

# Evaluación del impacto de la generación distribuida sobre el perfil de tensión en redes de distribución

## Assessment of the impact of distributed generation on voltage profile in distribution networks

Gustavo Luna Russi<sup>1</sup>  
Ricardo Alfonso Gómez Suárez<sup>2</sup>  
Edwin Rivas Trujillo<sup>3</sup>

### Resumen

En este artículo, se presentan los resultados de la evaluación del impacto de la generación distribuida en redes de distribución, obtenidos en el perfil de tensión consecuencia del estudio en estado estable.

En primera instancia se presenta el modelo de pruebas IEEE 34 nodos con los ajustes propuestos. Así mismo, se muestra los escenarios de simulación planteados con base en un algoritmo de enfoque analítico, para la ubicación de la generación distribuida.

**Palabras clave:** algoritmo, generación, distribuida, regulación de tensión, perfil de tensión.

### Abstract

The results of the evaluation of the impact of distributed generation in distribution networks, obtained in the voltage profile consequence of the steady-state study presented in this article.

Model of IEEE 34-node test the proposed adjustments is presented in the first instance. Also, the simulation scenarios shown posed an algorithm based on analytical approach to the location of distributed generation.

**Keywords:** algorithm, generation, distributed, voltage regulation, voltage profile.

1 galunar@correo.udistrital.edu.co  
2 rgomezs@ecci.edu.co  
3 edwinrivast@gmail.com

## Introducción

La generación distribuida (GD) está penetrando de manera acelerada en los sistemas de potencia, lo cual unido al aumento de cargas no lineales originan cambios en el sistema eléctrico, que a su vez exigen mantener una buena confiabilidad y calidad de energía desde el generador hasta el usuario final[1].

Al aumentar los niveles de penetración de la GD en las redes de distribución, no se considera el diseño original de seguridad, control, flujo de potencia y puesta a tierra como un sistema centralizado[2].

Por lo cual surgen problemas técnicos de calidad de la potencia.

Por lo tanto surge una pregunta ¿Cómo medir el impacto técnico de la integración de la generación distribuida sobre las redes de distribución, evaluando problemas de perfil de tensión, utilizando herramientas de código abierto?.

Para evaluar el impacto de la generación distribuida sobre el perfil de tensión sobre redes de distribución, se tomó como caso de estudio el sistema de prueba IEEE 34 nodos.

El sistema IEEE de 34 nodos (Figura 1), es un alimentador real situado en Arizona, con tensión nominal de 24.9 kV[3].

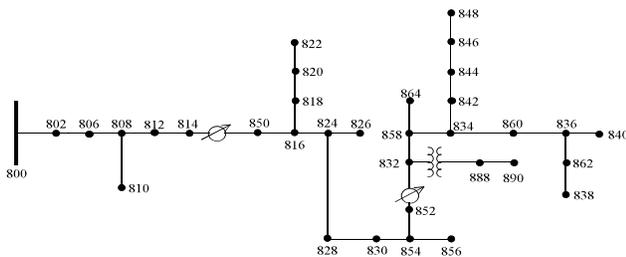


Figura 1. Sistema IEEE de 34 nodos [3].

Al sistema original se adaptaron las curvas de demanda teniendo en cuenta el modelo de carga constante; para potencia, corriente e impedancia se asignaron las curvas industrial, comercial y residencial respectivamente.

## zAlgoritmo de enfoque analítico

Para evaluar las perturbaciones de calidad de potencia que genera la conexión de GD sobre redes de distribución, es necesario proponer escenarios de ubicación óptima de generación distribuida utilizando como criterios, la reducción de pérdidas

de potencia y el tamaño de generación que aplane la curva de demanda total del sistema modelado. Para ello, se implementa un algoritmo con enfoque analítico que permite plantear distintos casos de estudio que sirvan como punto de comparación entre las distintas variables como lo son, la ubicación, el tamaño y el factor de potencia asociado a la tecnología de generación.

