



# LOCALIZACIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS EN REDES ELÉCTRICAS RURALES-URBANAS MARGINALES CONSIDERANDO EL ÍNDICE DE PREDICCIÓN DE COLAPSO DE TENSIÓN

## LOCATION OF DISTRIBUTED RESOURCES IN RURAL-URBAN MARGINAL POWER GRIDS CONSIDERING THE VOLTAGE COLLAPSE PREDICTION INDEX

Anabel Lemus<sup>1</sup> , Diego Carrión<sup>2,\*</sup> , Eduar Aguirre<sup>3</sup> , Jorge W. González<sup>4</sup>

Recibido: 01-06-2022, Recibido tras revisión: 20-06-2022, Aceptado: 22-06-2022, Publicado: 01-07-2022

### Resumen

Esta investigación se centra en la localización georreferenciada de los recursos distribuidos, concretamente en la inyección de potencia activa a través de la generación distribuida. Se tomó como caso de estudio un alimentador marginal rural-urbano de una empresa distribuidora de Ecuador con información georreferenciada, que cuenta con un enlace primario trifásico a media tensión y varios ramales monofásicos a media tensión de gran longitud, para abastecer a usuarios alejados de la red de la empresa local. En consecuencia, para analizar el comportamiento de la red eléctrica, se utilizó el software Cymdist para realizar simulaciones en estado estacionario con y sin la inserción de generación distribuida. Para la ubicación de la generación distribuida, se empleó el índice de predicción de colapso de voltaje como técnica para cuantificar e identificar problemas en los nodos de la red. Además, a partir de la metodología propuesta, se obtuvo la georreferenciación idónea de los sitios donde es necesario inyectar potencia activa para mejorar los perfiles de tensión y reducir el índice de predicción de colapso de voltaje.

**Keywords:** Distributed generation, Voltage collapse prediction index, Distributed resources, Electric power systems

### Abstract

This research focuses on the georeferenced location of distributed resources, specifically in the injection of active power through distributed generation. A rural-urban marginal feeder of a distribution company in Ecuador with georeferenced information was taken as a case study, which has a medium voltage three-phase primary link and several medium voltage one-phase branches of great length to supply users located far from the local company's network. Consequently, to analyze the behavior of the electrical network, the Cymdist software was used to perform simulations in steady state without and with the insertion of distributed generation. For the location of distributed generation, the voltage collapse prediction index was used as a technique to quantify and identify problems in the network nodes. Moreover, based on the proposed methodology, it was obtained the suitable georeferencing of the sites where it is necessary to inject active power to improve the voltage profiles and reduce the voltage collapse prediction index.

**Palabras clave:** generación distribuida, índice de predicción de colapso de voltaje, recursos distribuidos, sistemas eléctricos de potencia

<sup>1</sup> Master program of bussines administrator, Indiana Tech University, Fort Wayne - Indiana - USA.

<sup>2,\*</sup>Electrical Engineering Department, Universidad Politécnica Salesiana, Quito - Ecuador.

Autor para Correspondencia ✉: [dcarrion@ups.edu.ec](mailto:dcarrion@ups.edu.ec)

<sup>3</sup>Electrical Engineering Department, Universidad Don Bosco, San Salvador - El Salvador.

<sup>4</sup>Electrical Engineering Department, Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín - Colombia.

Forma sugerida de citación: Lemus, A.; Carrión, D.; Aguirre, E. y González, J. W. "Localización de recursos distribuidos en redes eléctricas rurales-urbanas marginales considerando el índice de predicción de colapso de tensión," *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología*, N.º 28, pp. 25-33, 2022. DOI: <https://doi.org/10.17163/ings.n28.2022.02>.

## 1. Introducción

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) buscan optimizar recursos renovables no convencionales, y por esto muchos de ellos han comenzado a cambiar la matriz energética, apostando a solar fotovoltaica, solar térmica de baja y alta entalpía, eólica on-shore y off-shore y plantas geotérmicas de potencia. Estas plantas de generación han incorporado nuevas variables en los procesos de decisión y optimización de la operación y despacho de energía [1,2].

La ventaja de este tipo de solución es que es posible reducir las pérdidas en los sistemas de transmisión eléctrica y, por tanto, puede asegurarse que el sistema de potencia es eficiente. La presencia de generación distribuida (GD) plantea nuevos retos en la gestión y operación de redes eléctricas. A la fecha, esto representa cerca del 20 % de la generación total en algunos sistemas de potencia, y esta cifra está aumentando gradualmente en función de las políticas energéticas de cada región. Un ejemplo de este cambio puede verse en Europa, con un sistema de energía con menor dependencia en recursos no renovables, con la introducción de políticas de reducción de emisiones que impactan significativamente los mercados eléctricos [3–6].

Otra solución a este problema es la inserción de recursos distribuidos de energía (RDE), que también se han incrementado en el planeta, buscando así un sistema de energía sustentable con menores problemas ambientales y mayor eficiencia energética. Por lo tanto, se han generado conceptos de gestión de DER, y se han creado plantas virtuales de potencia (PVP). Una PVP es un actor individual en el mercado eléctrico que consta de varios RDE. Dentro de este nuevo concepto, los propietarios de PVP pueden acceder al mercado eléctrico mientras compensan el déficit de potencia debido a la intermitencia en las fuentes de energía eólica y solar, acompañado por la incertidumbre en el comportamiento de la demanda [7–9].

