

## EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE TRANSMISIÓN

### IMPACT EVALUATION OF DISTRIBUTED GENERATION IN THE TRANSMISSION NETWORK

MSc. Ing. W.M. Villa-Acevedo, Ing. J.M. Rendón,  
PhD. J.M. López-Lezama

Universidad de Antioquia, Facultad de Ingeniería, Grupo de Investigación en Manejo  
Eficiente de la Energía (GIMEL).

Cl. 67 #53-108, Medellín, Antioquia, Colombia.

Teléfono 574 2198332.

E-mail: walter.villa@udea.edu.co, jhonmario90@hotmail.com  
.jmaria.lopez@udea.edu.co.

**Resumen:** La generación distribuida (GD) se define como la producción de electricidad a pequeña escala en la red de distribución cerca de los usuarios finales. En los últimos años, la participación de la GD en redes de distribución se ha incrementado de forma considerable debido a factores que incluyen avances tecnológicos en generación a pequeña escala y un renovado interés en temas ambientales. En este contexto, es importante contar con estudios que evalúen su impacto no solo a nivel de la red de distribución sino también en las redes de transmisión. En este artículo se presenta una metodología para valorar los impactos de la GD en la red de transmisión en términos de: pérdidas de potencia activa y reactiva, perfil de tensión, nivel de congestión de las líneas de transmisión, emisiones y reservas rodantes. El impacto en la red de transmisión es evaluado por medio de índices adaptados de la literatura técnica. Adicionalmente, se utilizan flujos probabilísticos y el concepto de la planta virtual de potencia para el modelado de la GD renovable (solar y eólica). Se presentan resultados en el sistema de prueba IEEE de 39 barras que evidencian la aplicabilidad de la metodología propuesta.

**Palabras clave:** Generación distribuida, generación eólica, sistema solar fotovoltaico, red de transmisión, planta virtual.

**Abstract:** Distributed generation (DG) is defined as small-scale electricity production in the distribution network near final users. In the last years, the participation of DG in distribution systems has increased considerably due to factors that include technological advances in small-scale generation and a renewed interest in environmental issues. In this context, it is important to have studies that assess its impact not only at the level of the distribution networks but also in transmission networks. This paper presents a methodology to assess the impacts of GD on the transmission network in terms of active and reactive power losses, voltage profile, and congestion level of transmission lines, emissions and spinning reserves. These impacts are evaluated through indexes adapted from the technical literature. Furthermore, probabilistic power flows as well as the concept of virtual power plant are used for modeling renewable DG (solar and wind). Results are presented in the IEEE 39-bus test system that demonstrates the applicability of the proposed methodology.

**Keywords:** Distributed generation, solar photovoltaic system, wind power, transmission network, and virtual power plants.

## 1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años el sector eléctrico ha sufrido grandes cambios gracias a la liberalización de los mercados de energía, adelantos tecnológicos que han hecho económicamente viable la producción de electricidad a pequeña escala y la tendencia a reducir la dependencia de combustibles fósiles. En este contexto ha surgido una nueva filosofía de operación de redes de distribución que permite la inclusión de GD en zonas interconectadas y no interconectadas (Bohórquez, 2018); además de una participación activa de los usuarios (Yang *et al.*, 2018; Gómez *et al.*, 2018; Parrado *et al.*, 2019). Este esquema de operación trae consigo nuevos retos al operador de red, pues el sistema no fue diseñado originalmente para albergar GD. En la literatura técnica se presentan diferentes estudios que se centran en la ubicación y dimensionamiento óptimo de las unidades de GD que se integrarán al sistema. Las técnicas utilizadas incluyen métodos analíticos (Hung *et al.*, 2010), programación matemática (Kumawat *et al.*, 2016) y métodos heurísticos (López-Lezama *et al.*, 2012). En (Suvarchala *et al.*, 2018) se presenta una revisión sobre técnicas de ubicación óptima de GD en redes de distribución.

Los impactos de la GD se pueden clasificar en técnicos, económicos y ambientales. Los impactos técnicos incluyen el mejoramiento en el perfil de tensión (Jiang *et al.*, 2013), disminución de pérdidas activas (Chiradeja, 2005), aumento en la seguridad de la red (Allan *et al.*, 2006) y en la calidad del servicio (Papazoglou y Gigandidou, 2003). Los impactos económicos incluyen el aplazamiento en inversiones (Gil y Joos, 2006) y disminución en los pagos de electricidad por participación activa en la red (López-Lezama *et al.*, 2012). Finalmente, los impactos ambientales se ven reflejados en la disminución de emisiones y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles (Abdullah *et al.*, 2011).