El algoritmo de *Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks* [4] fue implementado en OpenDSS y complementado (Ver Tabla 1) para buscar ubicaciones óptimas de la conexión de GD que reduzcan las pérdidas de potencia, el tamaño de generación que aplane la curva de demanda y la asociación del factor de potencia con las tecnologías de generación distribuida presentadas en [4] en función de su característica de inyección de potencia real y reactiva. A continuación, se describe el procedimiento.

Antes de iniciar se debe ajustar el factor de potencia de la DG para que sea igual al de las cargas totales combinadas, el procedimiento computacional para encontrar el tamaño y la ubicación de la DG es el siguiente:

Paso 1	Ejecute el flujo de carga para el caso base.
Paso 2	Encuentre las pérdidas de potencia del caso base.
Paso 3	Calcular el factor de potencia de la DG.
Paso 4	Encontrar el tamaño óptimo de la DG para cada nodo.
Paso 5	Colocar el tamaño óptimo de DG obtenido en el paso 4 en cada bus, uno a la vez y calcular la pérdida aproximada para cada caso.
Paso 6	Buscar el bus óptimo en el que las pérdidas totales sea mínima.
Paso 7	En el nodo óptimo, encontrar tamaño que aplane la curva de demanda total del sistema.
Paso 8	Colocar el tamaño óptimo de DG obtenido en el paso 7 en cada nodo, uno a la vez y calcular la pérdida aproximada para cada caso.
Paso 9	Escoger cuatro diferentes nodos óptimos: En ramificación. Cerca al alimentador. Lejano al alimentador.

Tabla 1. Algoritmo analítico: Fuente los autores.

### Paso 1.

El flujo de carga se ejecuta en OpenDSS configurando el software para realizar el método Newton-Raphson.

### Paso 2

El cálculo de las pérdidas se puede realizar según [4] y [5], utilizando la formula exacta de perdidas:

$$PL = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\alpha_{ij}(P_i P_j + Q_i Q_j) + \beta_{ij}(Q_i P_j + P_i Q_j)] \quad (1)$$

Donde,

$$\alpha_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j)$$

$$\beta_{ij} = \frac{r_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i - \delta_j)$$

Donde,  $P_i$  y  $Q_i$  son inyección de potencia activa y reactiva neta en el bus  $i$  respectivamente,  $r_{ij}$  es la resistencia de la línea entre el bus  $i$  y  $j$ ,  $V_i$  y  $\delta$  son la tensión y ángulo en el bus, respectivamente.

Según Roger C. Dugan uno de los desarrolladores de OpenDSS para la EPRI, y que brinda soporte en el foro oficial: *OpenDSS calcula las pérdidas totales realizando una suma de las potencias que entran a cada conductor del elemento. Por lo tanto las pérdidas son los sobrantes de la potencia que se consume por el elemento.*

### Paso 3

De acuerdo con la referencia [4] se plantea lo siguiente:

Considerando la posibilidad de un sistema de distribución simple con dos nodos, una fuente, una carga y GD conectados a través de una línea de transmisión. El factor de potencia de la carga única ( $PF_D$ ) está dada por la ecuación (2).

$$PF_D = \frac{P_D}{\sqrt{P_D^2 + Q_D^2}} \quad (2)$$

Donde  $P_D$  y  $Q_D$  es la potencia demandada.

Se puede demostrar que la mínima pérdida se produce cuando el factor de potencia de la DG es igual al factor de potencia de la carga dada por la ecuación (3)..

$$PF_D = PF_{DG} = \frac{P_{DG}}{\sqrt{P_{DG}^2 + Q_{DG}^2}} \quad (3)$$

Donde  $P_{DG}$  y  $Q_{DG}$  es la potencia de la generación distribuida.

