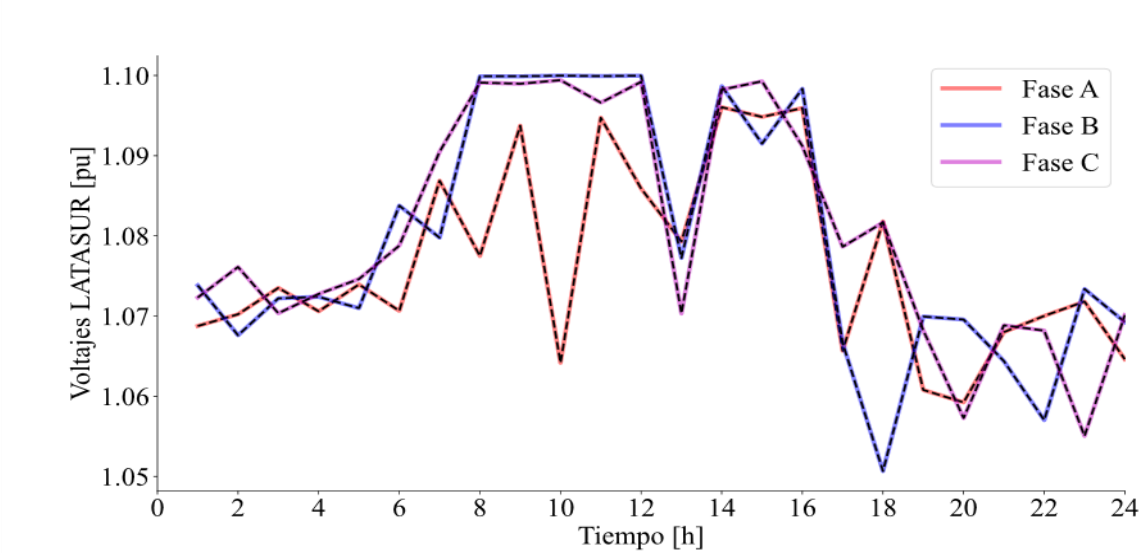


Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

En la Figura 3 se observa el perfil temporal de tensión en el Alimentador (LATASUR) para el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica. Se observa un incremento de la tensión durante el periodo de mayor irradiancia solar (08:00–16:00 h), alcanzando valores próximos a 1,10 p.u, principalmente en las fases B y C. Este comportamiento se atribuye a la inyección de potencia activa por parte de la generación fotovoltaica, la cual reduce el flujo de potencia desde la red principal y, en consecuencia, las caídas de tensión en el alimentador. No obstante, persisten ligeras diferencias entre fases, siendo la fase A la que presenta los menores niveles de tensión durante algunos intervalos, lo que evidencia la influencia del desbalance de carga y de las características eléctricas propias de la red de distribución.

Figura 3.

Voltaje del alimentador con 100% de inyección.



Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

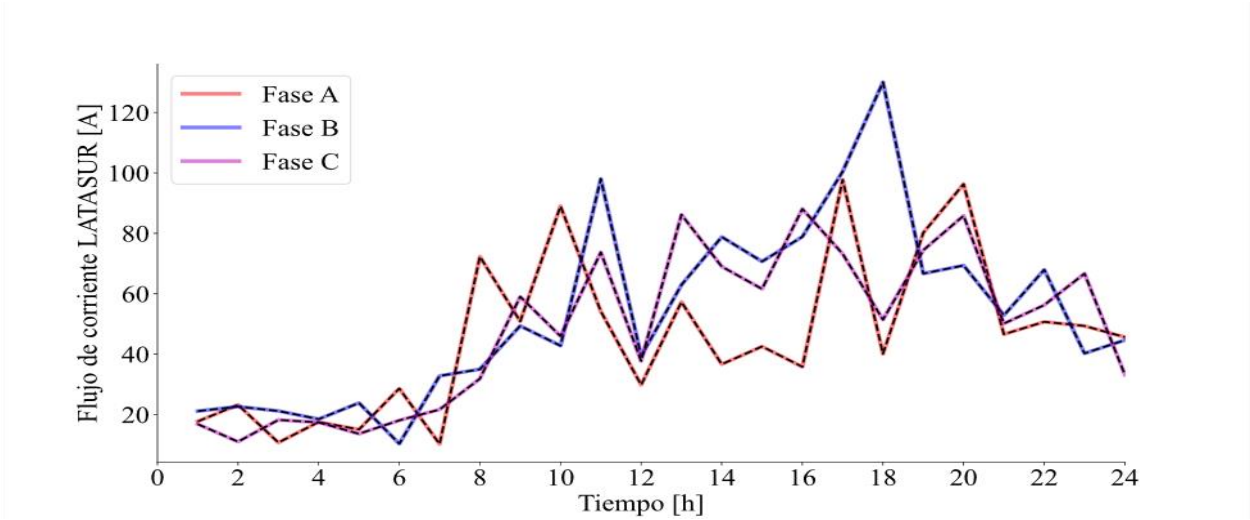
La comparación entre ambos escenarios demuestra que la penetración fotovoltaica del 100 % mejora el perfil de tensión durante las horas de mayor generación solar, elevando los niveles de voltaje respecto al caso base. Sin embargo, la operación se aproxima al límite superior de 1,10 p.u, evidenciando que la capacidad de alojamiento fotovoltaico está restringida por criterios de sobretensión. Estos resultados indican que el modelo OPF aprovecha el margen de regulación de tensión disponible para maximizar la integración de generación fotovoltaica sin infringir las restricciones operativas de la red.