La planta virtual de potencia (*Virtual Power Plant*, VPP) es un concepto creado debido a que las plantas de GD que ingresan al sistema eléctrico de potencia (SEP) tienen una baja capacidad de generación individual. Esto hace más difícil la operación normal del sistema y conlleva a la subutilización en los grandes generadores. Las VPP aumentan la visibilidad y el control de la GD en el sistema eléctrico. Mediante una VPP se agrupa un gran número de pequeñas plantas de GD que pueden ser controladas para apoyar al sistema y ser tenidas en cuenta en el mercado de energía, incluso para

ofrecer otros servicios para el mercado eléctrico (Jenkins *et al.*, 2010).

Las características de operación de una VPP son el resultado de los parámetros que caracterizan a cada pequeña planta de GD que la componen. Las características finales de una VPP son similares a los de una planta de generación tradicional, como por ejemplo: salida programada, tasa de rampa, regulación de voltaje, capacidad, reserva, y patrones de control de carga como la elasticidad de demanda y precio, y recuperación de carga (Jenkins *et al.*, 2010).

En este artículo se propone un método probabilístico para la evaluación de los impactos de la GD en el sistema de transmisión considerando la agregación de generación por medio de una VPP. Para la valoración de la aleatoriedad de la generación de potencia eólica y solar; además de la variabilidad de la demanda nodal, se usa un flujo de potencia probabilístico basado en el método de Monte Carlo. El impacto en el sistema se evalúa a través de índices que cuantifican el cambio con la participación de tecnologías renovables de GD. Finalmente, se valida la metodología con el sistema IEEE de 39 nodos mostrando los impactos de la GD en la red de transmisión.

## 2. ÍNDICES PARA VALORAR EL IMPACTO DE LA GD EN LA RED TRANSMISIÓN

En este artículo se utilizan índices para cuantificar el impacto en las pérdidas de potencia activa y reactiva, la desviación de voltaje, la capacidad de las líneas de transmisión, la cantidad de emisiones liberadas en la atmósfera, el costo de las emisiones liberadas y las reservas rodantes. A continuación, se presenta la definición de los índices técnicos y ambientales implementados, los cuales han sido adaptados de (Nikolaidis *et al.*, 2013; Ochoa *et al.*, 2006; Ochoa *et al.*, 2008).

**Pérdidas de potencia activa ( $ILp^k$ ):** evalúa en porcentaje los cambios en las pérdidas de potencia activa como se define en (1). En este caso  $Losses^k$  son las pérdidas de potencia en la  $k$ -ésima configuración con GD, y  $Losses^0$  son las pérdidas de potencia en el caso base sin GD.

$$ILp^k = 1 - \frac{Re\{Losses^k\}}{Re\{Losses^0\}} \quad (1)$$

**Pérdidas de potencia reactiva ( $ILq^k$ ):** evalúa en porcentaje los cambios en el flujo de potencia reactiva como se indica en (2).

$$ILq^k = 1 - \frac{abs(Im\{Losses^k\})}{abs(Im\{Losses^0\})} \quad (2)$$

**Índice de desviación de voltaje ( $IVD^k$ ):** evalúa la máxima desviación de tensión de la red con la inclusión de la GD como se define en (3)

$$IVD^k = 1 - (v_{max}^k - v_{min}^k) \quad (3)$$

En este caso  $v_{min}^k$  y  $v_{max}^k$  son las tensiones mínimas y máximas de la barras en la  $k$ -ésima configuración con GD.

**Índice de capacidad de la línea ( $IC^k$ ):** calcula la capacidad de potencia liberada en las líneas al incluir GD como se define en (4). Si el índice es mayor que uno el impacto de la GD es positivo (descongestión); si el índice es menor que 1 el impacto es negativo (congestión).

$$IC^k = \frac{Scap^k}{Scap^0} \quad (4)$$

En este caso  $Scap^0$  y  $Scap^k$  son las capacidad restante de la línea para la  $k$ -ésima configuración para el caso base y con GD, respectivamente.