Con el aumento en la penetración de RDE en la red eléctrica, se requiere mayor flexibilidad del lado del consumidor. La flexibilidad en los RDE desplegados en una red de distribución puede convertirse en un atractivo activo para ser comercializado en mercados de electricidad. Una PVP puede proporcionar una respuesta a la demanda de un agregador operando en el mercado. Sin embargo, esta flexibilidad puede estar sujeta al comportamiento del usuario, y a regulaciones locales en el sector residencial [10].

En la actualidad, el principio de operación de las PVP está basado en la respuesta a la demanda (RD), la técnica más ampliamente utilizada e investigada. Por lo tanto, la gestión de carga comercial e industrial y la generación distribuida son el foco principal de estos estudios. Varios factores definen los modelos de negocio bajo los cuales operan las PVP, tales como el método de financiamiento (mercado o incentivos), mercado

objetivo (servicios del sistema, gestión de desequilibrio, el día siguiente, durante el día, mercado de balance), factor de motivación (estructura de precios, aspectos ambientales, aspectos del sistema), tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial y alumbrado público), características de consumo (capacidad de respuesta, capacidad, confiabilidad, frecuencia, duración), características de la GD (recurso primario, capacidad de respuesta, capacidad, confiabilidad, frecuencia, duración), tipo de activación (tiempo de respuesta, duración, cambios, capacidad) y modo de control (manual, semiautomático o automático) [11,12].

En general, las PVP pueden responder a dos tipos de mercado: mercados marginales, donde todos los generadores reciben el mismo precio que corresponde al precio marginal de despacho más alto, y mercados pague-por-oferta, donde los PVP reciben un precio ofrecido por ellos. La administración de la operación de los SEP depende de los estudios de flujo de potencia (FP) con técnicas de optimización y simulación. Los flujos de potencia óptimos DC (FPO-DC) y AC (FPO-AC) son las técnicas más comúnmente empleadas para la optimización del flujo de potencia. Por otra parte, para la simulación se tienen softwares especializados tales como Digsilent Power Factory y Cymdist, lo cual permite la implementación de estudios georreferenciados de flujo de potencia, a partir de los cuales pueden obtenerse los diferentes parámetros eléctricos como voltaje de nodo, ángulo, flujos de potencia activa y reactiva, despacho de generación y factor de potencia [13,14].

La mayoría de los estudios se han enfocado en estudiar los RDE en redes de distribución urbanas, donde se concentra la carga, y los beneficios se obtienen al establecer un balance técnico-económico. Sin embargo, los estudios son escasos para redes de distribución urbanas marginales, por lo que esta investigación se enfoca en identificar el punto de conexión de un RDE según técnicas de simulación en un sistema de distribución rural georreferenciado [15–17].

A través de los resultados obtenidos de la simulación, se determina el índice de predicción de colapso de voltaje (IPCV) en cada nodo. Los nodos en los que el índice es cercano a 1 se convierten en nodos candidatos para ubicar un RDE, de manera que los puntos de conexión de los RDE se determinan posteriormente a través de la metodología heurística propuesta. Para este propósito, se verifican el perfil de voltaje, la reducción de pérdidas, y la mejora en el factor de potencia. La Figura 1 muestra la conceptualización de las ideas planteadas en esta investigación.

El artículo está organizado de la siguiente manera: la sección 2 se refiere a los conceptos relacionados con recursos distribuidos, la sección 3 define el problema y los casos de estudio, la sección 4 analiza los resultados, y la sección 5 presenta las conclusiones principales.

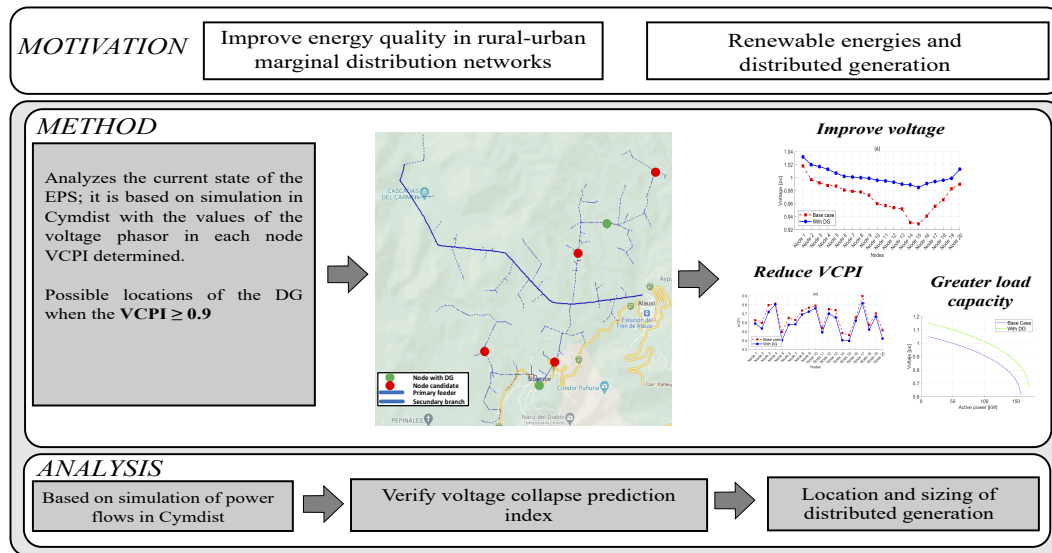


Figura 1. Conceptualización de la investigación

### 1.1. Trabajos relacionados

Una de las alternativas disponibles en SEP actuales para aliviar la congestión en las redes de distribución y transmisión son los recursos distribuidos de energía (RDE), un conjunto de tecnologías que pueden ser desplegadas en la red eléctrica. Entre estos está la generación distribuida, que busca generar electricidad muy cerca de los puntos de consumo. Otras tecnologías son los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB), que buscan almacenar la energía que no se usa durante horas de baja demanda para que pueda ser utilizada durante horas pico, reduciendo así la necesidad de una generación centralizada.