En la práctica, un sistema de distribución es más complejo e incluye más elementos. Los factores de potencia de las cargas son diferentes. Si cada carga es suministrada por un generador local, en la que el factor de potencia de cada generador es igual a la de cada carga, no habría corriente en las líneas. La pérdida total de energía de la línea sería cero. Las líneas de transmisión también serían innecesarias. Sin embargo, es poco realista ya que el costo de inversión de capital para la GD sería demasiado alto. Por lo tanto, el número de generadores instalados debe ser limitado.

Para encontrar el factor de potencia óptimo de la GD para un sistema complejo de distribución radial, se propone encontrar el factor de potencia de la carga combinada. Por lo tanto, la pérdida total mínima posible se puede lograr si el factor de potencia de la DG se selecciona igual a la de la carga total (4).

$$PF_{DG} = PF_D \quad (4)$$

### Paso 4

La minimización de las pérdidas totales  $PLoss$  con respecto a la potencia de la GD  $PDG$ , se realiza con la expresión (5) para todas las localizaciones y potencias de GD.

$$\frac{\partial PLoss}{\partial PDGi} = 0 \quad (5)$$

El objetivo del algoritmo es reducir al mínimo la pérdida total de potencia real. Matemáticamente, la función objetivo se puede escribir como:

$$PL = \sum_{k=1}^{Nsc} Loss_k \quad (6)$$

Sujeto a las restricciones de balance de potencia:

$$\sum_{i=1}^N P_{DG_i} = \sum_{i=1}^N P_{D_i} + P_L \quad (7)$$

Donde  $Loss_k$  es la pérdida en la sección  $k$ ,  $Nsc$  es el número total de secciones,  $PL$  es la pérdida de potencia real en el sistema,  $P_{DG_i}$  es la potencia de generación distribuida de energía real en el nodo  $i$  y  $P_{D_i}$  es la demanda de energía en el bus  $i$ .

### Paso 5 y 6

Las pérdidas totales por cada ubicación de GD en cada nodo se realizan de nuevo con la ecuación (1).

### Paso 7

Para aplanar la curva de demanda, es necesario conocer algunas características de la misma tales como, zonas valle, picos y hundimientos; de esta manera se establece un tamaño óptimo de GD en colaboración con la conexión y desconexión del generador en distintos puntos de la curva donde se presentan picos hasta conseguir una curva más constante.

**Paso 8**

En este paso se repite el paso 4 manteniendo la potencia del generador constante buscando los nodos donde la reducción de pérdidas es mayor.

**Paso 9**

Se escogen cuatro diferentes nodos óptimos de acuerdo al sistema IEEE 34 nodos.

- En una ramificación.
- Baja tensión del transformador.
- Cercano al alimentador.
- Lejano al alimentador.

Para cada nodo escogido se prueba 4 factores de potencia de acuerdo con la Tabla 2.

<b>Tipo 1</b>	-Capaz de inyectar P solamente. -Factor de potencia 1. -Fotovoltaicas, microturbinas, pilas de combustible, que se integran a la red principal con la ayuda de convertidores o inversores.
<b>Tipo 2</b>	-Capaz de inyectar Q solamente. -Factor de potencia 0. -Compensadores síncronos tales como las turbinas de gas.
<b>Tipo 3</b>	-Capaz de inyectar P y Q. -Factor de potencia $0 < FP < 1$ en adelanto. -Las unidades de DG que se basan en máquina síncrona (cogeneración, turbinas de gas, etc.).
<b>Tipo 4</b>	-Capaz de inyectar P pero consume Q. -Factor de potencia $0 < FP < 1$ en atraso. -Generadores de inducción que se utilizan en los parques eólicos.

Tabla 2 . Asociación del factor de potencia con las tecnologías de la GD [4].

**Casos de estudio**

Los escenarios de prueba para la planeación de conexión de la GD se realizan con base en un algoritmo de enfoque analítico [4] implementado por los autores; basándose en la reducción de pérdidas totales en el sistema y en la potencia de generación para aplanar la curva de demanda como criterio complementario.

El algoritmo inicia con el flujo de carga total del sistema determinando las pérdidas totales y el factor de potencia.