3.2. Corriente

La Figura 4 describe la variación horaria de la corriente en el Alimentador (LATASUR), para el escenario de 0 % de penetración fotovoltaica. En ausencia de generación distribuida, la corriente suministrada por el alimentador sigue la variación de la demanda, registrando valores bajos durante la madrugada e incrementándose progresivamente hacia las horas de mayor consumo. Se observan diferencias entre las tres fases, con un comportamiento ligeramente desbalanceado y un valor máximo cercano a 130 A en la fase B alrededor de las 18:00 h. Estas variaciones responden a la distribución no uniforme de las cargas y a la dinámica de los flujos de potencia en el alimentador.

Figura 4.

Corriente del alimentador con 0% de inyección.

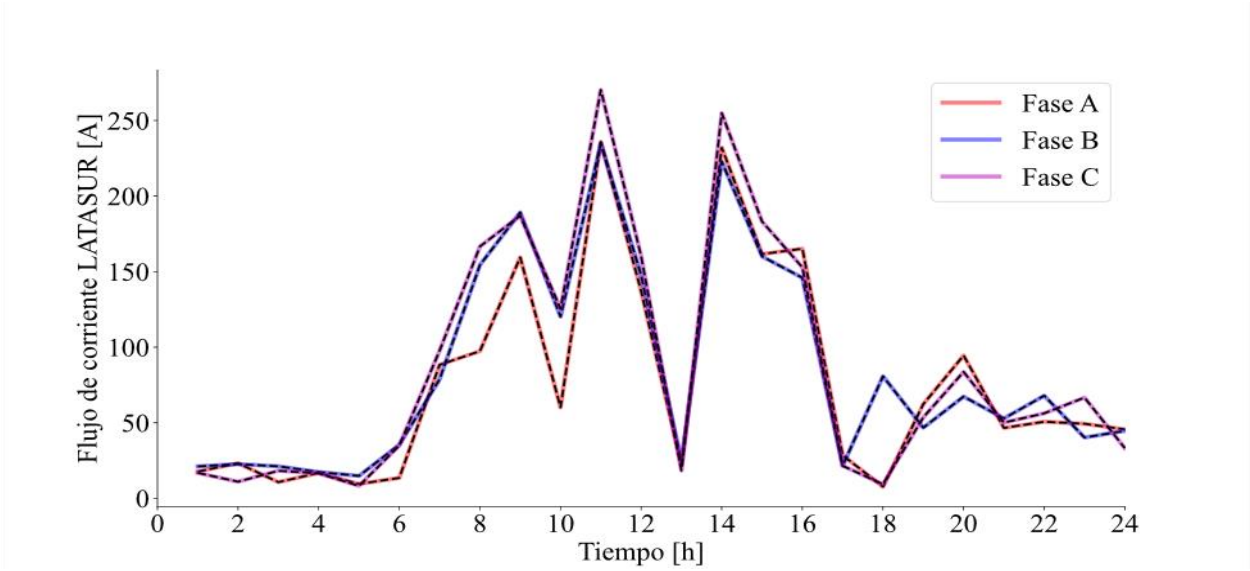


Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

En la Figura 5 se ilustra el perfil temporal de la corriente en el Alimentador (LATASUR) para el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica. Durante las horas de mayor generación solar (08:00–16:00 h) se observa un incremento significativo de la corriente, alcanzando valores máximos próximos a 270 A, principalmente en las fases B y C. Este comportamiento se debe a la elevada inyección de potencia activa desde los sistemas fotovoltaicos, que modifica la distribución de los flujos de corriente en el alimentador y aumenta la magnitud de la corriente circulante. Aunque las tres fases presentan una tendencia similar, persisten ligeras diferencias entre ellas, atribuibles al desbalance de carga y a las características eléctricas de la red.

Figura 5.

Corriente del alimentador con 100% de inyección.



Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

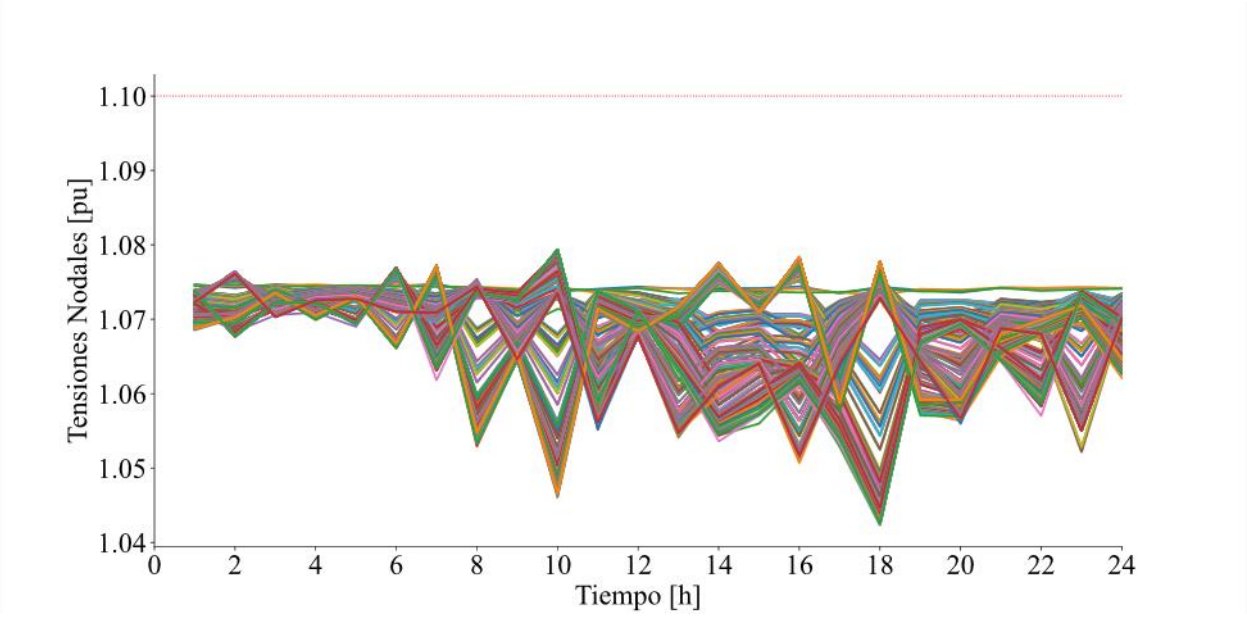
La comparación entre ambos escenarios evidencia que la penetración fotovoltaica del 100 % modifica significativamente el perfil de corriente del alimentador, incrementando su magnitud durante las horas de mayor irradiancia como consecuencia de la inyección de potencia activa. En contraste con el escenario base, donde la corriente está determinada únicamente por la demanda, la generación fotovoltaica redistribuye los flujos de potencia y produce mayores niveles de corriente en el punto de análisis. Estos resultados demuestran que, aunque la generación distribuida mejora el abastecimiento local de energía, también incrementa la exigencia sobre la capacidad de conducción del alimentador, por lo que las restricciones térmicas de líneas y equipos constituyen un criterio fundamental para determinar la capacidad de alojamiento fotovoltaico del sistema.

3.3. Tensiones nodales.

La Figura 6 muestra la evolución de las tensiones en la totalidad de los nodos del sistema para el escenario base de 0 % de penetración fotovoltaica. En ausencia de generación distribuida, los perfiles de tensión están determinados exclusivamente por la variación temporal de la demanda y por las características eléctricas del alimentador. Se observa una dispersión entre los voltajes nodales, atribuida al desbalance de carga y a las diferentes caídas de tensión a lo largo de la red. La condición más crítica se presenta alrededor de las 18:00 h, cuando varios nodos alcanzan valores mínimos próximos a 1,043 p.u, coincidiendo con el periodo de mayor demanda del sistema. A pesar de estas variaciones, todas las tensiones permanecen dentro de los límites operativos establecidos (1,04–1,10 p.u), por lo que no se evidencia la activación de la restricción superior de tensión ni condiciones de sobretensión en la red.

Figura 6.

Tensiones nodales con 0% de inyección.



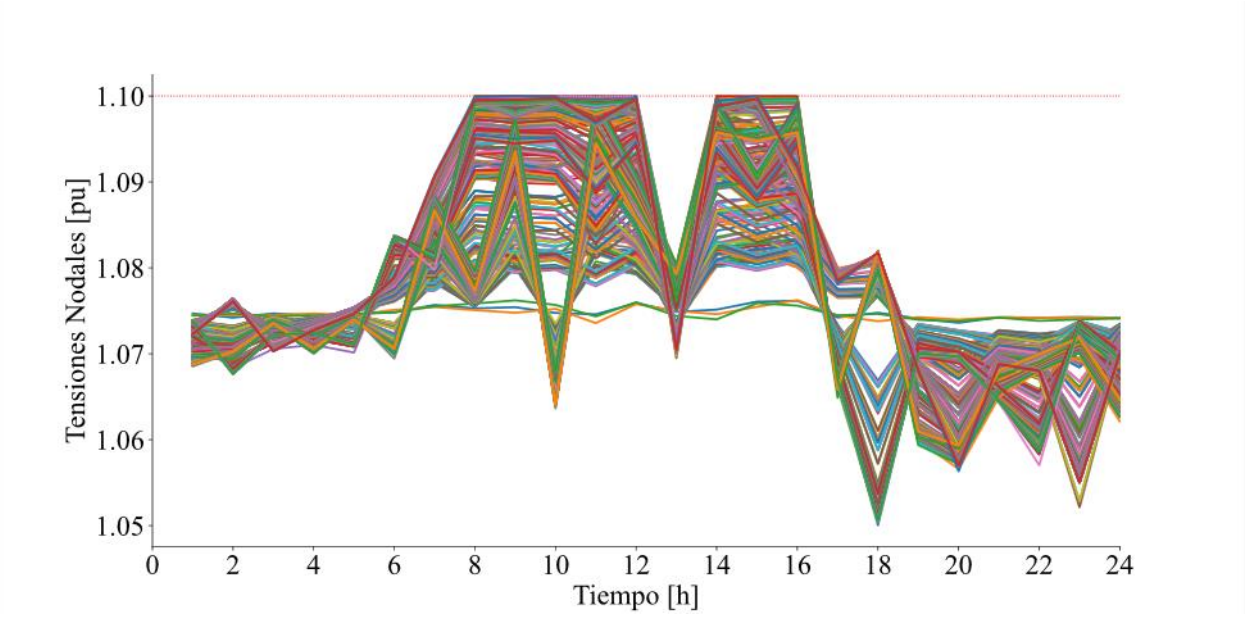
Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

La Figura 7 muestra la evolución de las tensiones en la totalidad de los nodos del sistema para el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica. Durante el periodo de

mayor irradiancia solar, comprendido aproximadamente entre las 08:00 y las 16:00 h, se observa un incremento generalizado de las tensiones nodales, alcanzando el límite superior de operación de 1,10 p.u en una gran parte de la red. El análisis de los resultados del OPF indica que aproximadamente el 92 % de los nodos permanece saturado en dicho límite durante este intervalo, evidenciando que la restricción de sobretensión constituye el principal factor limitante para la integración de generación fotovoltaica. Este comportamiento indica que el sistema ha alcanzado su Capacidad de Alojamiento bajo las restricciones operativas consideradas, ya que el algoritmo de optimización utiliza prácticamente todo el margen de regulación de tensión disponible para maximizar la inyección de potencia sin exceder los límites estatutarios. El 8 % restante corresponde principalmente a nodos con mayor demanda local o con características de impedancia que atenúan el incremento de tensión. Finalmente, a partir de las 17:00 h, la reducción de la irradiancia solar provoca una disminución progresiva de las tensiones nodales, registrándose los valores mínimos alrededor de las 18:00 h, cuando el incremento de la demanda coincide con la disminución de la generación fotovoltaica.

Figura 7.

Tensiones nodales con 100% de inyección.



Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

La comparación entre los escenarios de 0 % y 100 % de penetración fotovoltaica evidencia el efecto directo de la generación distribuida sobre los perfiles de tensión nodal. En el escenario base, las tensiones presentan una mayor dispersión y variabilidad temporal, determinada exclusivamente por la demanda del sistema, alcanzando los valores mínimos alrededor de las 18:00 h, aunque siempre dentro de los límites operativos. En contraste, con una penetración fotovoltaica del 100 %, la inyección de potencia durante las horas de mayor irradiancia incrementa significativamente los niveles de tensión, provocando que aproximadamente el 92 % de los nodos alcance el límite superior de 1,10 p.u. Este comportamiento demuestra que la restricción de sobretensión se convierte en el principal factor limitante para la integración de

generación fotovoltaica y evidencia que el sistema opera cercano a su Capacidad de Alojamiento. No obstante, una vez finaliza el periodo de generación solar, ambos escenarios convergen hacia un comportamiento similar, registrándose una disminución de las tensiones debido al incremento de la demanda y a la ausencia de generación fotovoltaica.

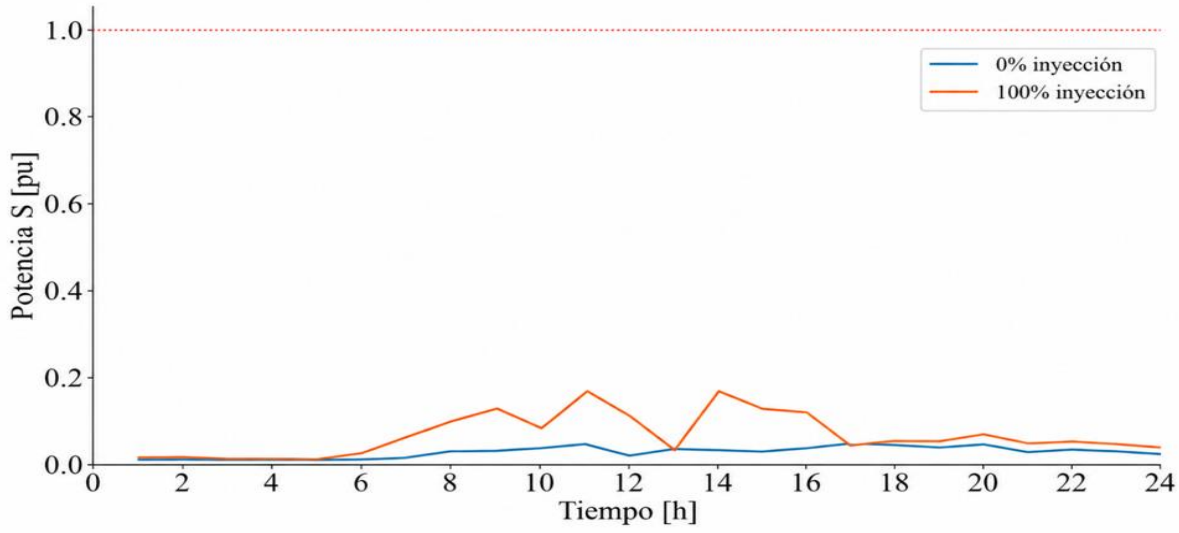
3.4. Potencia aparente

La Figura 8 presenta el factor de carga del transformador de distribución para el escenario de 0 % de penetración fotovoltaica. En ausencia de generación distribuida, la potencia aparente transferida desde la subestación permanece considerablemente por debajo de la capacidad nominal del transformador, registrando valores inferiores a 0,05 p.u durante todo el horizonte de simulación. La evolución temporal del perfil responde exclusivamente a la variabilidad de la demanda del alimentador, observándose ligeros incrementos durante los periodos de mayor consumo. Estos resultados evidencian que el transformador opera con un amplio margen de reserva térmica y sin restricciones asociadas a su capacidad de carga, descartándolo como un elemento limitante para la operación del sistema bajo el escenario base.

Para el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica, la carga del transformador aumenta durante el periodo de mayor disponibilidad del recurso solar (07:00–16:00 h), alcanzando valores máximos cercanos a 0,17 p.u. de su capacidad nominal. Este comportamiento refleja la redistribución de los flujos de potencia provocada por la elevada integración de generación fotovoltaica y la modificación del intercambio energético entre la red de distribución y la subestación. No obstante, el transformador continúa operando muy por debajo de su límite térmico, manteniendo un margen de capacidad superior al 80 %, lo que demuestra que su capacidad nominal no constituye una restricción para la integración de generación distribuida en el alimentador analizado.

Figura 8.

Comparación del factor de carga del transformador de distribución para los escenarios de 0 % y 100 % de penetración fotovoltaica.



Nota: Elaborado por Alexander Paucar, 2026

La comparación entre los escenarios de 0 % y 100 % de penetración fotovoltaica evidencia que la incorporación masiva de generación distribuida modifica el régimen de operación del transformador, incrementando la potencia aparente transferida durante las horas de máxima irradiancia como consecuencia de la redistribución de los flujos de potencia en la red. Sin embargo, incluso bajo el escenario de máxima penetración, el transformador opera con un nivel de carga inferior al 20 % de su capacidad nominal, manteniendo un amplio margen de operación desde el punto de vista térmico. Estos resultados indican que la capacidad del transformador no representa el factor limitante para la integración fotovoltaica, sino que las restricciones de regulación de tensión en los nodos del alimentador constituyen el criterio dominante que determina la Capacidad de Alojamiento del sistema.

4. Discusión

Los resultados muestran que la penetración fotovoltaica del 100 % permite incrementar el aprovechamiento de generación renovable y mejorar el perfil de tensión respecto al escenario base. Sin embargo, no representa necesariamente la mejor condición operativa de la red. Durante el periodo de máxima irradiancia, aproximadamente el 92 % de los nodos alcanzó el límite superior de 1,10 p.u., lo cual evidencia que la sobretensión constituye el principal factor limitante de la capacidad de alojamiento. Este comportamiento concuerda con estudios que identifican la regulación de tensión como una restricción crítica para integrar generación fotovoltaica en redes de distribución (Koirala et al., 2022; Mulenga et al., 2020; Nazih et al., 2025).

En comparación, Llango Guamushig y Velva Ortega (2020) mejoraron el voltaje mínimo del sistema de 13 nodos desde 0,981 p.u. hasta valores comprendidos entre 0,988 y 0,997 p.u. utilizando penetraciones del 30 %, 60 % y 70 %. Estos niveles moderados permitieron corregir las caídas de tensión sin alcanzar el límite superior. En cambio, la penetración del 100 % evaluada en el presente estudio elevó una gran parte de los nodos hasta 1,10 p.u. Por tanto, una mayor penetración no siempre implica una mejor condición técnica, ya que sus beneficios dependen de la ubicación, el dimensionamiento y el control de los sistemas fotovoltaicos.

La corriente máxima también aumentó aproximadamente de 130 A en el escenario base a 270 A con el 100 % de penetración. Este incremento se relaciona con la redistribución y posible inversión del flujo de potencia durante las horas de máxima generación solar. Aunque Llango Guamushig y Velva Ortega (2020) obtuvieron reducciones de pérdidas entre el 38,6 % y el 63,6 %, sus resultados fueron alcanzados mediante la ubicación y el dimensionamiento óptimos de hasta tres generadores distribuidos con penetraciones máximas del 70 %. Esta diferencia confirma que la incorporación masiva de generación fotovoltaica puede generar efectos distintos cuando la potencia inyectada supera la demanda local.

Por otra parte, el transformador de distribución operó por debajo del 20 % de su capacidad nominal incluso en el escenario de 100 % de penetración, por lo que no constituyó la principal restricción térmica del sistema. En consecuencia, la integración fotovoltaica estuvo limitada principalmente por la regulación de tensión y el incremento de las corrientes, antes que por la capacidad nominal del transformador.

En términos generales, el escenario del 100 % representa la máxima penetración evaluada, pero no puede considerarse automáticamente como el nivel óptimo ni como la condición más segura. Su implementación requiere una coordinación adecuada de la potencia activa y reactiva de los inversores para evitar sobretensiones y corrientes elevadas (IEEE, 2018; Karunarathne et al., 2021). Para determinar el nivel técnicamente óptimo sería necesario comparar escenarios intermedios, como 25 %, 50 % y 75 %, considerando simultáneamente las pérdidas, las tensiones, las corrientes y la utilización de los equipos.

5. Conclusiones

La metodología propuesta, basada en la integración de OpenDSS, Pyomo y el framework Open-DSOPF mediante el solver KNITRO, permitió resolver de manera eficiente un problema OPF para una red de distribución trifásica desbalanceada bajo un horizonte temporal de 24 horas. El modelo incorporó simultáneamente restricciones de balance de potencia, límites de tensión, capacidad térmica de líneas y transformadores, así como la operación de inversores fotovoltaicos con control de potencia activa y reactiva, demostrando que la arquitectura de co-simulación constituye una herramienta confiable para el análisis y la planificación de redes activas de distribución.

La integración de generación fotovoltaica incrementó significativamente el perfil de tensión durante las horas de mayor irradiancia y permitió maximizar la utilización del margen operativo disponible sin exceder el límite reglamentario de 1,10 p.u. El análisis de los perfiles nodales mostró que aproximadamente el 92 % de los nodos alcanzó dicho límite entre las 08:00 y las 16:00 h, evidenciando que la sobretensión constituye el principal factor que determina la Capacidad de Alojamiento del alimentador. Asimismo, la redistribución de los flujos de potencia modificó el comportamiento de las corrientes del sistema, confirmando que la coordinación entre la potencia activa y reactiva de los inversores resulta fundamental para mantener la operación dentro de los límites eléctricos establecidos.

El análisis conjunto de las tensiones, corrientes y factor de carga del transformador demostró que, incluso bajo el escenario de 100 % de penetración fotovoltaica, el transformador de distribución operó con un nivel de utilización inferior al 20 % de su capacidad nominal, manteniendo un amplio margen térmico durante todo el periodo de estudio. En consecuencia, los resultados indican que la capacidad del transformador no constituye la principal restricción para incrementar la penetración de generación distribuida, sino que la regulación de tensión en los nodos del alimentador representa el criterio dominante para definir el límite de integración fotovoltaica. Estos hallazgos validan la metodología propuesta como una herramienta de apoyo para la planificación y operación de redes de distribución, permitiendo evaluar de manera integral el impacto de la generación distribuida sobre el perfil de tensión, los flujos de corriente, la utilización de los equipos y la capacidad de alojamiento de la red.

Referencias Bibliográficas

Ayanlade, S. O., Ariyo, F. K., Jimoh, A., Akindeji, K. T., Adetunji, A. O., Ogunwole, E. I., & Owolabi, D. E. (2023). Optimal allocation of photovoltaic distributed generations in radial distribution networks. *Sustainability, 15*(18), 13933. https://doi.org/10.3390/su151813933

Ayalew, M., Khan, B., Giday, I., Mahela, O. P., Khosravy, M., Gupta, N., & Senjyu, T. (2022). Integration of renewable based distributed generation for distribution network expansion planning. *Energies, 15*(4), 1378. https://doi.org/10.3390/en15041378

Azad, S., Amiri, M. M., Heris, M. N., Mosallanejad, A., & Ameli, M. T. (2021). A novel analytical approach for optimal placement and sizing of distributed generations in radial electrical energy distribution systems. *Sustainability, 13*(18), 10224. https://doi.org/10.3390/su131810224

Bynum, M. L., Hackebeil, G. A., Hart, W. E., Laird, C. D., Nicholson, B. L., Siirola, J. D., Watson, J.-P., & Woodruff, D. L. (2021). *Pyomo—Optimization modeling in Python* (3rd ed.). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-030-68928-5

Dugan, R. C., & Montenegro, D. (2020). *The Open Distribution System Simulator—OpenDSS reference guide*. Electric Power Research Institute. https://opendss.epri.com/References4.html

Gallego Pareja, L. A., López-Lezama, J. M., & Gómez-Carmona, O. (2022). A mixed-integer linear programming model for the simultaneous optimal distribution network reconfiguration and optimal placement of distributed generation. *Energies, 15*(9), 3063. https://doi.org/10.3390/en15093063

Guerrero-Calero, J. M., Toaza-Iza, J. X., & Calero-Silva, M. S. (2024). Seguridad y confiabilidad en los sistemas eléctricos de infraestructuras digitales críticas. *Innova Science Journal, 2*(1), 58–72. https://doi.org/10.63618/omd/isj/v2/n1/33

Guerrero-Calero, J. M., Vera-Solórzano, D. R., Riofrío-Guevara, M. A., & Navarro-Saltos, G. E. (2023). Energías limpias y desarrollo sostenible: Una revisión sobre las tendencias y desafíos actuales. *Innova Science Journal, 1*(1), 38–50. https://doi.org/10.63618/omd/isj/v1/n1/9

Haider, W., Hassan, S. J. U., Mehdi, A., Hussain, A., Adjayeng, G. O. M., & Kim, C.-H. (2021). Voltage profile enhancement and loss minimization using optimal placement and sizing of distributed generation in reconfigured network. *Machines, 9*(1), 20. https://doi.org/10.3390/machines9010020

Huy, P. D., Ramachandaramurthy, V. K., Yong, J. Y., Tan, K. M., & Ekanayake, J. B. (2020). Optimal placement, sizing and power factor of distributed generation: A comprehensive study spanning from the planning stage to the operation stage. *Energy, 195*, 117011. https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117011

Huy, T. H. B., Vo, D. N., Truong, K. H., & Tran, T. V. (2023). Optimal distributed generation placement in radial distribution networks using enhanced search group algorithm. *IEEE Access, 11*, 103288–103305. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3316725

IEEE. (2018). *IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces (IEEE Std 1547-2018).* https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112

Iqbal, H., Stevenson, A., & Sarwat, A. I. (2025). Impact analysis and optimal placement of distributed energy resources in diverse distribution systems for grid congestion mitigation and performance enhancement. *Electronics, 14*(10), 1998. https://doi.org/10.3390/electronics14101998

Karunarathne, E., Pasupuleti, J., Ekanayake, J., & Almeida, D. (2021). The optimal placement and sizing of distributed generation in an active distribution network with several soft open points. *Energies, 14*(4), 1084. https://doi.org/10.3390/en14041084

Koirala, A., Suárez-Ramón, L., Mohamed, B., & Arboleya, P. (2020). Non-synthetic European low voltage test system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 118*, 105712. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105712

Koirala, A., Van Acker, T., D'hulst, R., & Van Hertem, D. (2022). Hosting capacity of photovoltaic systems in low voltage distribution systems: A benchmark of deterministic and stochastic approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 155*, 111899. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111899

Llango Guamushig, E. F., & Velva Ortega, N. E. (2020). *Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida (GD) en redes de distribución radial* [Proyecto de titulación, Universidad Técnica de Cotopaxi]. Repositorio Institucional de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Mulenga, E., Bollen, M. H. J., & Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 115*, 105445. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105445

Nazih, A., Abou El-Ela, A. A., & Ali, E. S. (2025). Maximizing hosting capacity of renewable energy sources in unbalanced distribution networks using multi-objective optimization approach. *Electric Power Systems Research, 242*, 111458. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2025.111458

Owosuhi, A., Hamam, Y., & Munda, J. (2024). A new framework for active loss reduction and voltage profile enhancement in a distributed generation-dominated radial distribution network. *Applied Sciences, 14*(3), 1077. https://doi.org/10.3390/app14031077

Pamuk, N., & Uzun, U. E. (2024). Optimal allocation of distributed generations and capacitor banks in distribution systems using arithmetic optimization algorithm. *Applied Sciences, 14*(2), 831. https://doi.org/10.3390/app14020831

Purlu, M., & Turkay, B. E. (2022). Optimal allocation of renewable distributed generations using heuristic methods to minimize annual energy losses and voltage deviation index. *IEEE Access, 10*, 21455–21474. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3153042

Salam, I. U., Yousif, M., Numan, M., Zeb, K., & Billah, M. (2023). Optimizing distributed generation placement and sizing in distribution systems: A multi-objective analysis of power losses, reliability, and operational constraints. *Energies, 16*(16), 5907. https://doi.org/10.3390/en16165907

AGRADECIMIENTOS (Opcional)

Agradezco profundamente a Dios por brindarme la fortaleza, sabiduría y perseverancia necesarias para culminar esta importante etapa de mi vida.

Expreso mi sincero agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi, así como a sus autoridades, docentes y personal administrativo de la carrera de Ingeniería en

Electricidad, por los conocimientos, la orientación y el apoyo brindados durante mi formación profesional.

De manera especial, agradezco a mi tutor, PhD. Secundino Marrero, por su dedicación, paciencia y valiosa orientación durante el desarrollo de este trabajo de titulación. Asimismo, expreso mi gratitud al Ing. Carlos Quinatoa por su colaboración, conocimientos y apoyo durante la realización de este proyecto.

A mi madre, Lourdes Lalaleo, por su amor incondicional, esfuerzo y apoyo constante; y a mi padre, Fausto Paucar, quien me acompaña desde el cielo y cuyas enseñanzas y valores permanecen siempre en mi vida. A mi hermana, Yesenia, y a mi hermano, Alexis, por su cariño, compañía y palabras de aliento. A mi enamorada, Jessica, por su comprensión, confianza y motivación durante este camino.

Finalmente, agradezco a todas las personas que contribuyeron directa o indirectamente al cumplimiento de esta meta. Este logro también les pertenece, porque su apoyo y confianza fueron fundamentales para culminar mi formación profesional.

CONFLICTO DE INTERESES

"Los autores declaran no tener ningún conflicto de intereses".