**Índice de emisiones ( $IEm^k$ ):** permite evaluar en porcentaje el impacto ambiental respecto a la generación de emisiones de gases como el  $CO_2$ ,  $SO_2$  y  $NO_x$ , como se definen en (5); donde  $Emisiones^0$  y  $Emisiones^k$  representan la cantidad de emisiones para el caso base y la  $k$ -ésima configuración con GD.

$$IEm^k = 1 - \frac{Emisiones^k}{Emisiones^0} \quad (5)$$

**Índice de reservas rodantes ( $ISR^k$ ):** permite evaluar las reservas de los generadores existentes antes de incluir GD y después de integrar la GD, como se define en (6); donde  $SpinRes^0$  y  $SpinRes^k$  es la reserva rodante para el caso base y la  $k$ -ésima configuración con GD.

$$ISR^k = \frac{SpinRes^k}{SpinRes^0} \quad (6)$$

### 3. PRODUCCIÓN RENOVABLE INTERMITENTE

La producción de energía con recurso eólico y solar se han constituido como las tecnologías de generación eléctrica más promisorias en el mundo, por lo cual se considera la GD con recurso

renovables intermitentes como el viento y la radiación solar.

#### 3.1 Generación de potencia eólica

La variabilidad de la velocidad del viento se puede observar espacial y temporalmente como se informa en estudios típicos con respecto a la selección de posibles sitios de instalación. Los datos del viento recolectados de ubicaciones potenciales deben ser analizados e interpretados adecuadamente. En la actualidad, se han ajustado varias distribuciones de probabilidad a los datos tomados en campo para caracterizar adecuadamente los atributos estadísticos que representan los regímenes de variación de la velocidad del viento. Comúnmente, se ha encontrado que las funciones de distribución de Weibull y Rayleigh pueden usarse para describir las variaciones de la velocidad del viento en un régimen con un nivel de precisión aceptable (UPME, 2006).

Además, uno de los principales factores que afectan el desempeño del sistema de conversión de energía eólica es la respuesta de la potencia de salida ante diferentes velocidades del viento. Generalmente, se modela usando la curva de potencia de la turbina eólica. La curva de potencia de la máquina refleja las eficiencias aerodinámicas y del sistema de conversión en una forma integrada. Se usa el modelo cuadrático ( $n = 2$ ) de la curva de potencia del aerogenerador que se define en (7).

$$P = \begin{cases} 0, & v < v_{in} \\ P_r * \frac{(v^n - v_{in}^n)}{v_r^n - v_{in}^n}, & v_{in} \leq v \leq v_r \\ P_r, & v_r \leq v \leq v_{out} \\ 0, & v \geq v_{out} \end{cases} \quad (7)$$

Donde:

$v$ : Velocidad del viento.

$v_r$ : Velocidad nominal.

$v_{in}$ : Velocidad de corte de entrada.

$v_{out}$ : Velocidad de corte de salida.

$P_r$ : Potencia activa nominal.

Para calcular la potencia total de la planta eólica con aerogeneradores de iguales características se aplica (8), tomado de la referencia (Li y Zhao, 2015):

$$W_{av} = P * N_w \quad (8)$$

Donde:

$P$ : Potencia generada por una unidad.

$W_{av}$ : Potencia total generada en la planta.

$N_w$ : Número de generadores eólicos.

#### 3.2. Generación de potencia solar GD

Se considera el modelo solar de pequeña escala propuesto en (Aliyu y Agee, 2016). Este modelo puede ser aplicado a plantas de generación fotovoltaica de baja capacidad.

$$P_{elec} = P_{pv} * (1 - \lambda_{misc}) \quad (9)$$

Donde:

$P_{elec}$ : Potencia eléctrica entregada a la red

$P_{pv}$ : Potencia generada en los paneles

$\lambda_{misc}$ : Pérdidas de potencia

La potencia generada en los paneles se calcula usando la expresión (10).

$$P_{pv} = p_{max} * \frac{I_s}{I_{STC}} * [1 - \gamma_s * (T_{cell} - T_{STS})] \quad (10)$$

Donde:

$p_{max}$ : Potencia máxima nominal de un panel fotovoltaico.

$I_s$ : Radiación solar que incide en el panel.

$I_{STC}$ : Radiación solar en condiciones estándar.

$\gamma_s$ : Coeficiente de temperatura para la eficiencia del panel.

$T_{STS}$ : Temperatura de la celda en condiciones nominales.

$T_{cell}$ : Temperatura de operación del panel.