- Pérdidas totales sin GD= 232,16 kW
- Factor de potencia = 0,98 inductivo

Se ejecutan flujos de carga conectando GD en cada nodo, manteniendo constante el factor de potencia y variando la potencia de generación desde 1 kW hasta 1,6 MW; teniendo como base en la ecuación ( 8 ) se determina el tamaño y el nodo óptimo que minimicen las pérdidas de potencia (Tabla 3).

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial PGD} = 0 \quad (8)$$

Tabla 3 Resultado algoritmo flujo de carga: Fuente los autores.

<b>Nodo óptimo</b>	834
<b>Tamaño</b>	1,45 MW
<b>Pérdidas</b>	49,93kW
<b>Reducción</b>	78,5%

Con el objetivo de aplanar la curva de demanda, se establece el tamaño óptimo, procurando que el promedio de la curva de demanda eléctrica total del sistema durante el día sea de 479 kW; lo cual quitaría el pico de demanda en las últimas horas del día (16h – 22h).

Para ello, se ejecutan flujos de carga diario conectando y desconectando en la hora 8 y 23 respectivamente la GD; variando en el nodo óptimo (834) el tamaño de la GD cada 10% con respecto a la potencia total del sistema 1,6 MW (Figura 2)

- Nodo óptimo= 834
- Tamaño=640 kW

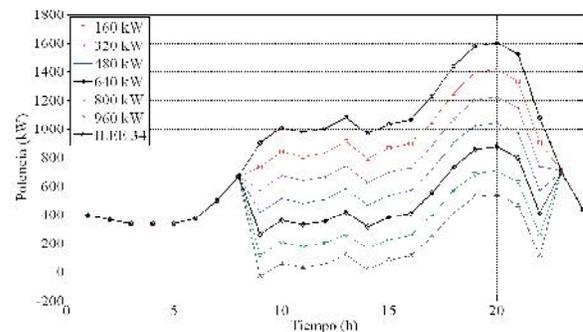


Figura 2 Curvas de demanda total con variación de potencia de GD.

Los escenarios de simulación (Tabla 4) para los estudios propuestos, se plantean partiendo del tamaño ideal que aplanar la curva de demanda; además, se escoge el factor de potencia (1; 0; 0,85; -0,85) asociado a la tecnología de GD de acuerdo a su característica de inyección de potencia real y reactiva [4]. La ubicación de la GD en el sistema se realiza escogiendo 4 nodos óptimos con diferentes características (ramificación, baja tensión del transformador, cercano y lejano al alimentador).

Tabla 4. Casos de estudio: Fuente los autores

FP	Tamaño (kW)	Nodo	Pérdidas con GD (W)	Reducción (%)
1	640	890	106880	53,97
		832	133769	42,39
		848	129095	44,40
		836	129076	44,41
0	640	890	101279	56,38
		832	131847	43,21
		848	128109	44,82
		836	127875	44,92
0,85 (Adelanto)	640	888	163767	29,46
		832	155641	32,96
		848	150258	35,28
		836	151449	34,77
0,85 (Atraso)	640	890	105320	54,64
		832	135372	41,69
		848	134957	41,87
		836	133432	42,53

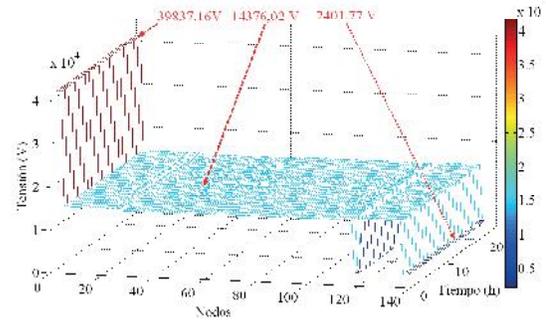


Figura 3. Perfil de tensión sin GD.