#### 1.1.1. Generación distribuida

La generación distribuida se ha convertido en una de las fuentes primarias de recursos naturales no convencionales para la generación de electricidad en sitios muy cercanos a la carga. Por lo tanto, la GD se conecta a las redes de distribución a niveles de voltaje medio o bajo, dependiendo del tipo de contrato y de su potencia. La fuente de energía primaria más importante para la generación de electricidad en GD es la solar, específicamente solar fotovoltaica, que puede ser puesta en funcionamiento desde plantas pequeñas ubicadas en las terrazas de residencias hasta complejos de generación que pueden alcanzar los MW de potencia instalada [18–20].

La GD ha hecho necesario que los sistemas de distribución se conviertan en redes bidireccionales, reduciendo así la congestión en las redes de transmisión y las pérdidas en los sistemas de potencia. Ahora los usuarios pueden ser parte del mercado de electricidad, produciendo su energía e inyectando el excedente en la red pública [21, 22]. La gestión energética de la GD

se lleva a cabo a través de las PVP que permiten un despacho óptimo de recursos sobre la base de sistemas de medición y monitoreo de la GD, los SAEB, y los recursos de carga controlable. La estrategia de control de PVP puede dividirse en tres patrones diferentes: control centralizado, control distribuido y control completamente distribuido; de acuerdo con su estructura e información, dependiendo de los roles y responsabilidades, las PVP pueden ser comerciales (CPVP), técnicas (TPVP) y combinadas [7], [23].

Las comunicaciones juegan un papel fundamental en la operación y gestión del VPP. Es posible tener una medición en línea en el tiempo de los recursos energéticos primarios que se utilizan para la generación de electricidad, la demanda necesaria en cada intervalo de tiempo, desbalances en las redes y necesidades energéticas descubiertas que deben ser importadas de las redes públicas para una adecuada gestión de la demanda [24, 25].

#### 1.1.2. Índice de predicción de colapso de voltaje

En la operación de sistemas de potencia, muchos parámetros definen el comportamiento de los SEP, tales como índices de calidad de potencia, índices de estabilidad, índices de confiabilidad, perfil de voltaje, y carga-bilidad de la línea, entre otros. Los estudios de flujo de potencia permiten cuantificar cada uno de los parámetros eléctricos en la operación en estado estacionario del SEP, y son la herramienta matemática empleada por simuladores para mostrar el comportamiento de sistemas de potencia bajo diferentes escenarios de generación y demanda.

Existen diferentes índices de confiabilidad y estabilidad para verificar el estado de los sistemas de potencia. Por ejemplo, los SEP se analizan considerando el es-

tado de contingencia N-1 para estudiar la confiabilidad. Para este propósito, el índice de ranquin de confiabilidad se utiliza para determinar el grado de afectación de la contingencia, obteniendo así información que ayudará a planificar la expansión y mejora del SEP. Por otra parte, se han propuesto diferentes índices para identificar fallas de voltaje, ángulo, frecuencia, cargabilidad y fluctuaciones de carga [26–29].

La identificación de los límites operativos permite determinar nodos con deficiencias en los cuales el sistema de potencia debe ser mejorado; de manera que a través del IPCV, determinado mediante la ecuación (1), es posible localizar nodos problemáticos antes que el sistema de potencia pueda colapsar debido a cualquier cambio en la carga [30]. El IPCV se basa en los fasores de voltaje y las características de admitancia de la red eléctrica, y se calcula para cada nodo del SEP. Los valores de IPCV están entre 0 y 1; valores más cercanos a 1 indican una mayor probabilidad de colapso del voltaje en ese nodo.

$$VCPI_k = \left| 1 - \frac{\sum_{m \neq k}^n V'_m}{V_k} \right| \quad (1)$$

$$V'_m = \frac{Y_{km}}{\sum_{j \neq k}^n Y_{kj}} V_m \quad (2)$$

Donde:

$V_m$  es el fasor de voltaje en el nodo  $m$ ,  
 $V_k$  es el fasor de voltaje en el nodo  $k$ ,  
 $Y_{km}$  es la admitancia entre los nodos  $k$  y  $m$ ,  
 $Y_{kj}$  es la admitancia entre los nodos  $k$  y  $j$ .

El IPCV es una técnica global que considera los efectos de las cargas en los otros nodos sobre un nodo particular, lo cual puede estar vinculado a los estudios de estabilidad de voltaje obtenidos analizando las curvas P-V; por lo tanto, puede decirse que el IPCV puede predecir un nodo en el sistema de potencia en el cual puede ocurrir inestabilidad de voltaje.

La Tabla 1 muestra contribuciones significativas en la planificación de sistemas eléctricos de distribución, los cuales en años recientes han estado enfocados en tópicos tales como energías renovables, recursos distribuidos, generación distribuida, plantas virtuales de potencia y gestión de demanda. Los principales parámetros eléctricos analizados por otros autores son voltaje, congestión, factor de potencia y georreferenciado.