Para calcular la operación de temperatura del panel se utiliza (11)

$$T_{cell} = T_{at} + I_s * \left( \frac{NOCT - 20^\circ C}{800W/m^2} \right) \quad (11)$$

Donde:

$T_{at}$ : Temperatura ambiental

$NOCT$ : Temperatura nominal de operación del panel

## 4. MÉTODO PROBABILÍSTICO

### 4.1 Flujo probabilístico basado en el método de Monte Carlo

En la figura 1 se presenta el flujograma de método probabilístico basado en el método de simulación Monte Carlo propuesto para la evaluación del impacto de la GD en el sistema de transmisión usando los índices de impacto de GD. El procedimiento se inicia con la definición de los modelos probabilísticos de las variables de entrada del sistema (función de probabilidad de las demandas nodales, variaciones de la potencia eólica y solar). Para una configuración topológica del sistema se generan, de acuerdo a la función de probabilidad, las muestras de las demandas nodales y los niveles de producción de la potencia eólica y solar. Luego, se realiza el despacho de las unidades

de generación del sistema correspondiente con cada muestra de la demanda nodal incluyendo la producción eólica y solar de la VPP. Lo anterior se realiza usando la herramienta de flujo óptimo de potencia de Matpower (Zimmerman *et al.*, 2011). Finalmente, se realiza el cálculo y el análisis estadístico de los índices de impacto de la GD en el sistema descritos en la sección 2.

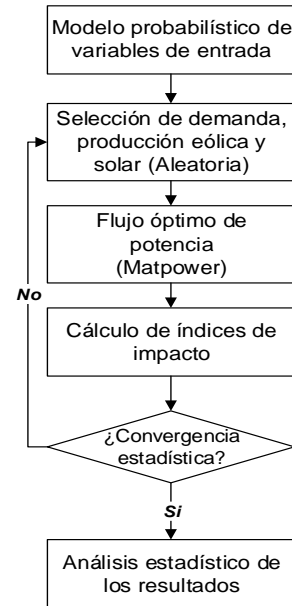


Fig. 1. Análisis probabilístico de índices de impacto basado en Monte Carlo

### 4.2 Modelo probabilístico de la demanda nodal y potencia eólica y solar

La demanda eléctrica en el sistema varía constantemente, por lo cual la operación del sistema se debe adaptar a estas variaciones en cualquier instante. El modelo estadístico de la demanda nodal es representado por medio de una función de probabilidad (PDF, por sus siglas en inglés) normal (Villa *et al.*, 2012). Para la producción de la potencia eólica se considera la variabilidad de la velocidad del viento, la PDF de Weibull es usada para la representación estocástica del comportamiento de la velocidad del viento. Los parámetros de la PDF fueron calculados usando las medidas de velocidad de viento reportadas en el mapa eólico de Colombia (UPME, 2006). La producción de energía solar depende de la radiación solar, que varía según la hora del día, la época del año, la ubicación geográfica y de las condiciones meteorológicas como la nubosidad y la lluvia. En relación a muestreos realizados al comportamiento de la intensidad de la radiación, se ha demostrado que estos datos cumplen con la PDF normal (Alami y Batista, 2009); se usa la PDF normal cuyos

parámetros fueron calculados usando los valores de radiación reportados en (IDEAM, 2018).

## 5. PRUEBAS Y RESULTADOS

El método propuesto para la evaluación de los impactos de la agregación de GD por medio de VPP es probado en el sistema de la IEEE de 39 nodos. Para evaluar el impacto de la GD, se requiere un caso base del sistema sin GD, para lo cual se usa la red de prueba IEEE de 39 barras. Este sistema se adaptó para crear diferentes escenarios con GD y carga aleatoria. Las VPP que se incluyen son a partir de generación solar y eólica GD.

Para la generación eólica se seleccionó una turbina tipo Kleine de 2.5 kW. Las turbinas Kleine se asumen a una altura de 40 m. Para la planta solar se seleccionaron paneles de la referencia Sun Power E20 de 435 W. Para la estimación de los parámetros de PDF Weibull se tomaron los datos velocidad de viento y radiación solar de la de la ciudad de Barranquilla, Colombia.

Con las características de las plantas eólica y solar se conforman las VPP de capacidad de 20 MW cada una que se incluirán en la evaluación de escenarios. Para construir la VPP se consideran 1150 instalaciones solares y 60 micro parques eólicos. Cada instalación solar será conformada por 10 paneles de 435 W cada uno, esto da una potencia solar nominal de 5 MW; mientras que cada micro parque eólico estará conformado por 100 micro generadores de 2.5 kW cada uno. Esto dará una potencia eólica nominal de 15 MW. Para cada escenario se realizan 10000 simulaciones usando el método de Monte Carlo. Se calculan seis índices: pérdidas de potencia activa y reactiva, desviación de voltaje, capacidad de potencia de las líneas y reservas de potencia. Para el índice de emisiones se considera la información presentada en la Tabla 1 (Chiradeja, 2005). En la Tabla 2 para el índice de cantidad de emisiones se presentan la cantidad de emisiones para el caso base considerando plantas térmicas a carbón.

*Tabla 1: Emisiones para diferentes tipos de generación kg/MWh*

| Modo de generación    | NOx   | CO <sub>2</sub> | SO <sub>2</sub> |
|-----------------------|-------|-----------------|-----------------|
| Térmica a carbón      | 1.634 | 822.8           | 3.445           |
| Térmica a combustible | 0.023 | 635.04          | 0               |
| Solar                 | 0     | 0               | 0               |
| Eólica                | 0     | 0               | 0               |

Para el índice de desviación de voltaje se asume que en el caso base todas las líneas de transmisión están cargadas al 80% de su capacidad nominal.

*Tabla 2: Emisiones en el caso base*

| Agente          | kg         | Ton     |
|-----------------|------------|---------|
| NOx             | 10290.63   | 10.29   |
| CO <sub>2</sub> | 5181858.89 | 5181.85 |
| SO <sub>2</sub> | 21695.98   | 21.69   |

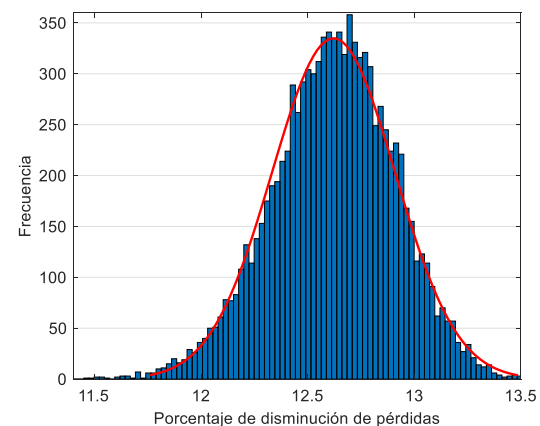
Se realiza la evaluación de 3 escenarios a partir del caso base, en los cuales se aumenta la capacidad de la GD agregando un número determinado de VPP en distintos nodos como se presentan en la tabla 3. Para determinar el nivel de penetración de la GD en el sistema en cada escenario se aplica el índice PEC descrito en ((Nikolaidis *et al.*, 2013) teniendo como referencia la capacidad nominal del caso base ( $P_{gen}$ ), que corresponde a 7367 MW.

*Tabla 3: Estatus del sistema para los escenarios*

| Escenario  | $PEC = \frac{P_{GD}}{P_{gen}}$ |
|------------|--------------------------------|
| 1 (2 VPP)  | 0.54 %                         |
| 2 (18 VPP) | 4.88 %                         |
| 3 (37 VPP) | 10.04 %                        |

El criterio aplicado para la selección de los nodos en los que se instala las VPP corresponde a los nodos con más demanda, los nodos donde se conectan las líneas más cargadas y los nodos donde la tensión es menor; y se agregará solo una VPP por nodo seleccionado.

En las figuras 2 y 3 se presentan los resultados de los índices de pérdidas para la línea más congestionada del sistema para el escenario 3.



*Fig. 2: Histograma del índice  $ILp^k$ , escenario 3.*

En la figura 2 y 3, los valores positivos del índice  $ILp^k$  muestran que se disminuyen las pérdidas en la línea bajo análisis, es decir, se indica el porcentaje disminución en las pérdidas de potencia activa y reactiva con respecto al caso base sin incluir GD.



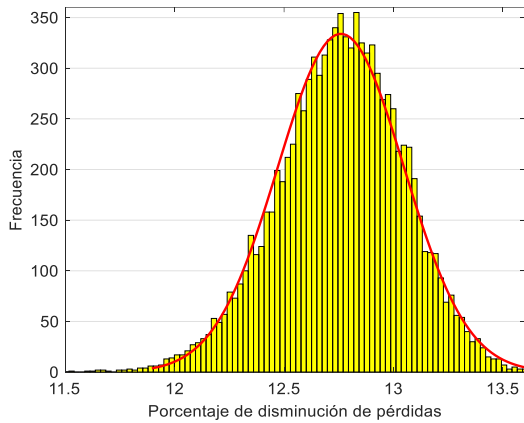


Fig. 3: Histograma del índice  $ILq^k$ , escenario 3.

Para el índice  $IVD^k$  se tiene que entre más cerca sea el valor del índice a 1 es mejor, ya que indica que el voltaje es uniforme en las barras. En la figura 4 se observa que el valor del índice para el nodo 33 aumenta, acercándose a 1, esto permite concluir que al incluir GD se mejora los perfiles de voltaje con respecto a la desviación de voltaje del caso base que es igual 0.937 p.u.