En un escenario completamente ideal se esperaría que el perfil de tensión se mantenga constante, más sin embargo dependiendo de la curva de carga las pérdidas aumentarían o disminuirían en el transcurso del día y por lo tanto no se puede mantener un escenario ideal. La conexión de generación distribuida puede mejorar las pérdidas y hacer que la curva de demanda sea más constante, por consiguiente mejorar el perfil de tensión.

**Estado estable**

En estado estable se obtiene el perfil de tensión, realizando un flujo de carga diario (24 horas), midiendo en todas las fases y nodos la tensión cada hora, utilizando los 16 casos además del escenario base o sin GD, calculando los índices propuestos en el capítulo cinco, para evaluar regulación de tensión, sobretensiones y subtensiones. Para ello, se utiliza un algoritmo de programación con ayuda de MATLAB, OpenDSS y Excel.

**Perfil de tensión sin GD**

El perfil de tensión sin GD de la Figura 3, se observan tres niveles de tensión de fase bien definidos (39837,16V; 14376,02V y 2401,77V), más sin embargo se aprecian caídas y elevaciones de tensión a diferentes horas del día y en distintos puntos del sistema, debido a que las curvas de demanda eléctrica presentes en el sistema no son constantes y por ende la corriente y las pérdidas en el sistema tampoco lo son.

**Regulación de tensión**

Con la finalidad de evaluar, la tensión nominal con respecto a los límites de regulación de tensión aceptables se aplica a todos los escenarios propuestos de conexión de GD, el índice de regulación de tensión IREG (9) propuesto por los autores.

$$IREG = \frac{V_{nodo} - V_{min}}{V_{max} - V_{min}} \quad (9)$$

En la Tabla 5 se presenta el análisis del comportamiento del perfil de tensión con el índice IREG, el cual se realizó a 3312 datos provenientes de 138 nodos durante 24 horas del día.

Tabla 5 . Resumen análisis del perfil de tensión índice IREG: Fuente los autores.

GD nodo	Promedio	Desviación estándar	Max (V)	Nodo	Min (V)	Nodo	Limite Máximo Sobrepasado %	Limite Mínimo sobrepasado %
<b>Sin GD</b>								
	0,867	0,106	1,075	814.2	0,082	890.1	7,427	0
<b>FP 0</b>								
890	0,853	0,145	1,813	890.3	0,512	852.1	14,674	0
832	0,871	0,103	1,139	814.3	0,067	890.1	12,983	0
836	0,86	0,104	1,139	814.3	0,066	890.1	12,983	0
848	0,86	0,104	1,139	814.3	0,065	890.1	12,983	0
<b>FP 1</b>								

890	0,881	0,086	1,334	890.1	0,598	mid822.1	12,077	0
832	0,872	0,102	1,088	814.3	0,066	890.1	11,715	0
836	0,878	0,104	1,088	814.3	0,066	890.1	11,745	0
848	0,875	0,104	1,089	814.3	0,067	890.1	11,745	0
FP 0,85 en atraso								
890	0,875	0,136	1,867	890.1	0,533	852.3	15,187	0
832	0,875	0,104	1,146	814.3	0,533	890.3	13,164	0
836	0,875	0,106	1,146	814.3	0,533	890.3	13,225	0
848	0,875	0,106	1,146	814.3	0,533	890.3	13,225	0
FP 0,85 en adelante								
890	0,875	0,097	1,075	814.2	0,28	890.3	6,129	0
832	0,875	0,101	1,075	814.2	0,075	890.1	7,82	0
836	0,875	0,103	1,075	814.2	0,076	890.1	7,85	0
848	0,875	0,103	1,075	814.2	0,077	890.1	7,911	0

A manera de ejemplo en la ecuación (10) se ilustra el cálculo del índice de regulación en el nodo 824 fase 2 en la hora 2 del perfil de tensión.

