





Analysis of photovoltaic hosting capacity calculation in electrical distribution networks

Juan Isidro Coletto Lázaro, Student¹ , William Velásquez Mallqui, Student² ,
Joel Villavicencio Gastelu, Dr.³ , Angel E. Obispo Dr.⁴ 
^{1,4} Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú,
C23568@utp.edu.pe



Abstract— In recent years, a steady growth in the number of photovoltaic systems (SFV) in homes has been observed. The uncontrolled integration of these systems brings operational problems in the electrical distribution network, such as overvoltage. Therefore, it is important to determine the maximum amount of photovoltaic generation that can be connected to a distribution network without experiencing operational problems (hosting capacity). In this work, it is evaluated how different considerations in the development of photovoltaic integration influence the value of hosting capacity. For this purpose, three different distributions of the location of the SFVs are analyzed: (1) the SFVs are preferentially in nodes close to the source, (2) the SFVs are randomly distributed and (3) the SFVs are preferentially in the far nodes. to the source. The results showed that the voltage increases in case (1) are lower than those obtained in cases (2) and (3). The largest increases in tension were observed in case (3). For example, it was found that for a PV penetration level of 50%, the voltage increases were 49%, 58% and 69%, respectively. Concerning the hosting capacity, photovoltaic penetration values of 66.66%, 58.33% and 50% were obtained in cases (1), (2) and (3), respectively. Therefore, it was evident how the value of hosting capacity is influenced by the development of photovoltaic integration.

Keywords— Hosting capacity, photovoltaic integration, overvoltage, electrical distribution networks, residential photovoltaic generators.

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

Análisis del cálculo del hosting capacity de generadores fotovoltaicos en redes de distribución eléctrica

Juan Isidro Coletto Lázaro, Estudiante¹ , William Velásquez Mallqui, Estudiante² ,

Joel Villavicencio Gastelu, Dr.³ , Angel E. Obispo Dr.⁴ 

^{1,4} Universidad Tecnológica del Perú, Lima, Perú,

C23568@utp.edu.pe

Resumen: Durante los últimos años se ha observado un crecimiento sostenido del número de sistemas fotovoltaicos (SFV) en viviendas. La integración no controlada de estos sistemas trae problemas operacionales en la red eléctrica de distribución, tal como la sobretensión. Por tanto, es importante determinar la cantidad máxima de generación fotovoltaica que puede ser conectada en una red de distribución sin experimentar problemas operacionales (hosting capacity). En el presente trabajo, se evalúa como diferentes consideraciones en el desarrollo de la integración fotovoltaica influencia en el valor de hosting capacity. Para tal fin, se analizan tres distribuciones diferentes de la ubicación de los SFV: (1) los SFV están preferentemente en nodos cercanos a la fuente, (2) los SFV están distribuidos aleatoriamente y (3) los SFV están preferentemente en los nodos lejanos a la fuente. Los resultados mostraron que los aumentos de tensión en el caso (1) son menores a los obtenidos en los casos (2) y (3). Los mayores aumentos de tensión se observaron en el caso (3). Por ejemplo, se encontró que para un nivel de penetración fotovoltaico de 50%, los aumentos de tensión fueron 49%, 58% y 69%, respectivamente. En relación con el hosting capacity, se obtuvieron valores de penetración fotovoltaica de 66.66%, 58.33% y 50% en los casos (1), (2) y (3), respectivamente. Por tanto, se evidenció como el valor del hosting capacity es influenciado por el desarrollo de la integración fotovoltaica.

Palabras clave— Hosting capacity, integración fotovoltaica, sobretensión, redes eléctricas de distribución, generadores fotovoltaicos residenciales.

I. INTRODUCCIÓN

A. Contextualización y Planteamiento del Problema

El crecimiento de la generación fotovoltaica en diversos países del mundo ha marcado un avance significativo hacia una matriz energética sostenible [1]. Sin embargo, este cambio plantea desafíos para la calidad de energía de las redes eléctricas de distribución. La integración no controlada de sistemas fotovoltaicos (SFV) en redes de distribución puede resultar en problemas operacionales. La sobretensión es el principal problema técnico asociado a esta integración no controlada [2].

En este contexto, las concesionarias están interesadas en calcular, con la mayor precisión posible, la cantidad máxima de generación fotovoltaica que puede ser integrada en sus redes, sin violar algún límite operacional (hosting capacity) [2,3]. El cálculo del hosting capacity requiere el modelamiento del desarrollo de la integración fotovoltaica en la red eléctrica. Por tanto, se espera que diferentes consideraciones en el modelamiento de dicha integración resulten en diferentes valores de hosting capacity.

B. Revisión literaria

Uno de los primeros enfoques para evaluar el hosting capacity fue el enfoque determinístico. Este método, discutido en [3], implica el cálculo del hosting capacity mediante valores predefinidos para la generación de recursos energéticos distribuidos y consumo de carga. Se caracteriza por la ausencia de aleatoriedad en los cálculos y en la estimación del consumo de carga.

En trabajos posteriores, se ha empleado un enfoque estocástico para el cálculo del hosting capacity. En el enfoque estocástico se consideran las incertidumbres asociadas a factores que influyen el hosting capacity. Entre estos factores se tienen a la cantidad de usuarios con SFV, las ubicaciones y los tamaños de los SFV. El método más utilizado para tratar estas incertezas fue el método de simulación de Monte Carlo. Con ese método se generan diferentes escenarios de integración fotovoltaica, cada uno con un valor diferente de hosting capacity. Por tanto, en una siguiente etapa de cálculo, se aplican estadísticas como la media al conjunto de resultados obtenidos a fin de obtener un valor representativo del hosting capacity.

Por ejemplo, en [4] se realiza el cálculo del hosting capacity fotovoltaico en redes BT usando el método de simulación de Monte Carlo. En el cálculo se consideró la incertidumbre relacionada con las dimensiones y ubicaciones de los SFV, así como el impacto de la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía. Uno de los resultados destacó que la inclusión de almacenamiento mejora el hosting capacity. También se resaltó la importancia del uso de técnicas de control de tensión en los inversores fotovoltaicos para aumentar el valor del hosting capacity.

El estudio realizado en [5] indicó la importancia del uso de la información de la disponibilidad de área en los techos de domicilios para mejorar la estimativa de la potencia generada por los SFV durante el cálculo del hosting capacity en redes de baja tensión (BT). El método de simulación de Monte Carlo se utilizó para obtener valores de generación fotovoltaica y demanda a partir de sus respectivas curvas. En el caso de la demanda esas curvas fueron obtenidas de datos de medición. En el caso de la generación fotovoltaica se tuvo en cuenta el área disponible en los techos y diferentes ángulos de inclinación de los paneles. De esta forma, se espera obtener valores más precisos de hosting capacity de la red bajo estudio, pues se consideró el potencial fotovoltaico real que se tiene en los techos.

El hosting capacity también ha sido calculado bajo un enfoque estocástico teniendo como límite operacional a las pérdidas eléctricas en la red [6]. El método de simulación de

II. METODOLOGÍA

A. Datos de entrada

Características de la red de distribución eléctrica

Se debe tener en cuenta los parámetros de la red de distribución eléctrica, tales como la reactancia (X), resistencia (R) y datos geométricos.

Irradiancia solar y temperatura ambiente

Esta información es necesaria para calcular la potencia generada por los SFV, ya que la cantidad de energía producida está directamente relacionada con el nivel de irradiación solar. Datos de irradiancia solar pueden ser encontrados en [12, 13]. La temperatura afecta la eficiencia de conversión de energía de los paneles fotovoltaicos. Altas temperaturas reducen la eficiencia de conversión de energía [14].

Parámetros de los componentes del sistema fotovoltaico

Los parámetros eléctricos de un SFV determinan la cantidad y la eficiencia de la generación de energía eléctrica, tomando en cuenta la irradiancia solar. Entre estos parámetros tenemos a la potencia instalada de los paneles fotovoltaico y la eficiencia de conversión de los inversores.

Perfil de demanda eléctrica

Las curvas de la demanda se pueden obtener a partir de mediciones del consumo de energía en intervalos de tiempo específicos. Dependiendo del equipo utilizado y la necesidad de la resolución de los datos, la medición de la demanda puede ser recolectada en segundos, minutos u horas. En este trabajo se usan curvas residenciales típicas con resolución de 1 hora, los cuales están disponibles dentro del software DIGSILENT [15].

Curva de generación fotovoltaica

La curva de generación fotovoltaica se obtiene a partir de los datos de irradiancia solar, los parámetros de los componentes del SFV y un modelo matemático. En el presente trabajo se usa el software DIGSILENT [15] para obtener esta curva de generación a partir de datos de entrada especificados para la zona de estudio, tal como la irradiancia solar.

Límites operacionales de la red de distribución

El establecimiento y cumplimiento de los límites operacionales garantizan la calidad de la energía, así como una operación eficiente. Entre estos límites operacionales se encuentran el nivel de tensión, el desbalance de tensión y la sobrecarga de líneas y transformadores. En este trabajo sólo se toma en cuenta el nivel de tensión como límite operacional, porque es el límite más restrictivo a la hora de calcular el valor del hosting capacity [2].

B. Modelamiento del desarrollo de la integración de los SFV.

El modelamiento del desarrollo de la integración fotovoltaica en la red eléctrica se realiza considerando tres escenarios:

- **Escenario 1:** Los SFV se instalaron preferentemente en los nodos más cercanos a la fuente de alimentación.

Monte Carlo se utilizó para modelar la naturaleza aleatoria de la demanda. Los resultados indicaron que las pérdidas eléctricas en la red disminuyen hasta niveles de penetración fotovoltaica de 40%. Tales pérdidas son las mismas que en el caso base (sin presencia de SFV) para penetraciones entre 76%-87%. Aunque estos resultados son interesantes, es importante mencionar que usualmente la sobretensión en la red aparece para niveles de penetración más bajos.

En [7], se aborda el hosting capacity utilizando un método híbrido. Este método combinó los métodos determinísticos y las series de tiempo. Las series de tiempo fueron aplicadas en el modelamiento de las variaciones de demanda y de la potencia inyectada por los generadores fotovoltaicos. La curva de demanda se estimó siguiendo el método determinístico, teniendo en cuenta la disponibilidad de equipos de medición normalmente disponibles en redes de media tensión. Este enfoque híbrido se muestra como una herramienta prometedora y fácil de implementar por las concesionarias.

El hosting capacity fue calculado considerando dispositivos de regulación de tensión y modernos inversores fotovoltaicos. Según [8], un estudio en Finlandia usando el método Monte Carlo examinó factores técnicos que limitan la integración de SFV en redes balanceadas y desbalanceadas, y se evaluó el uso de OLTC para mejorar el hosting capacity.

Se han aplicado técnicas de optimización basadas en metaheurísticas para calcular el hosting capacity, con destacados avances en la eficacia de estos métodos. Por ejemplo, el estudio en [9] utilizó la metaheurística cazador-presa para minimizar pérdidas, mejorar el perfil de tensión y maximizar el hosting capacity, logrando mejoras significativas frente a otros métodos. De manera similar, en [10], se utilizó la metaheurística de enjambre de partículas, ajustando la curva de control Volt-VAR de inversores fotovoltaicos para optimizar el hosting capacity.

Métodos exactos de optimización se emplearon para determinar el hosting capacity, como se muestra en [11], donde se utilizó un modelo constructivo que genera soluciones secuenciales del hosting capacity, considerando restricciones reales para hallar la solución óptima sin resolver el modelo convexo, logrando resultados rápidos en redes cortas y eficacia en redes más extensas.

C. Contribución

Este trabajo permitió identificar como el desarrollo de la integración fotovoltaica en las viviendas de redes de BT influencia en el valor de su hosting capacity.

La ubicación de los SFV cercanos a la fuente de energía permite un valor de hosting capacity más alto. Contrariamente, ubicaciones de estos sistemas alejadas de la fuente resultan en un menor valor de hosting capacity.

La contribución anterior es interesante, sobre todo a nivel de media tensión, donde la instalación de generadores fotovoltaicos presenta una naturaleza más determinista y, por tanto, es posible tener un mayor control en el desarrollo de la integración fotovoltaica en la red eléctrica.

- **Escenario 2:** Los SFV se instalaron aleatoriamente en los nodos de la red bajo análisis.
- **Escenario 3:** Los SFV se instalaron preferentemente en los nodos más alejados de la fuente de alimentación.

La simulación del flujo de potencia en estos escenarios muestra cómo el desarrollo de la integración fotovoltaica influye en el hosting capacity.

C. Identificación del hosting capacity fotovoltaico.

En cada escenario se realizan incrementos graduales de penetración fotovoltaica para determinar el momento en el que se manifiesta la sobretensión en alguno de los nodos. Por ejemplo, en el escenario 1, el primer generador fotovoltaico se coloca en el nodo 1, el siguiente en el nodo 2, y así sucesivamente, hasta identificar cuando aparece la sobretensión. El último valor de penetración fotovoltaica para el cual no tuvo lugar la sobretensión representa el valor del hosting capacity de la red bajo estudio.

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La metodología propuesta fue aplicada en una red trifásica, 230 V, ubicada en Ica, Perú, cuya representación unifilar es mostrada en la Figura 1. El alimentador principal es de 16 mm² y una longitud de 671 m. Sus valores de resistencia y reactancia son de 1.1834 ohm/km y 0.0823 ohm/km, respectivamente.

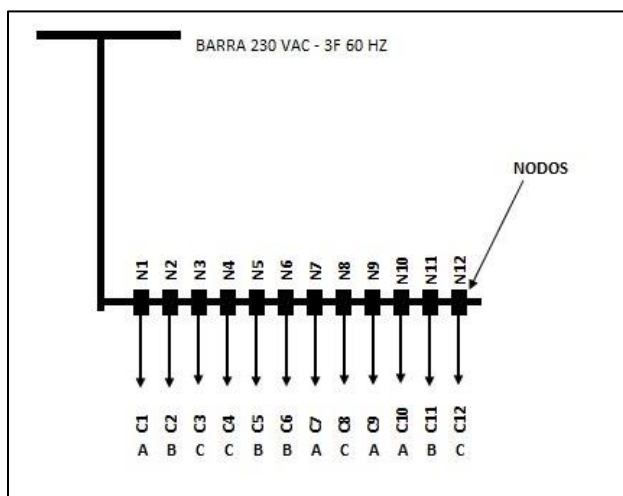


Fig. 1. Modelamiento de la red trifásica con 12 consumidores.

La red suministra energía a 12 consumidores residenciales monofásicos, cada uno caracterizado por tres curvas de demanda: A, B y C, las cuales se muestran en la Fig. 2. Las demandas de energía asociadas son de 65 kWh, 125 kWh y 300 kWh, respectivamente. Se destaca que, para las tres curvas, la demanda mínima se registra a las 4 h, mientras que la demanda máxima se alcanza a las 20 h.

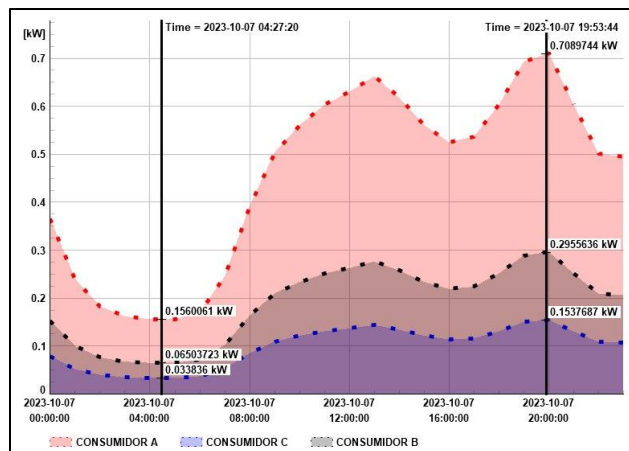


Fig. 2. Curva de demanda de 3 cargas típicas residenciales.

El departamento de Ica presenta uno de los niveles más altos de irradiación solar anual. La irradiancia solar máxima registrada presenta un máximo de 955 W/m² y tiene lugar al mediodía [16]. La Fig. 3 muestra la curva de generación del SFV de 1.44 kW considerado, el cual usa paneles fotovoltaicos policristalinos.

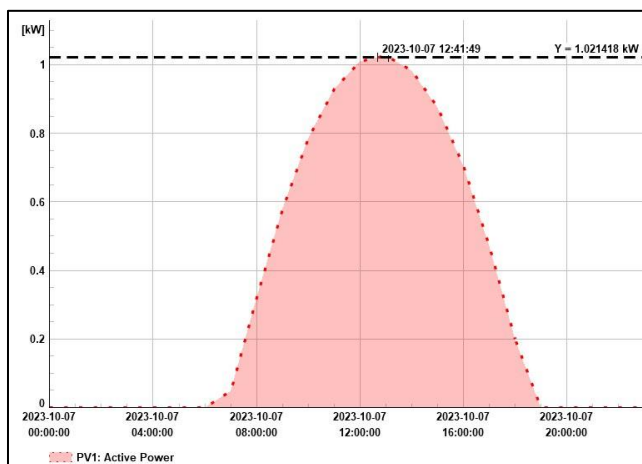


Fig. 3. Curva de generación fotovoltaica.

Se observa que la generación fotovoltaica tiene lugar desde las 6 h hasta las 19 h, presentando su pico a las 12 h.

A fin de tener una referencia de los cambios que produce la generación fotovoltaica en la red eléctrica, se definen dos casos de estudios:

- Caso base
- Caso SFV

El caso base no contempla la presencia de los SFV. Por el contrario, en el caso SFV se considera la presencia de los SFV. Se asume que todos los usuarios con SFV presentan la curva de generación mostrada en la Fig. 3. El desarrollo de integración fotovoltaica se modela siguiendo lo indicado en la Sección II-B.

A. Perfiles de tensión en el caso base

Debido a que la generación fotovoltaica tiene impacto durante la presencia de irradiancia solar en la zona de estudio (de 6 h a 19 h), los resultados de tensión en la red eléctrica se muestran durante ese periodo de tiempo.

En la Fig. 4 se presentan los perfiles de tensión correspondientes al caso base.

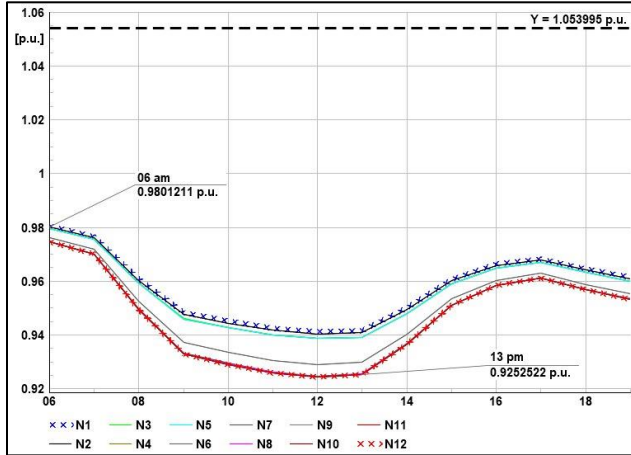


Fig. 4. Comportamiento de la red caso base.

Se observa que en el periodo de análisis (de 6 h a 19 h) no existen problemas de tensión en la red bajo estudio. La mayor caída de tensión se presenta a las 12 horas y ocurre en el nodo 12. La menor caída de tensión ocurre en el nodo 1 a las 3 horas respectivamente.

B. Perfiles de tensión en el caso SFV

En la Fig. 5 se presentan los perfiles de tensión correspondientes al escenario de SFV, con una penetración fotovoltaica del 50% distribuidos de manera aleatoria en la red bajo estudio.

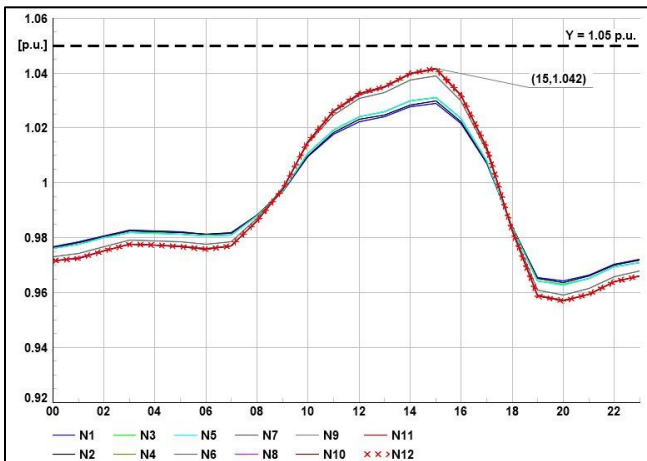


Fig. 5. Comportamiento con integración SFV de 50%.

En relación con el caso base, se evidencia un notable incremento de la tensión a las 15 h. Es importante mencionar

que formas de curvas de tensión análogos se registraron para otros niveles de penetración fotovoltaica, sin embargo, por limitaciones de espacio, no se detallan en esta sección.

C. Identificación del hosting capacity

En base al resultado de la Sección III-B, el análisis del hosting capacity se centra en el análisis de las tensiones en los nodos a las 15 h. La Fig. 6, muestra las sobretensiones en los nodos a las 15 h para un nivel de penetración de 25%, 50%, 75%.

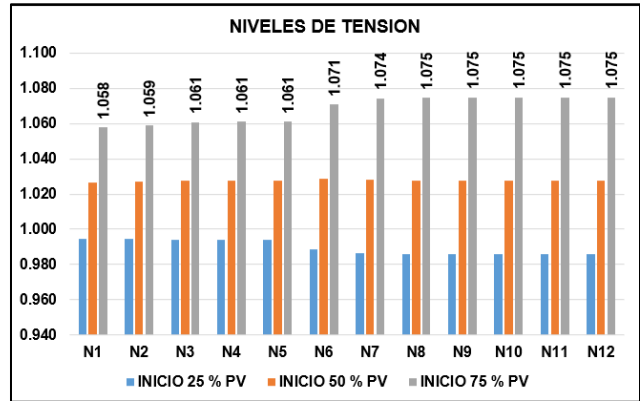


Fig. 6. Comportamiento con integración SFV.

Se observa que al integrar 75% de generación fotovoltaico en la red se presenta sobretensiones en todos los nodos. Por tanto, el análisis de la integración fotovoltaica se realiza en el caso SFV debajo de ese porcentaje de penetración fotovoltaica.

Caso SFV en el Escenario 1

En este escenario se integran los generadores fotovoltaicos residenciales de forma secuencial en los nodos cercanos a la fuente. La Fig. 7 muestra la distribución de los SFV en la red eléctrica para el cual se encontró el hosting capacity.

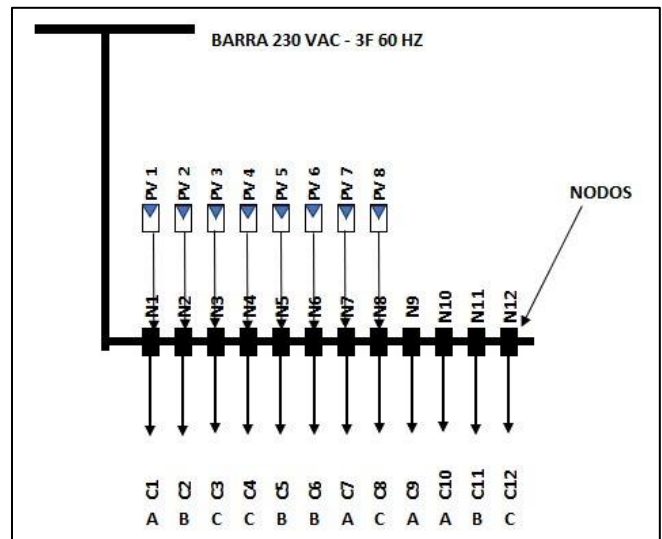


Fig.7. Integración de generadores cercanos a la fuente.

La Fig. 8 muestra los perfiles de tensión en los nodos para el valor de hosting capacity encontrado. Esto ocurrió cuando se ubicaron un total de 8 generadores fotovoltaicos. La tensión máxima encontrada fue de 1.05 pu y ocurrió en el nodo 12 a las 15 h en un día laborable. Por tanto, el hosting capacity en el escenario 1 es de 8 generadores fotovoltaicos, el cual corresponde a una penetración fotovoltaica de 66.7 %.

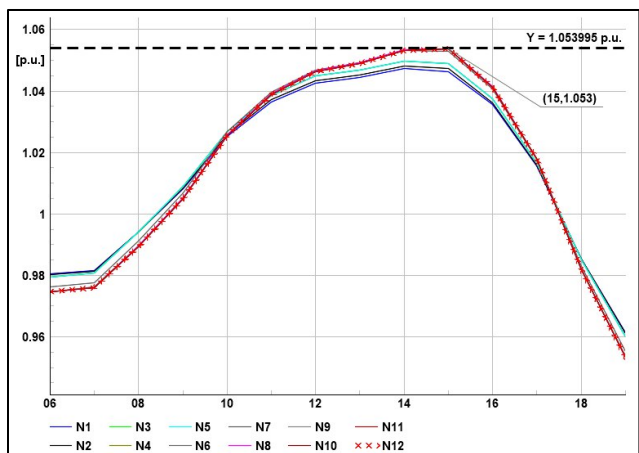


Fig. 8. Comportamiento de la tensión de generadores fotovoltaico al inicio.

Caso SFV en el Escenario 2

En este escenario, los generadores fotovoltaicos se integran aleatoriamente en los nodos de la red. La Fig. 9 muestra la distribución aleatoria de los SFV en la red eléctrica para el cual se encontró el hosting capacity.

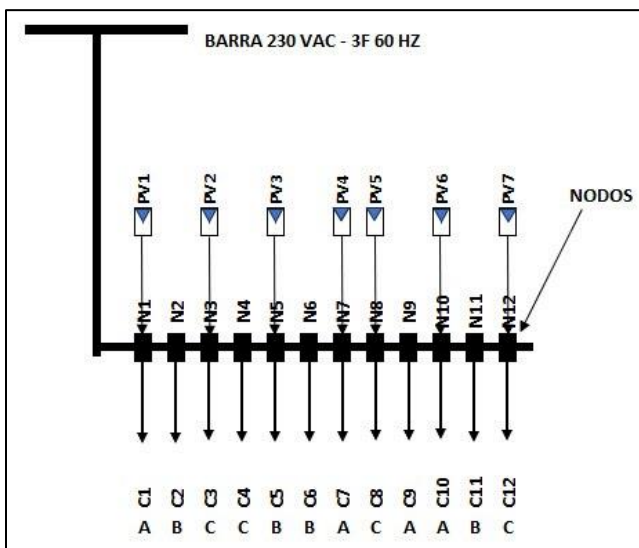


Fig.9. Integración de generadores fotovoltaicos aleatoriamente.

La Fig. 10 muestra los perfiles de tensión en los nodos para el valor de hosting capacity encontrado. Se observó que un total de 7 generadores fotovoltaicos resultan en una tensión máxima de 1.04 pu a las 15 h, en un día laborable, en el nodo 12. Por

tanto, el hosting capacity en el escenario 2 es de 7 generadores fotovoltaicos, el cual corresponde a una penetración fotovoltaica de 58.3 %.

Este enfoque de integración aleatoria es importante para comprender cómo la distribución no planificada de fuentes de energía renovable puede afectar la infraestructura eléctrica existente y cuál es el límite de esta integración antes de que se requieran modificaciones o mejoras en la red.

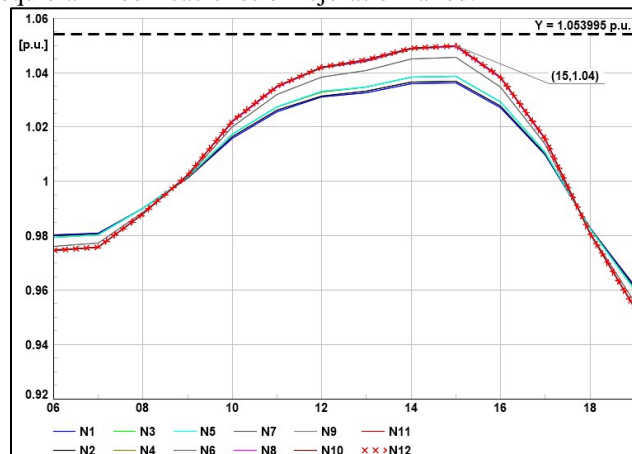


Fig. 10. Comportamiento de la tensión de generadores fotovoltaicos aleatoriamente.

Caso SFV en el Escenario 3

En el Escenario 3, se integran secuencialmente los generadores fotovoltaicos residenciales en los nodos más alejados de la fuente de alimentación. Este método busca entender cómo afecta la distancia de la fuente al hosting capacity de la red. La Fig. 11 muestra esta distribución secuencial de SFV, evidenciando cómo se determinó el hosting capacity para este escenario.

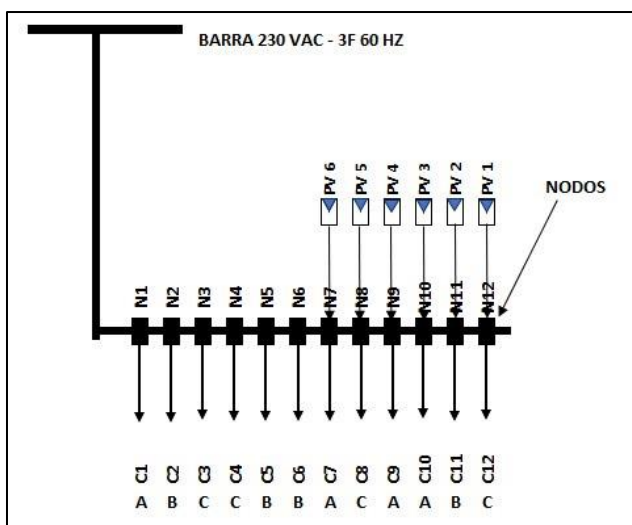


Fig. 11. Integración de generadores fotovoltaicos alejados de la red.

Se observó que un total de 6 generadores fotovoltaicos resultan en una tensión máxima de 1.04 pu en el nodo 12. Esto

ocurrió a las 15 h, en un día laborable, tal como se muestra en la Fig. 12. Por tanto, el hosting capacity en el escenario 3 es de 6 generadores fotovoltaicos, el cual corresponde a una penetración fotovoltaica de 50 %.

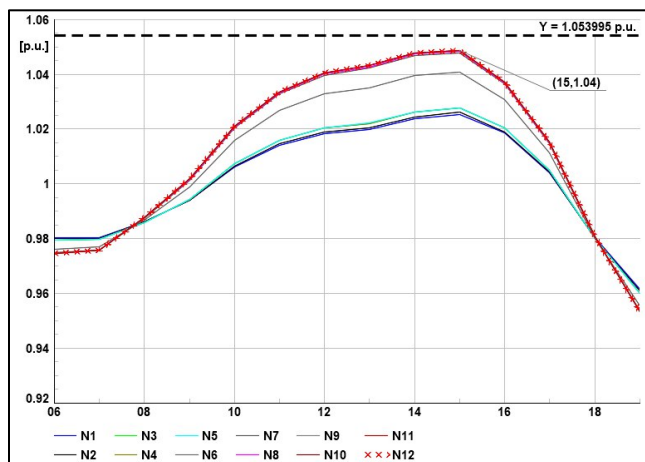


Fig.12. Comportamiento de la tensión de generadores fotovoltaico al final.

IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se analizó como el desarrollo de la integración fotovoltaica en la red eléctrica influencia el valor del hosting capacity.

Se consideró una red con usuarios residenciales con tres tipos de curvas de demandas. A fin de tener en cuenta la variabilidad de la demanda y la generación fotovoltaica, las simulaciones se realizaron con resolución de 1 hora. Se observó que las sobretensiones tienen relación directa con el nivel de penetración fotovoltaica. De acuerdo con los resultados se alcanzaron las siguientes conclusiones.

- Para reducir el esfuerzo computacional, durante el cálculo del hosting capacity fotovoltaico sólo es necesario considerar el análisis en las horas con presencia de sol.
- Los nodos más alejados de la fuente de alimentación son más sensibles al aumento de tensión causado por la generación fotovoltaica. Por el contrario, los nodos más alejados son menos sensibles a estos aumentos de tensión.
- En el caso de estudio, el hosting capacity resultó en 67% de penetración fotovoltaica cuando los generadores fotovoltaicos se integran preferencialmente cerca a la fuente de alimentación. Por el contrario, cuando tales generadores se ubican mayoritariamente en los nodos más alejados, el hosting capacity se reduce al 50%. Finalmente, cuando los generadores fotovoltaicos se integran de forma aleatoria, el hosting capacity fotovoltaico resultante es de 58%.

REFERENCIAS

[1] REN21. 2023. Renewables 2023 Global Status Report Collection, Renewables in Energy Systems & Infrastructure (Paris: REN21 Secretariat).

[2] R. Torquato, D. Salles, C. Oriente Pereira, P. C. M. Meira y W. Freitas, "A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on

Low-Voltage Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 2, pp. 1002–1012, April 2018

[3] M. Z. Ul Abideen, O. Ellabanz, L. Al Fagih, "A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation", *Energies*, pp. 2-20, May 2020.

[4] J. V. Gastelu, J. B. Leite and J. D. M. Trujillo, "Stochastic Analysis of Hosting Capacity in Low-Voltage Networks with PV-plus-Storage Systems," *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, Montevideo, pp. 1-6, September 2020.

[5] M. Grabner, A. Souvent, N. Suljanovic, A. Kosir, B. Blasic, "Probabilistic Methodology for Calculating PV Hosting Capacity in LV Networks Using Actual Building Roof Data", *Energies*, vol. 12, pp. 1-15, October 2109.

[6] S. Fatima, V. Puvi, A. Arshad, M. Pourakbari, M. Lehtonen, "Comparison of economic and technical photovoltaic hosting capacity limits in distribution networks", *Energies*, vol. 14(9), pp. 3-23, April 2021.

[7] E. J. Lima, L. C. Gomes, "Hosting Capacity Calculation Deploying a Hybrid Methodology: A Case Study Concerning the Intermittent Nature of Photovoltaic Distributed Generation and the Variable Nature of Energy Consumption in a Medium Voltage Distribution Network", *Energies*, vol. 15(3), pp. 3-13, February 2022.

[8] A. Arshad, M. Lindner, M. Lehtonen, "An Analysis of Photovoltaic Hosting Capacity in Finnish Low Voltage Distribution Networks", *Energies*, vol. 10, pp.2-13, October 2017.

[9] S.R. Inkollu, G.V.P. Anjaneyulu, N. C. Kotaiah, C. H. N. Kuamari, "An Application of Hunter-Prey Optimization for Maximizing Photovoltaic Hosting Capacity Along with Multi-Objective Optimization in Radial Distribution Network", *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 575-584, May 2022.

[10] B. Jaramillo, S. Zambrano, J. F. Franco, J. B. Leite, "Simulation-based optimization framework to increase distribution system photovoltaic hosting capacity through optimal settings of smart inverter Volt-VAR control function", *Electric Power Systems Research*, vol. 2015, February 2023.

[11] J. Yuan, Y. Weng, C. Tan, "Determining maximum hosting capacity for PV systems in distribution grids", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol.135, pp. 142-615, February 2022.

[12] SOLARGIS, "Solar resource maps and GIS data for 200+ countries | Solargis." <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download> (accessed Apr. 14, 2022).

[13] N. National Renewable Energy Laboratory, "Home - System Advisor Model (SAM)." <https://sam.nrel.gov/> (accessed Apr. 14, 2022).

[14] V. Pouleka, T. Matuška, M. Libra, E. Kachalouski, J. Sedláček "Influence of increased temperature on energy production of roof integrated PV panels", *Energy & Buildings*, vol. 1, pp. 418-425, Enero 2018

[15] DiGSILENT PowerFactory 2021 Novedades. Disponible en línea: <https://www.digsilent.de/en/downloads.html> (consultado el 20 de octubre de 2023).

[16] Radiación solar (2023, octubre), Disponible [://www.radiacionsolar.es/ica.html](http://www.radiacionsolar.es/ica.html).