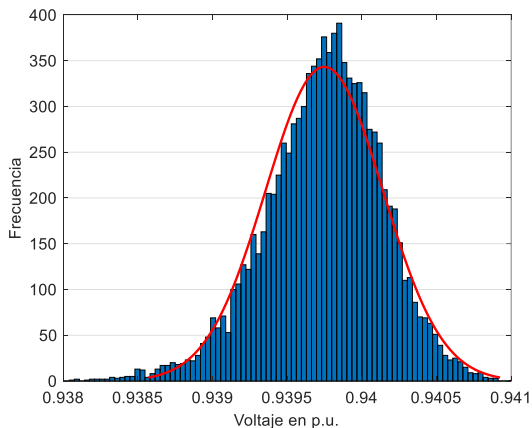


Fig. 4: Histograma del índice  $IVD^k$  en el nodo 33, escenario 3.

Para el índice  $IC^k$ , los valores por encima de 1 indican que se libera capacidad potencia en la línea. En la figura 5 se presentan el histograma de la capacidad liberada para la línea más crítica del sistema, o cercana su límite superior de potencia. En la figura 5 se observa que para la línea más crítica, la capacidad disponible de potencia aumenta; es decir, se descongestiona.

En relación con las reservas rodantes  $ISR^k$ , los valores mayores a 1 indican que estas aumentan. En la figura 6 se observa el cambio total de las reservas rodantes para todo el sistema. Se puede observar que la capacidad de reserva aumenta desde 1.405 hasta un 1.43 en p.u.

En la tabla 4 se presentan la cantidad de emisiones por agente que se producen en el escenario 3, con 10% de generación GD renovable en el sistema. Se producen una reducción de agentes contaminantes de máximo de 6.93 % con respecto a las emisiones del caso base.

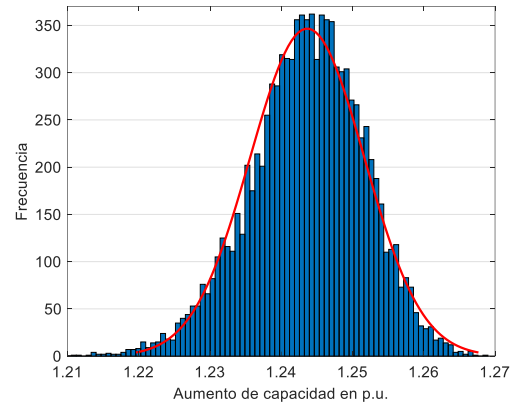


Fig. 5: Histograma del índice  $IC^k$ , escenario 3.

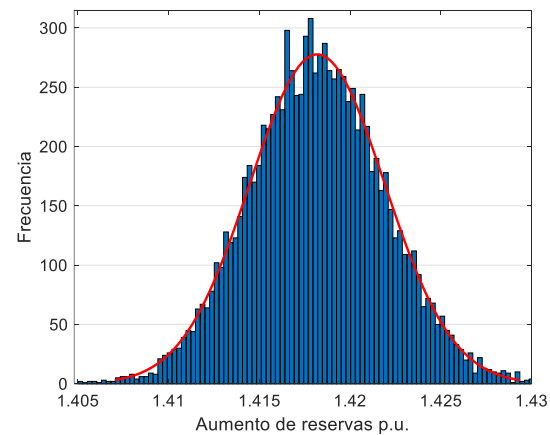


Fig. 6: Histograma del índice  $ISR^k$ , escenario 3.

Tabla 4: cantidad de emisiones en el escenario 3

| Agente          | kg        | Ton    |
|-----------------|-----------|--------|
| NOx             | 713.14    | 0.713  |
| CO <sub>2</sub> | 359102.82 | 359.10 |
| SO <sub>2</sub> | 1503.53   | 1.503  |

Se hace la comparación de los resultados de algunos de los índices para todos los escenarios considerados, esto con fin de tener una imagen clara de los que ocurre en la red de transmisión al incluir GD.

En la tabla 5 se presentan las pérdidas de potencia activa (P) y reactiva (Q). Se puede observar que a medida que aumenta la cantidad de potencia desde la GD, algunas de las líneas tienden a disminuir las pérdidas, en otras las pérdidas aumentan. Para el

escenario 3 con mayor porcentaje de penetración de energía renovable se observa que disminuyen las pérdidas de potencia activa hasta en un 48% de las líneas, alrededor de 20 líneas, y en 39.02% de las líneas aumentan las pérdidas de activa. Esto es, alrededor de 16 líneas con respecto al caso base; mientras que en las 5 líneas restantes (12.19%) no se observa un impacto importante. Con respecto a las pérdidas de potencia reactiva, 20 líneas disminuyeron sus pérdidas (48.78%) del total de líneas; sin embargo, las pérdidas de reactiva aumentaron en 15 líneas (36.58%). Finalmente, en las restantes 6 líneas no se observa un impacto importante.

*Tabla 5: Pérdidas para los escenarios analizados*

| Escenario | Pérdidas | Disminución<br>(% de líneas) | Indiferente<br>(% de líneas) | Aumenta<br>(% de líneas) |
|-----------|----------|------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1         | P        | 24.40                        | 29.27                        | 46.34                    |
|           | Q        | 29.27                        | 26.82                        | 43.90                    |
| 2         | P        | 34.15                        | 12.19                        | 53.65                    |
|           | Q        | 34.15                        | 12.19                        | 53.65                    |
| 3         | P        | 48.78                        | 12.19                        | 39.02                    |
|           | Q        | 48.78                        | 14.63                        | 36.58                    |

En la tabla 6 se presentan los resultados de la capacidad liberada en las líneas. Como se observa en el escenario 3, se logra un aumento de la capacidad disponible de transmisión en 21 líneas (51%), mientras que se reduce en 15 líneas (36.58%); y para las 5 líneas restantes (12.19%) se mantiene indiferente. Las líneas afectadas son principalmente las conectadas a los generadores que fueron despachados con más potencia con respecto al caso base.

*Tabla 6: Líneas que cambiaron la capacidad de potencia en los escenarios analizados*

| Escenario | Disminución<br>(% de líneas) | Indiferente<br>(% de líneas) | Aumenta<br>(% de líneas) |
|-----------|------------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1         | 29.27                        | 24.39                        | 46.34                    |
| 2         | 39.02                        | 12.19                        | 48.78                    |
| 3         | 36.58                        | 12.19                        | 51.22                    |

El porcentaje de aumento en las reservas rodantes del sistema fue bajo. Esto se debe principalmente a que el escenario que más impacta (escenario 3) tiene aproximadamente solo el 10% de la capacidad de generación instalada del caso base. En el mejor de los casos se tiene un aumento del 1.43%, pero en el caso menos favorable se tiene un aumento de las reservas rodantes del 1.016% como se observa en la tabla 7.

*Tabla 7: Reservas rodantes para los escenarios*

| Escenario | Reserva mínima | Reserva máxima |
|-----------|----------------|----------------|
| 1         | 1.016          | 1.027          |
| 2         | 1.183          | 1.20           |
| 3         | 1.405          | 1.43           |

## 6. CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un método probabilístico para la evaluación de la GD renovable intermitente, agregada en VPP, y se evalúa su impacto por medio de índices que cuantifican características técnicas y ambientales. Se consideraron 3 escenarios que corresponden a diferentes grados de penetración de GD renovable el sistema. El nivel de penetración de GD afecta las características técnicas de la red según su capacidad con respecto a la generación tradicional; entre mayor sea la capacidad de GD más impactado estará el sistema de transmisión. Los impactos observados no son todos positivos, pues algunos de ellos afectan o disminuyen la capacidad de la línea. Esto en general se debe a la ubicación de la GD en el sistema.

Entre los impactos negativos que se tienen, está el aumento de las pérdidas y disminución de la capacidad en algunas líneas de transmisión, principalmente en las líneas conectadas a los generadores que se despachan con más potencia respecto al caso base, y también en algunas de las líneas críticas. El impacto negativo en las líneas de transmisión también ocurre si se instala GD en nodos donde anteriormente no se tenía demanda, pues esto implica que la potencia generada debe entrar al sistema de transmisión congestionando las líneas y aumentando las pérdidas de potencia. Finalmente, el número de líneas de transmisión impactadas de forma positiva fueron mayor al número de líneas impactadas negativamente.

Las reservas rodantes del sistema siempre aumentan al incluir GD debido a que la potencia total generada en las plantas convencionales disminuye; pero esto no implica que las reservas rodantes aumenten en todos los generadores, pues debido al cambio de demandas, el despacho de potencia puede aumentar en algunos y disminuir en otros dependiendo de la función de costos del generador. En relación con la reducción de la potencia generada en las plantas convencionales, está se refleja en la reducción de las emisiones de gases contaminantes; tales reducciones fueron notorias en todos los escenarios evaluados.

A pesar de que algunas características técnicas se impactan de forma negativa, se concluye que la inclusión de GD en los sistemas de transmisión

impacta en general de forma positiva las características técnicas de la red. Adicionalmente, se tiene el beneficio ambiental por reducción en la cantidad de emisiones que es tópicamente de vital importancia.

### REFERENCIAS

- Abdullah, M. A., A. P. Agalgaonkar, y K. M. Muttaqi. (2011). "Optimal allocation of renewable energy resources for minimizing emissions in distribution networks". IET Conference on Reliability of Transmission and Distribution Networks.
- Alami, A., y R. Batista. (2009). "performance analysis of a large scale grid connected solar system". 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC).
- Aliyu, H., y J. T. Agee. (2016). "Electric energy from the hybrid wind-solar thermal power plants". IEEE PES Power Africa,
- Allan, R. N., P. Djapic, y G. Strbac. (2006). "Assessing the Contribution of Distributed Generation to System Security". International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems.
- Bohórquez, A. (2018). "Microturbina Pelton, una solución real de energía para zonas no interconectadas". Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada. Vol. 1, No 31.
- Chiradeja, P. (2005). "Benefit of Distributed Generation: A Line Loss Reduction Analysis". IEEE/PES Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific.
- Gil, H. A., y G. Joos. (2006). "On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation". IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No 4.
- Gómez, J., Sandoval C.L., y Coronel, J.J. (2018). "Análisis de prospectiva del sector energético de Colombia para la integración de fuentes fotovoltaicas en los sistemas de distribución de energía eléctrica aplicando una revisión en bases de datos científicas". Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada, Vol. 2, No 32.
- Hung, D. Q., N. Mithulananthan, y R. C. Bansal. (2010). "Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks". IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 25, No 3.
- IDEAM. (2018). "Atlas Interactivo - IDEAM. <http://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>. (Consultado: 14 septiembre 2018)
- Jenkins, N, Jenkins N, Janaka E, y Goran S. (2010). *Distributed Generation*. Editorial Institution of Engineering and Technology.
- Jiang, F., Z. Zhang, T. Cao, B. Hu, y Z. Piao. (2013). "Impact of distributed generation on voltage profile and losses of distribution systems". 32nd Chinese Control Conference.
- Kumawat, P., Sarfaraz, y A. Tandon. (2016). "An analytical approach for optimal allocation of DG unit in distribution system". IEEE 7th Power India International Conference (PIICON).
- Li, J., y J. Zhao. (2015). "Low carbon unit commitment for power system with wind farms and carbon capture devices based on DE-BBO algorithm". International Conference on Renewable Power Generation.
- López-Lezama, J. M., Contreras, J y Padilha-Feltrin, A. (2012). "Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm". International Journal of Electrical Power & Energy Systems Vol. 36 No. 1.
- Nikolaidis, A, Gonzalez-Longatt, F. M. y Charalambous, C. A. (2013). "Indices to Assess the Integration of Renewable Energy Resources on Transmission Systems". Conference Papers in Energy.
- Ochoa, L. F., A. Padilha-Feltrin, y G. P. Harrison. (2006). "Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index". IEEE Trans. on Power Delivery Vol. 21 No. 3.
- Ochoa, L. F., A. Padilha-Feltrin, y G. P. Harrison. (2008). "Evaluating Distributed Time-Varying Generation Through a Multiobjective Index". IEEE Trans. on Power Delivery Vol. 23, No 2.
- Parrado, A., Osma G. A., y Ordoñez, G. (2019). "Instalación de un sistema fotovoltaico en el edificio de ingeniería eléctrica en la Universidad Industrial de Santander". Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada. Vol. 1, No. 33.
- Papazoglou, T. M., y A. Gigandidou. (2003). "Impact and benefits of distributed wind generation on quality and security in the case of the Cretan EPS". CIGRE/IEEE PES International Symposium Quality and Security of Electric Power Delivery Systems.
- Suvarchala, K., T. Yuvaraj, y P. Balamurugan. (2018). "A brief review on optimal allocation of Distributed Generation in distribution network". 4th International Conference on Electrical Energy Systems.
- UPME. (2006). "Atlas del Viento de Colombia". [http://www.upme.gov.co/Atlas\\_Viento.htm](http://www.upme.gov.co/Atlas_Viento.htm). (Consultado: 14 septiembre 2018)
- Villa, W.M., J.L. Rueda, S. Torres, y W.H. Peralta. 2012. "Identification of voltage control areas in power systems with large scale wind power integration". Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition.
- Yang, H., J. Zhang, J. Qiu, S. Zhang, M. Lai, y Z. Y. Dong. 2018. "A Practical Pricing Approach to Smart Grid Demand Response Based on Load Classification". IEEE Trans. on Smart Grid Vol. 9 No 1.
- Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E. y Thomas, R.J. (2011). "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education". IEEE Trans. on Power Systems Vol. 26 No. 1.