- Tensión sin GD= 14680,05 V
- Tensión nominal de fase = 14376,02 V
- $V_{max}$  (+5% de la tensión nominal) = 15094,80 V
- $V_{min}$  (-10% de la tensión nominal) = 14680,05 V
- $V_{nodo}$  = 14680,05 V

$$IREG = \frac{14680,05 V - 12938,40 V}{15094,80 V - 12938,40 V} = 0,807 \text{ p.u.} \quad (10)$$

El resultado obtenido de 0,807 en p.u. en la ecuación (10), se encuentra en el rango entre 0 y 1 y por lo tanto no alcanza o sobrepasa ninguno de los límites permisibles.

### Índice de regulación IREG sin GD

En las Figura 4 se muestra de manera general el perfil en todos los nodos del sistema al aplicar el índice IREG sin GD.

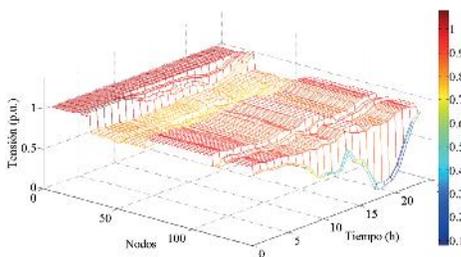


Figura 4. Perfil de tensión sin GD índice IREG.

En la Tabla 5 se muestra que sin GD, que solo en el 7,42% de las veces se sobrepasa el límite máximo aceptable y su valor llega a 1,075. Asimismo, los nodos que han superado la máxima tensión permisible son los cercanos al nodo infinito durante las primeras horas del día, incluso el nodo fuente supera el límite durante el mayor tiempo del día (18 horas). Cabe añadir que los valores más cercanos a 0 se registran en el nodo 890 que corresponde al nivel de 2401,77V.

### Índice de regulación IREG con GD

En la Tabla 5 se muestra que el caso con el mejor promedio 0,853 p.u. en comparación con el escenario sin GD se encuentra conectando GD en el nodo 890 con un factor de potencia 0; sin embargo se supera el límite aceptable 1,81 p.u. y superando el límite máximo aceptable 14,67% volviéndolo un caso crítico.

El mayor incremento en la tensión (1,86 p.u) ocurre en el nodo 890 fase 1 cuando se conecta el generador en el mismo nodo 890 con factor de potencia 0,85 en atraso; es decir, la tensión de fase alcanza 2834,10 V cuando la tensión nominal es de 2401,77 V. En la Figura 6-7 se muestra el perfil de tensión en el nodo 890 en la fase 1.

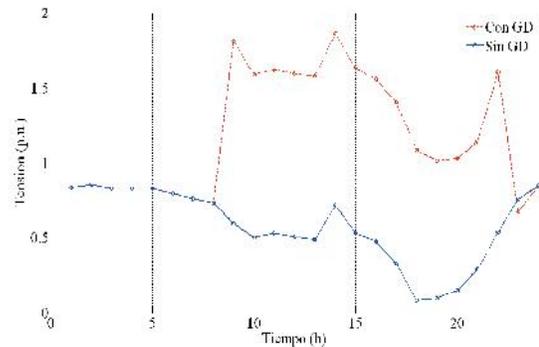


Figura 5. Perfil nodo 890.1, GD en 890 FP=0.85 atraso. Caso crítico.

La mejor opción se presenta al conectar GD en el nodo 890 con factor de potencia en adelante, debido a que se mantiene el sobrepaso del límite superior aceptable del escenario sin GD 1,075 p.u. y su ocurrencia baja del 7,42% el 6,12%, además se alejó del límite inferior que paso de 0,08 p.u. a 0,28 p.u. Dicho de otra manera, fue el caso donde menos se afectó el perfil de tensión.

El caso óptimo, se presenta cuando se conecta el generador con factor de potencia 0,85 en adelante en el nodo 890.

Lo ideal, sería un perfil de tensión en donde todos los nodos del sistema tuvieran como tensión real la misma tensión nominal; de acuerdo con el índice IREG la tensión nominal del sistema es 0,666 p.u. con un promedio en los datos de 0,666 p.u. y una desviación estándar cero.