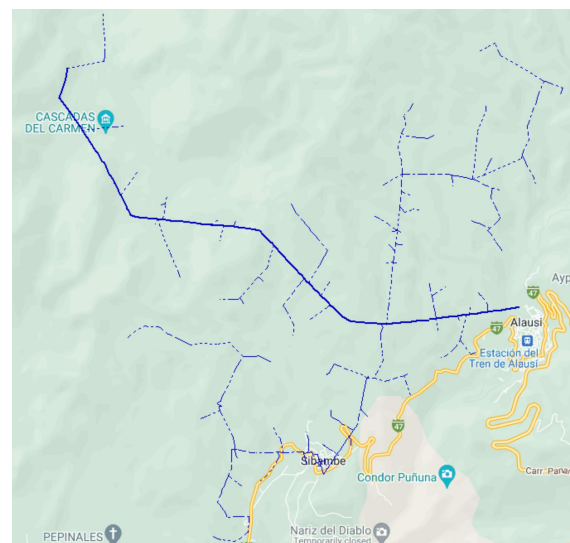
**Tabla 1.** Resumen de trabajos relacionados

Autor	Año	Objetivos	Parámetros considerados				Temática		
			Voltaje	Conjestión	Estabilidad	Georreferenciado	Generación distribuida	Planta virtual de potencia	Planificación
Sena [20]	2022	Evaluación de la red eléctrica	✓	✓	-	-	✓	-	✓
Heang [18]	2022	Reducir pérdidas de potencia activa	✓	✓	-	-	-	-	✓
Quinteros [13]	2022	Recuperación de sistemas de potencia	✓	✓	✓	-	-	-	✓
Carrón [28]	2021	Mejorar sistemas eléctricos de potencia	✓	✓	✓	✓	-	-	✓
Aderibigbe [19]	2021	Ubicación óptima de generadores distribuidos	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓
Mosquera [3]	2020	Ubicación óptima de plantas virtuales de potencia	✓	✓	-	-	✓	✓	✓
Valenzuela [23]	2019	Gestión de redes de distribución eléctrica	✓	-	-	✓	-	-	✓
Valenzuela [25]	2019	Planificación de redes de distribución subterráneas	-	✓	-	✓	-	-	✓
Danish [26]	2019	Índice de estabilidad de voltaje	✓	✓	-	✓	-	-	-
Inga [22]	2018	Planificación de la red de distribución eléctrica	✓	✓	-	✓	-	-	-
<b>Actual</b>		Planificación y dimensionamiento de la red de distribución eléctrica	✓	✓	✓	✓	✓	-	✓

## 2. Materiales y métodos

### 2.1. Problema y metodología

El alimentador 1500090T01 de la compañía eléctrica Riobamba (EERSA S. A.) ha sido tomado como un caso de análisis, dado que el área de concesión de la compañía de distribución corresponde en su porcentaje más significativo a redes rurales y urbanas marginales. El alimentador 1500090T01 se muestra en la Figura 2, en la que puede verse que tiene dos enlaces al anillo de subtransmisión y dos derivaciones monofásicas para los usuarios; la cobertura de este alimentador es 100 % rural, donde sus usuarios están alejados unos de otros, y existen problemas de calidad de servicio. Dado que es una red marginal urbana-rural, solo el enlace primario es trifásico, y todas las ramas son monofásicas, lo cual genera un problema adicional acerca del balance de potencia, por lo que se asume que la ubicación de la GD propuesta estará adaptada a los perfiles de voltaje y a las diferentes fases existentes en el punto de conexión.



**Figura 2.** Alimentador 1500090T01 de EERSA S. A.

La Figura 3 muestra el diagrama unifilar equivalente del sistema de potencia considerado en el análisis, en el cual pueden distinguirse dos ramas secundarias, en las cuales pueden distinguirse dos ramas secundarias. Los nodos de las ramas secundarias están identificados por la letra U para la rama superior, y por la letra D para la rama inferior. La rama superior consta de veinte nodos conectados a los usuarios finales y la rama inferior tiene veintiséis nodos.

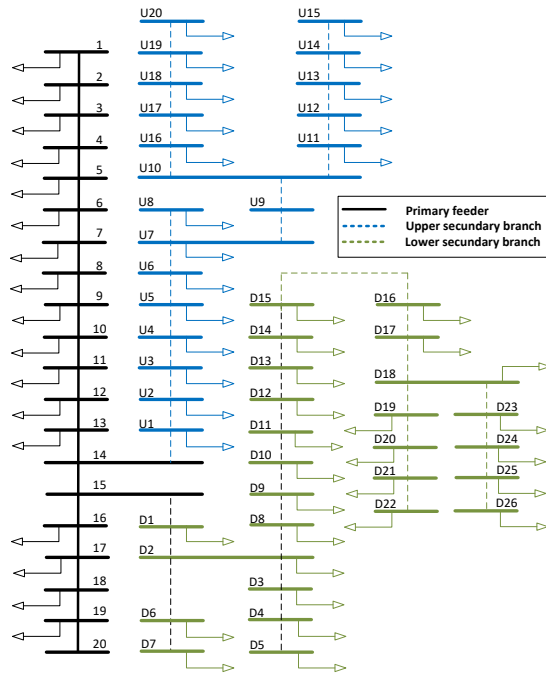


Figura 3. Diagrama unifilar equivalente del alimentador

El análisis de los flujos de potencia fue realizado a través de la simulación en Cymdist, con la cual se obtiene el estado actual de la red, data que constituye el punto de partida para la ubicación de los recursos distribuidos en la red; con estos valores se procede a determinar el IPCV. Dado que existen diferentes perfiles de voltaje, los estudios serán realizados en pu, valores cuya base está referida al enlace trifásico principal, de tal manera que se unifican las diferentes variables eléctricas. El algoritmo 1 define la metodología para la inserción de la DG en los nodos que presentan un IPCV muy cercano a 1, asumiendo la existencia del recurso primario, espacio físico y sin generar un impacto ambiental más significativo.

Tabla 2. Variables relacionadas con el modelo matemático

Símbolo	Descripción
$V_i$	Voltaje en el nodo $i$ .
$P_{i,j}$	Flujo de potencia activa entre los nodos $i$ y $j$ .
$Q_{i,j}$	Flujo de potencia reactiva entre los nodos $i$ y $j$ .
$Pd_i$	Demanda de potencia activa en el nodo $i$ .
$Qd_i$	Demanda de potencia reactiva en el nodo $i$ .
$n$	Número de nodos en el SEP
$Pot_{DG_i}$	Potencia activa de la DG

### Algoritmo 1 Ubicación de la GD en base al IPCV

#### Paso 1: Data de entrada

Parametrización del sistema eléctrico de potencia  
 Generadores, líneas, transformadores, cargas, matriz de conectividad  
 Simulación en estado estacionario con Cymdist  
 Salvar  $[V_i, P_{i,j}, Q_{i,j}, Pd_i, Qd_i]$ .

#### Paso 2: Determinación de IPCV

```
for  $i = 1 : n$ 
   $IPCV_i = IPCV_k$ 
end for
```

#### Paso 3: Posibles nodos para GD

```
Ordenar VCPI
for  $i = 1 : n$ 
   $VCPI_i \geq 0.9$ 
  Seleccionar nodo  $can_d_i = i$ 
end for
```

#### Paso 4: Ubicación y dimensionamiento de GD

```
Ubicar DG n  $node_i$ 
 $Pot_{DG} = 1$ 
If  $VCPI \geq 0.9$ 
  Descartar nodo
else
  for  $i = 1 : length(can_d)$ 
    while  $VCPI_i \geq 0.9$ 
       $Pot_{DG_i} = Pot_{DG_i} + 1$ 
    end while
  end for
end if
```

#### Paso 5: Muestrar resultados

```
 $can_d_i, Pot_{DG_i}, P_{i,j}, Q_{i,j}, V_i$ 
```

La metodología para el despliegue ideal de la GD en sistemas de potencia se muestra en el algoritmo 1, en el cual se considera el IPCV como la restricción primaria; en el paso 1, se considera la simulación en estado estacionario del SEP en Cymdist, y se almacenan los diferentes parámetros eléctricos. En el paso 2, se analiza el estado estacionario del sistema de potencia, y se determina el IPCV en cada nodo. En el paso 3 se realiza la comparación de los IPCV, y los valores más altos de IPCV se toman como ubicaciones posibles de la GD. En el paso 4, se realiza la ubicación y el dimensionamiento de la GD. Finalmente, en el paso 5, se muestran los resultados de la metodología propuesta aplicada en la simulación en Cymdist. Para el dimensionamiento de la GD se consideraron pasos de 1 kW, comparando el IPCV previo con el nuevo, así como también los perfiles de voltaje y la congestión de la

línea. La Tabla 2 muestra la notación de las variables utilizadas en el algoritmo 1.

La metodología propuesta analiza el estado actual del SEP, está basada en la simulación en Cymdist, y con los valores del fasor de voltaje determina el IPCV en cada nodo. Este índice es el parámetro de decisión para las ubicaciones posibles de la GD cuando el  $IPCV \geq 0,9$ ; cada nodo en el cual el IPCV se reduce ( $IPCV \leq 0,9$ ) después de implementar la GD, es considerado un nodo en el cual la GD debe implementarse. De esta manera, una vez que se tienen las ubicaciones posibles, se coloca la GD en esos nodos, y si el IPCV no se reduce se descarta el nodo. Para dimensionar la GD, se realizaron pasos incrementales de 1 kW hasta obtener valores de  $IPCV \leq 0,9$  en todos los nodos del SEP. Una vez que se determinan los nodos en los cuales debe implementarse la GD y su capacidad de potencia, se analiza el estado actual y se verifica si mejoró el perfil de voltaje y la estabilidad, analizando los cruces P-V.

### 3. Resultados y discusión

#### 3.1. Análisis de resultados

El índice identificó los posibles nodos donde puede colocarse la GD para mejorar el indicador anterior, sin afectar los otros parámetros eléctricos. Basándose en la simulación en el software Cymdist, se obtuvieron los flujos de potencia en estado estacionario del SEP, y con esto, aplicando el algoritmo 1 y según los fasores de voltaje, se determinó el IPCV en cada nodo. La ubicación de los posibles nodos y la ubicación final de la GD pueden observarse en la Figura 2.

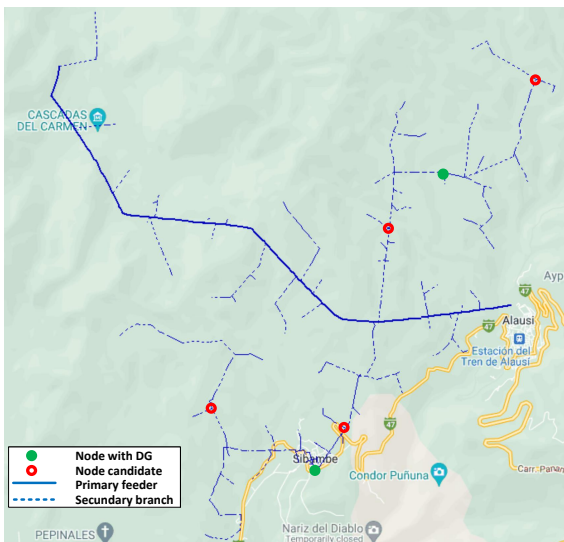


Figura 4. Ubicación georreferenciada de la GD

Como se muestra en la Figura 4, la GD no se ubica en la red trifásica, sino en dos de las ramas monofásicas, por lo cual los sistemas de GD también deben ser

monofásicos. El sistema de GD en la rama superior está dimensionado con un valor de 17 kW en el nodo U8, cuyas coordenadas son Lat.:  $-2.1669009$ , Long.:  $-78.8633971$ . El valor incluye el IPCV mejorado en todos los nodos de esa rama. Por otra parte, en la rama inferior, la potencia de la GD fue 32 kW en el nodo D12, cuyas coordenadas son Lat.:  $-2.2292529$ , Long.:  $-78.8900419$ , la cual, al igual que en la rama superior, mejora el IPCV de la rama completa.

El perfil de voltaje en el alimentador principal puede observarse en la Figura 5a, el de la rama superior se observa en la Figura 5b y el de la rama inferior en la Figura 5c; en los tres casos, puede verse como el voltaje mejora luego que la GD entra en el punto seleccionado por la metodología propuesta. Por otra parte, la Figura 6 muestra la comparación del IPCV antes y después de la inserción de la GD para el alimentador principal (Figura 6a), la rama superior (Figura 6b) y la rama inferior (Figura 6c).

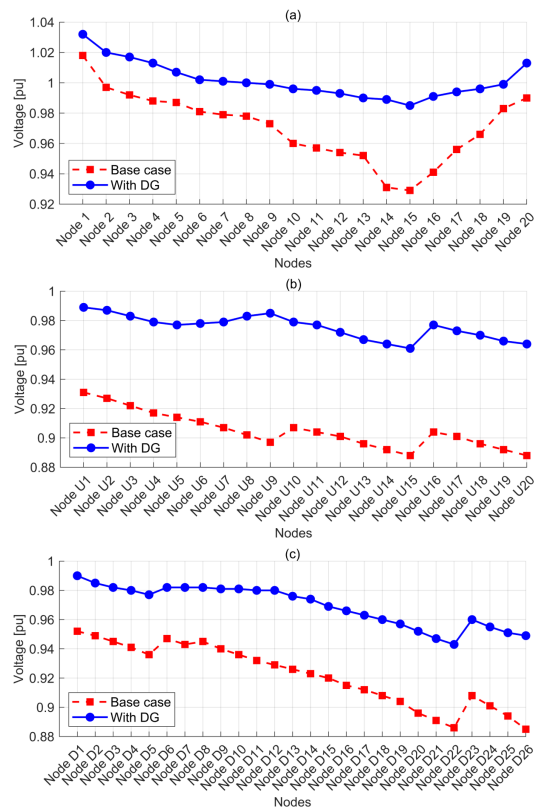


Figura 5. Perfil de voltaje en los nodos

El IPCV intenta reducir sus valores originales, por lo que puede afirmarse que la calidad del servicio eléctrico mejora en estas ramas, lo cual sin duda es uno de los parámetros eléctricos observados hoy en día por los planificadores de sistemas de potencia.

Considerando que se han hecho modificaciones al SEP en comparación con su estado inicial, es necesario verificar la operación global de la red de distribución, y

una manera de hacerlo es analizar la estabilidad del sistema. Para el caso base propuesto basado en el IPCV, es necesario estudiar la estabilidad del voltaje, lo cual se hace a través de las curvas P – V. En consecuencia, se han considerado los nodos del alimentador principal a donde se conectan las ramas secundarias, es decir, los nodos 14 y 15.

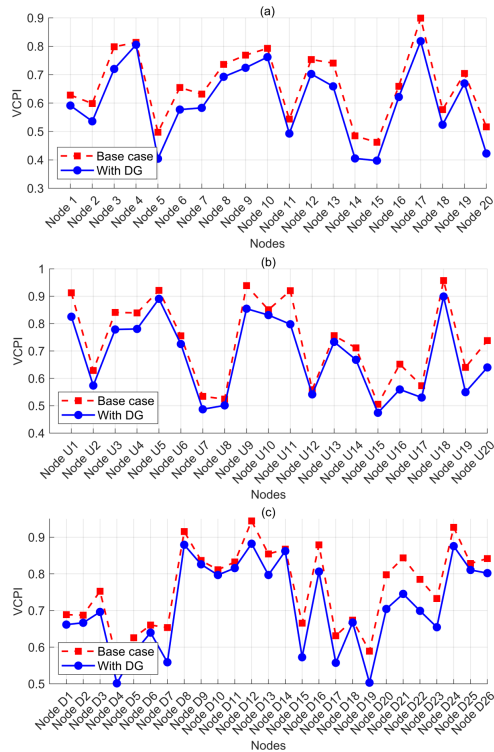
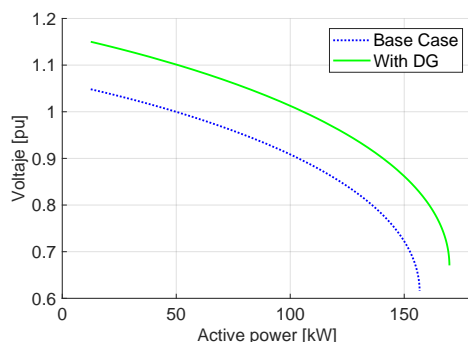
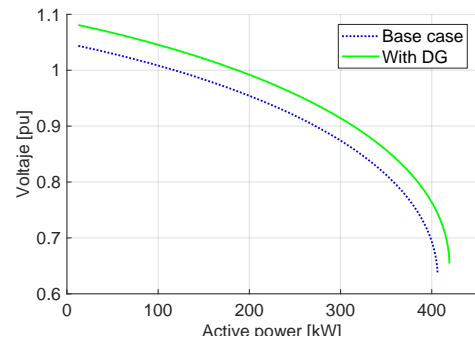


Figura 6. IPCV en los nodos

La Figura 7a muestra la curva P – V para el nodo 14. Puede observarse como el voltaje aumenta con la fluctuación de la carga total de la rama superior; asimismo, la bifurcación de Hopf se desplaza hacia la derecha. Una situación similar puede verse en la Figura 7b, que muestra los resultados en el nodo 15 que alimenta a la rama inferior.



(a) Curva P-V en el nodo 14



(b) P-V curve in node 15

Figura 7. Curvas P – V (a) Nodo 14. (b) Nodo 15

## 4. Conclusiones

Los diferentes estudios que pueden realizarse a través de técnicas de simulación son innumerables. Con frecuencia, son despreciados debido a la falta de interrelación o conocimiento para extraer sus parámetros y usarlos en programas de modelado tales como Matlab o Python. Para el caso de estudio presentado, se extrajeron las bases de datos de resultados. A través de Matlab, se implantó la metodología propuesta de acuerdo con los resultados, determinando así la ubicación ideal de los posibles puntos en los cuales puede inyectarse la potencia de la GD. La ubicación y el dimensionamiento de la GD mejoraron los perfiles de voltaje del SEP completo, contrario a lo que ocurre cuando se realiza compensación reactiva, que solo mejora el perfil de voltaje en la vecindad del punto de inyección reactiva.

Fue viable demostrar que a través del IPCV es posible detectar nodos con debilidades en el sistema de potencia, y esto puede ser usado para diferentes estudios; para el caso propuesto, a través del análisis de este parámetro fue posible ubicar y dimensionar dos puntos de inyección de potencia activa en una red de distribución.

Es posible analizar sistemas de potencia con data georreferenciada y no solo tener los ejemplos estipulados en la literatura, tales como los modelos CIGRE e IEEE. Ahora es posible acceder a las bases de datos de compañías de distribución y proveer soluciones reales a sus problemas. Es esencial resaltar eso a través de Cymdist.

El georreferenciado del punto de inyección de potencia activa es muy útil para contrastar con los recursos primarios existentes en el sitio, y determinar qué tipo de energía primaria puede ser empleada para superar los inconvenientes de la red eléctrica.

## Referencias

- [1] P. Del Río and P. Mir-Artigues, “Combinations of support instruments for re-

- newable electricity in Europe: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 287–295, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.039>
- [2] M. A. Salmani, A. Anzalchi, and S. Salmani, “Virtual Power Plant: New Solution for Managing Distributed Generations in Decentralized Power Systems,” in *2010 International Conference on Management and Service Science*, 2010, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICMSS.2010.5577383>
- [3] F. Mosquera, “Localización óptima de plantas virtuales de generación en sistemas eléctricos de potencia basados en flujos óptimos de potencia,” *I+D Tecnológico*, vol. 16, no. 2, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.33412/idt.v16.2.2827>
- [4] A. Riofrio and D. Carrión, “Approach and Deployment of Distributed Generation. State-of-art Based on Induction Cooker System,” in *ANDESCON 2014*, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2014.7098544>
- [5] S. Singh, A. R. Gautam, and D. Fulwani, “Constant power loads and their effects in DC distributed power systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, no. December 2015, pp. 407–421, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.027>
- [6] Z. Ren, W. Yan, C. Ding, J. Yu, and X. Zhao, “Probabilistic optimal power flow analysis of virtual power plant containing photovoltaic generation,” *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, vol. 2015-March, no. March, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2014.7066012>
- [7] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, “Virtual power plant (VPP), definition, concept, components and types,” *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2011.5749026>
- [8] P. Nezamabadi and G. Gharehpetian, “Electrical energy management of virtual power plants in distribution networks with renewable energy resources and energy storage systems,” *16th Electrical Power Distribution Networks Conference*, pp. 1–5, 2011. [Online]. Available: <https://bit.ly/3ygQznn>
- [9] M. Peikherfeh, H. Seifi, and M. K. Sheikh-El-Eslami, “Optimal dispatch of distributed energy resources included in a virtual power plant for participating in a day-ahead market,” *3rd International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2011*, pp. 204–210, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2011.6036275>
- [10] L. Exel and G. Frey, “Toward a decentralized forecast system for distributed power generation,” *ENERGYCON 2014 - IEEE International Energy Conference*, pp. 1210–1217, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2014.6850577>
- [11] L. Hernandez, C. Baladron, J. Aguiar, B. Carro, A. Sanchez-Esguevillas, J. Lloret, and J. Masana, “A Survey on Electric Power Demand Forecasting: Future Trends in Smart Grids, Microgrids and Smart Buildings,” *Communications Surveys & Tutorials, IEEE*, no. 99, pp. 1–36, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/SURV.2014.032014.00094>
- [12] P. Asmus, “Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future,” *The Electricity Journal*, vol. 23, no. 10, pp. 72–82, 2010. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2010.11.001>
- [13] F. Quinteros, D. Carrión, and M. Jaramillo, “Optimal Power Systems Restoration Based on Energy Quality and Stability Criteria,” *Energies*, vol. 15, no. 6, 2022. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en15062062>
- [14] T. Kishore and S. Singal, “Optimal economic planning of power transmission lines: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 949–974, 2014. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.125>
- [15] V. C. Güngör, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergüt, C. Buccella, S. Member, C. Cecati, and G. P. Hancke, “Smart Grid Technologies : Communication Technologies and Standards,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 4, pp. 529–539, 2011. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2166794>
- [16] U. Akpan, M. Essien, and S. Isihak, “The impact of rural electrification on rural micro-enterprises in niger delta, nigeria,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 17, no. 5, pp. 504–509, 2013. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2013.06.004>
- [17] D. Carrion, E. García, J. Gonzalez, I. Isaac, G. Lopez, and R. Hincapie, “Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución,” *Revista Técnica "Energía"*, vol. 4, no. 2,



- p. 20, 2015. [Online]. Available: <https://doi.org/10.37116/REVISTAENERGIA.V13.N1.2017.11>
- [18] S. Heang and V. Vai, "Optimal Network Reconfiguration with DGs Placement and Sizing in a Distribution System Using Hybrid SOE and GA," in *2022 19th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, no. 1. IEEE, 2022, pp. 2–5. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ECTI-CON54298.2022.9795530>
- [19] M. A. Aderibigbe, A. U. Adoghe, F. Agbetuyi, and A. E. Airoboman, "A review on optimal placement of distributed generators for reliability improvement on distribution network," *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica, PowerAfrica 2021*, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica52236.2021.9543266>
- [20] S. K. Sena, "An Approach to Detect Islanding in Photovoltaic Based Distributed Generation Systems using Sequence Components of Voltage," in *2022 IEEE International Conference on Distributed Computing and Electrical Circuits and Electronics (ICDCECE)*. IEEE, 2022, pp. 1–6. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICDCECE53908.2022.9792918>
- [21] W. Pavón, E. Inga, and S. Simani, "Optimal routing an ungrounded electrical distribution system based on heuristic method with micro grids integration," *Sustainability*, vol. 11, no. 6, pp. 1–18, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/su11061607>
- [22] E. Inga, M. Campaña, and R. Hincapié, "Optimal Sizing of Electrical Distribution Networks considering Scalable Demand and Voltage," *2018 IEEE 1st Colombian Conference on Applications in Computational Intelligence, ColCACI 2018 - Proceedings*, vol. 1, no. 1, pp. 1–6, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ColCACI.2018.8484859>
- [23] A. Valenzuela, I. Montalvo, and E. Inga, "A decision-making tool for electric distribution network planning based on heuristics and georeferenced data," *Energies*, vol. 12, no. 21, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en12214065>
- [24] F. Heimgaertner and M. Menth, "Distributed Controller Communication in Virtual Power Plants Using Smart Meter Gateways," *2018 IEEE International Conference on Engineering, Technology and Innovation, ICE/ITMC 2018 - Proceedings*, pp. 1–6, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1109/ICE.2018.8436311>
- [25] A. Valenzuela, E. Inga, and S. Simani, "Planning of a Resilient Underground Distribution Network Using Georeferenced Data," *Energies*, vol. 12, no. 4, p. 644, 2019. [Online]. Available: <http://www.mdpi.com/1996-1073/12/4/644>
- [26] M. S. S. Danish, T. Senjyu, S. M. S. Danish, N. R. Sabory, K. Narayanan, and P. Mandal, "A recap of voltage stability indices in the past three decades," *Energies*, vol. 12, no. 8, pp. 1–18, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en12081544>
- [27] R. Mahanty and P. Gupta, "Voltage stability analysis in unbalanced power systems by optimal power flow," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 151, no. 3, pp. 201–212, 2004. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20050011>
- [28] D. Carrión, E. García, M. Jaramillo, and J. W. González, "A Novel Methodology for Optimal SVC Location Considering N-1 Contingencies and Reactive Power Flows Reconfiguration," *Energies*, vol. 14, no. 20, pp. 1–17, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.3390/en14206652>
- [29] D. Carrión, J. Palacios, M. Espinel, and J. W. González, "Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria," in *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, Springer, Ed. Springer, pp. 266–279. [Online]. Available: [https://doi.org/10.1007/978-3-030-72208-1\\_20](https://doi.org/10.1007/978-3-030-72208-1_20)
- [30] I. A. Samuel, J. Katende, C. O. Awosope, and A. A. Awelewa, "Prediction of voltage collapse in electrical power system networks using a new voltage stability index," *International Journal of Applied Engineering Research*, vol. 12, no. 2, pp. 190–199, 2017. [Online]. Available: <https://bit.ly/39Orhn8>