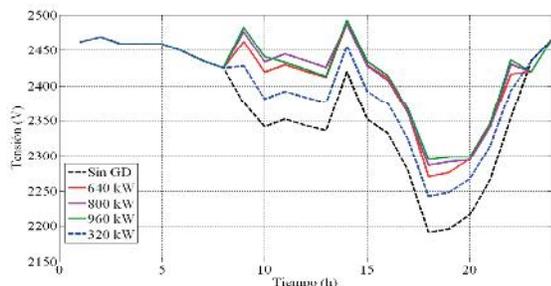


Figura 6 . Perfil de tensión en el nodo 890 con FP=0,85 adelante con diferentes potencias de GD.

La GD cambia el flujo de potencia, e interfiere con el control de regulación de tensión; por lo tanto la carga en cada nodo debe mantenerse uniforme evitando ocasionar cambios del diseño original sin GD producido por flujos inversos [6] . En efecto, el nivel de penetración de la GD y el factor de potencia asociado impacta directamente el perfil de tensión, como consecuencia de la modificación el flujo de potencia Figura 6 . Es decir, el buen desempeño al conectar GD con factor de potencia 0,85 en adelante se debe a las características de compensación de pérdidas del generador y las características de carga propias del sistema.

En resumen, en la instalación de DG debe contemplarse su característica como compensador para aprovechar los efectos positivos en el sistema de distribución, permitiendo la compensación reactiva para el control de tensión.

## Conclusiones

Con la aplicación del algoritmo analítico implementado, el cual permite definir la ubicación óptima de la GD basado en las pérdidas y la curva de demanda diaria en el sistema IEEE 34 nodos, se puede inferir que al utilizar el tamaño óptimo de potencia que minimiza las pérdidas en el flujo de carga diario, se generan flujos de potencia inversos; por lo tanto con el fin de aplanar la curva de demanda es necesario disminuir el tamaño de potencia en la GD.

La GD cambia el flujo de potencia del sistema, ocasionando perturbaciones en el perfil de tensión de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Por flujos inversos, como por ejemplo, sobretensiones y variaciones en la regulación de tensión; la no alteración del perfil de tensión, se logra conectando una potencia de generación que cumpla con las características de compensación de pérdidas y no modifique las características de carga del sistema de prueba.

## Referencias

- [1] J. Haan and P. Nguyen, "Social interaction interface for performance analysis of smart grids," *Smart Grid Model. Simul. (SGMS)*, IEEE First Int. Work., pp. 79–83, 2011.
- [2] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt, and K. Syngellakis, "The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors," *Energy Policy*, vol. 39, no. 10, pp. 6280–6290, Oct. 2011.
- [3] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, 1991.
- [4] D. Q. Hung, N. Mithulananthan, and R. C. Bansal, "Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks," *Energy Conversion*, *IEEE Trans.*, vol. 25, no. 3, pp. 814–820, 2010.
- [5] K. Bhumkittipich and W. Phuangpornpitak, "Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation for Power Loss Reduction Using Particle Swarm Optimization," *Energy Procedia*, vol. 34, pp. 307–317, Jan. 2013.
- [6] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 28, no. 6, pp. 413–420, Jul. 2006.

## De los autores

**Ricardo Alfonso Gómez Suárez:** Ingeniero Electrónico, Master en Teleinformática. Docente de Tiempo Completo y Líder del Área de Telemática, Universidad ECCI. Facultad de Ingeniería. Docente Hora Cátedra, Universidad Distrital, Facultad de Ingeniería. rgomez@ecc.edu.co, ragomez@udistrital.edu.co

**Edwin Rivas Trujillo:** Ingeniero Electricista, Magister en Sistemas de Generación Energía Eléctrica, Master y Doctor en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática. Director del Grupo de Compatibilidad e Interferencia Electromagnética de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas.