

## Ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en redes de distribución radial

### *Optimal and dimensioning location of distributed generation in radial distribution networks.*

Elizabeth Velva Ortega<sup>1</sup> Edgar Llango Guamushig<sup>2</sup> Carlos Quinatoa Caiza<sup>3</sup> Jimmy Xavier Toaza<sup>4</sup> Marco Anibal León<sup>5</sup>

#### RESUMEN

El incremento descontrolado de la Generación Distribuida (GD) en la red eléctrica de distribución, ha generado problemas de sobretensión, calentamiento de conductores, armónicos, desbalances, protecciones, etc. Por lo tanto, el objetivo de esta investigación es realizar el dimensionamiento y localización óptima de la generación distribuida, con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa total de la red sujeto a los límites técnicos establecido en el código de red y los valores de potencia activa y reactiva con las que el GD es dimensionado y localizado. Por consiguiente, se desarrolló un modelo matemático de optimización no lineal entera mixta (MINLP), el mismo que cumple con las características no lineales debido a las ecuaciones de flujo de potencia, así como también a la variable de decisión binaria debido a la ubicación. Para contrarrestar nuestro modelo propuesto se utilizó el software GAMS y DIGSILENT así como también, los Test Feeder de 13 y 34 barras de la IEEE y mediante un análisis de variación al inyectar 1 a 3 GDs con 30%, 60% y 70% de penetración con respecto a la demanda total del sistema, se exponen resultados muy satisfactorios en cuanto a la ubicación y dimensionamiento de la GD y la reducción de pérdidas técnicas en sistemas.

**Palabras claves:** Generación distribuida, pérdidas de potencia activa, MINLP.

---

<sup>1</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador, nancy.velva3277@utc.edu.ec

<sup>2</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador edgar.llango1@utc.edu.ec

<sup>3</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador, carlos.quinatoa4@utc.edu.ec

<sup>4</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador, jimmy.toaza@utc.edu.ec

<sup>5</sup> Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Cotopaxi, Ecuador, marco.leon@utc.edu.ec

Recibido 10 de septiembre de 2021; revisión aceptada 2 de noviembre de 2021

## **ABSTRACT:**

The uncontrolled increase in Distributed Generation (DG) in the electrical distribution network has generated overvoltage problems, conductor heating, harmonics, unbalances, protections, etc. Therefore, the objective of this research is to development a mathematical model for the dimensioning and location optimal of the distributed generation, in order to, minimize the total active power losses of the network subject to the technical limits established in the network code and the values of active and reactive power with which the GD is dimensioned and located. Therefore, a mixed integer nonlinear optimization (MINLP) mathematical model was developed, the same one that meets the nonlinear characteristics due to the power flow equations, as well as the binary decision variable due to location. To counteract our proposed model, the GAMS and DIGSILENT software was used, as well as the IEEE Test Feeder of 13 and 34 bars, and through a variation analysis when injecting 1 to 3 GDs with 30%, 60% and 70% penetration. With regard to the total demand of the system, very satisfactory results are presented regarding the location and dimensioning of the DG and the reduction of technical losses in systems.

**Key words:** Distributed generation, active power losses, MINLP.

## **1. INTRODUCCIÓN**

El crecimiento de la demanda eléctrica a través de los años va tomando un papel importante dentro del desarrollo de la sociedad, y es evidente que tal crecimiento trae consigo incertidumbres tanto en generación, transmisión y distribución. En la actualidad varios países de Latinoamérica cuentan con un sistema de generación que cubre el abastecimiento de la demanda requerida al límite, al punto que el suministro para los próximos años no podrá ser abastecida debido a que los recursos primarios para la generación convencional de electricidad en la actualidad se están agotando.

Con la inyección de la GD las empresas eléctricas de distribución cubrirán una parte de la demanda eléctrica pero, antes se tendrá que realizar la evaluación correspondiente para la inyección en los posibles alimentadores candidatos ya que es evidente, que una elevada incorporación de GD puede causar grandes estragos tales como: sobrecarga térmica en los equipos (alimentadores, transformadores, etc.), mayor riesgo de ocasionar un cortocircuito en

el equipo y mal funcionamiento del equipo y protección así como también estas pueden exceder el nivel del límite establecido por las normas técnicas del sistema.

La integración de GD puede presentar impactos positivos, así como también impactos negativos en la red, esta puede ser; la ubicación o dimensionamiento inapropiado de la GD en el sistema puede ocasionar problemas técnicos como perfiles de tensión por fuera de los rangos permitidos, fluctuaciones de tensión y violación de los límites de capacidad en las líneas [1], [3], [4].

En vista a ello existen varios aspectos que deben ser considerados en el campo de GD al realizar estudios de planeamiento y operación con el fin de mejorar la confiabilidad. La mayoría de estos estudios de planeamiento consideran la parte de ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida. Frente a estos aspectos Fernando D. [2], considera importante realizar un estudio previo a la instalación y para ello realiza un análisis de la normativa enfocada al concepto de GD, la importancia de la seguridad energética y la diversificación de la matriz con energías renovables, la necesidad de reducir la dependencia en combustibles fósiles, exige que se fomenten en el Ecuador nuevos proyectos de recursos renovables no convencionales.

Es entonces que, Danilo M. y Giraldo C. [5] lanzaron una propuesta para el manejo de la variabilidad que se genera como respuesta a la GD, el modelo seleccionado es la programación no lineal entera mixta con el cual consideran determinar una ubicación óptima de GD y bancos de condensadores en sistemas radiales de distribución disminuyendo las pérdidas de potencia activa y reactiva.

Por otro lado, Guanquiza, López y Gil [6], presentaron una adecuada metodología para la ubicación y dimensionamiento de generación distribuida fotovoltaica, en una red de distribución urbana, planteando un modelo matemático que evalúa dos funciones objetivas el cual consiste en minimizar pérdidas y disminuir costos de inversión respectivamente. Así mismo S.Selvi Ramalakshmi. [7], plantea la importancia de una ubicación óptima de la generación distribuida (DG) para minimizar las pérdidas y maximizar el ahorro mientras se mantiene el perfil de voltaje apropiado en todas las barras, incorporando modelos dependientes del voltaje en el análisis. Utilizando la programación evolutiva para encontrar el tamaño óptimo de la generación distribuida.

Utilizando una combinación de métodos de optimización Samir D. y Hossein S. [8], investigó el impacto de la ubicación y el tamaño de los generadores distribuidos en los sistemas de distribución, que es similar al método analítico mejorado puesto que el enfoque propuesto

optimiza el tamaño y la ubicación de los generadores distribuidos con capacidades de potencia activa y reactiva. Concluyendo que, los estudios muestran que el método propuesto produce resultados mucho mejores que el método analítico mejorado y con menos tiempos de cálculo.

R. Shivarudraswamy. [9], determina que el tamaño y la ubicación óptima de las unidades DG pueden conducir a bajas pérdidas de energía, perfiles de alto voltaje. En el escenario en tiempo real, identificar una ubicación y un tamaño de DG apropiados es difícil debido a varias restricciones del sistema. Por lo tanto, es necesario un método que pueda identificar una ubicación y un tamaño de DG óptimos. Usando el método, se puede diseñar un sistema de potencia con un nivel de confiabilidad y perfil de voltaje aceptables.

Jesús M. Fernando V. y Nicolás M. [10], estudiaron los métodos heurísticos y metaheurísticos para la ubicación y dimensionamiento óptimo de GD. Para este fin, se han implementado y comparado cuatro técnicas diferentes i) Recocido Simulado ii) Búsqueda de Entorno Variable iii) Algoritmo Genético y iv) un método híbrido que combina la Búsqueda de Entorno Variable con un Algoritmo Genético. Para probar la eficiencia de estos métodos se han hecho diferentes pruebas en un sistema de distribución de 34 barras, ampliamente utilizado en la literatura técnica.

Jesús M. Lezama, Luisa F Buitrago y Villada F [11], presentan una metodología para determinar la ubicación, precio de contrato y tamaño óptimo de generación distribuida (GD) en sistemas de distribución, esta metodología supone la integración de dos agentes: el propietario de la generación distribuida que pretende maximizar sus ganancias al vender energía al operador de la red de distribución y por otro lado el operador de la red de distribución pretende minimizar los pagos incurridos en atender la demanda de la red.

Todas estas investigaciones hacen referencia a la ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD proponiendo uno o más funciones objetivas las cuales están basadas en minimizar pérdidas de energía, minimizar costos de operación y mantenimiento, balance de potencia etc. En base a estos estudios realizados para el desarrollo de esta investigación se considera desarrollar un modelo matemático que permita trabajar con variables de estado, cargabilidad, pérdidas en el sistema de distribución y cantidad de potencia activa y reactiva necesaria para compensar al sistema.

## 2. MÉTODOLÓGÍA

### Modelado matemático

En este trabajo se considera el análisis de un problema de minimización de pérdidas de potencia activa en las redes eléctricas de distribución considerando como un problema en estado inestable, es decir que la variación del consumo de la demanda depende del tiempo, (se ha considerado tomar la demanda de consumo en horas pico), que por sus características de no linealidad y el manejo de variables continuas y discretas al mismo tiempo, nos referimos entonces a un problema MINLP.

El problema de toma de decisiones consiste en determinar de manera óptima la potencia activa y reactiva que puede inyectar la generación distribuida en los nodos ideales considerando la potencia demandada en horas pico en cada nodo de la red (nuestras variables continuas de decisión), así como también cuantos y cuales nodos serán los candidatos posibles a la instalación de la GD, de tal manera que al inyectar esta generación distribuida se presente un porcentaje de minimización de pérdidas de potencia activa.

### Función objetiva

La función objetiva descrita en la ecuación (1) expone las pérdidas de potencia activa en función de la magnitud y el ángulo de la tensión y de la matriz de admitancia de las líneas.

$$\min z = \sum_{i \in \Omega_N} V_i \left( \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \right) \quad (1)$$

Donde:

- $z$  Función objetiva asociado a las pérdidas de potencia activa.
- $V_i V_j$  Magnitud de voltaje en los nodos  $i$  y  $j$
- $Y_{ij}$  Magnitud de admitancia del tramo de red  $i$  y  $j$
- $\theta_i \theta_j$  Ángulos de las tensiones en los nodos  $i$  y  $j$
- $\Omega_N$  Conjunto que contiene todos los nodos del sistema
- $\phi_{ij}$  Angulo de la admitancia del tramo de la red  $i$ - $j$

### Restricciones de igualdad

Las características del balance de potencia en los sistemas de distribución son consideradas para denotar las restricciones de igualdad.

La ecuación (2) y (3) representan las restricciones de igualdad en base al balance de potencia activa y reactiva en cada nodo.

$$P_i^{GC} + P_i^{GD} - P_i^D = V_i \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad (2)$$

Donde:

- $P_i^{GC}$  Potencia activa entregada por el generador convencional en el nodo i
- $P_i^{GD}$  Potencia activa entregada por la unidad de GD en el nodo i
- $P_i^D$  Potencia activa demandada en el nodo i

$$Q_i^{GC} + Q_i^{GD} - Q_i^D = V_i \sum_{j \in \Omega_N} V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \phi_{ij}) \quad (3)$$

Donde:

- $Q_i^{GC}$  Potencia reactiva generada de forma convencional en el nodo i
- $Q_i^{GD}$  Potencia reactiva entregada por la unidad de GD en el nodo i

### Restricciones de desigualdad

En la ecuación (4) se presenta las condiciones máximas y mínimas de regulación de voltaje en cada nodo con el fin de mantener la calidad de servicio en el sistema. Los niveles admisibles de desviación de tensión en las redes de distribución según la Resolución ARCONEL Nro. 053/18 Regulación 005/18 establece  $\pm 6\%$  de la tensión nominal.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4)$$

Donde:

- $V_i^{\min}$  Límite inferior de voltaje permitido en el nodo i
- $V_i^{\max}$  Límite superior de voltaje permitido en el nodo i

En la ecuación (5) se presentan los valores máximos y mínimos que permite delimitar el ángulo de la tensión.

$$-\pi \leq \theta \leq \pi \quad (5)$$

Donde:

- $\pi$  es la constante para delimitar los ángulos de la tensión.

En la ecuación (6) y (7) presentan los límites máximos y mínimos de la capacidad que poseen los generadores para satisfacer la demanda del sistema.

$$0 \leq P_i^{GC} \leq P_i^{GC,\max} \quad (6)$$

$$0 \leq Q_i^{GC} \leq Q_i^{GC,\max} \quad (7)$$

Donde:

- $P_i^{GC,\max}$  Límite máximo de potencia activa permitida por la GC en el nodo  $i$
- $Q_i^{GC,\max}$  Límite máximo de potencia reactiva permitida de GC en el nodo  $i$

En la ecuación (8) permite limitar la capacidad de potencia activa capaz de ser producida por la generación distribuida en cualquier nodo que se establezca como óptimo.

$$0 \leq P_i^{GD} \leq x_i P_i^{GD,\max} \quad (8)$$

Donde:

- $X_i$  Variable binaria de decisión (toma un valor de 1 al ubicar un GD y un valor de 0 si no).
- $P_i^{GD,\max}$  Límite máximo de generación de potencia activa para GD.

La ecuación (9) presenta el porcentaje de penetración en términos de potencia activa que puede suplir la GD con respecto a la demanda del sistema.

$$\sum_{i \in \Omega_N} X_i P_i^{GD} \leq \alpha \sum_{i \in \Omega_N} P_i^D \quad (9)$$

Donde:

- $\alpha$  % de penetración permitida de GD en el sistema de distribución.

En la ecuación (10) se presenta la capacidad máxima permitida de GD a ubicar en el sistema y la característica binaria de las variables de decisión para la ubicación de GD; esta variable de decisión  $X_i$  tendrá un valor de “1” si la generación distribuida ha sido localizada, caso contrario un valor “0”.

$$\sum_{i \in \Omega_N} X_i \leq N_{dis}^{GD} \quad (10)$$

Donde:

- $N_{dis}^{GD}$  Número máximo de GD que se puede ubicar dentro de la red

$$X_i \in \{0,1\} \{ \forall \in \Omega N \} \quad (11)$$

Finalmente la variable binaria  $X_i$  va tomar un valor exclusivamente de 1 o 0 al ir evaluando una óptima solución en todo el conjunto de nodos  $\Omega N$  para seleccionar el nodo más apropiado.

### SISTEMAS DE PRUEBAS Y CASOS DE ESTUDIO

En esta sesión se considera aplicar el método de optimización no lineal entera mixta en función al paquete de optimización GAMS, con el objetivo que se localice la GD en los puntos óptimos acorde a los casos de simulación. En los sistemas de prueba se aplicará la metodología antes presentada la cual está constituida desde la ecuación 1 hasta la ecuación 11, la localización de la GD está determinada por medio de porcentajes de penetración es decir, no se considera un sistema para incorporar GDs con capacidad infinita.

Caso base: en este caso se observará las pérdidas de potencia activa sin la presencia de generación distribuida GD.

**Caso 1:** en este caso se considera introducir 1 GD con porcentajes que inyecte el 30%, 60% y 70% de la demanda total, con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa, también se observara la variación de la tensión con respecto al caso base.

**Caso 2:** en este caso se presenta la penetración de 2 GDs con porcentajes que inyectan el 30%, 60% y 70% de la demanda con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa, también se observara la variación de la tensión con respecto al caso base.

**Caso 3:** en este caso se presentan 3 GDs con porcentajes que inyectan el 30%, 60% y 70% de la demanda total con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa, también se observara la variación de la tensión con respecto al caso base.

- Los niveles admisibles de desviación de tensión en las redes de distribución según la Resolución ARCONEL Nro. 053/18 Regulación 005/18 establece  $\pm 6\%$  de la tensión nominal, es decir los límites son de 0.94 pu a 1.06 pu en cada uno de los nodos, también se toma un nodo Slack como un nodo de referencia con los valores de  $V_1 = 1.0$  p. u y  $\theta_1 = 0$  rad.

### EJEMPLO DE IMPLEMENTACIÓN

#### Sistema de prueba IEEE de 34 nodos

Para este ejemplo trata de un esquema de 34 barras y 33 líneas cuyo nivel de tensión es de 4.6 KV con la cual opera el generador convencional GC, la potencia activa y reactiva demandada en horas pico por las cargas instaladas son de 2,3 MW y 1,34 MVar.

Según el sistema de prueba se considera tomar 100 KVA como potencia de base, así como 4.6 kV como tensión de base.

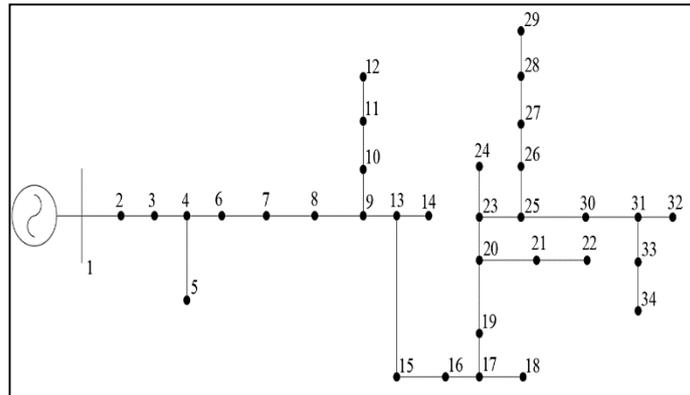


Figura 7: Esquema de aplicación 34 nodos para el modelo de optimización.  
Fuente: [12]

Tabla 8: Parámetros eléctricos para el sistema de barras de 34 nodos y 33 líneas para la implementación en GAMS.

NODO(i,j)	Rij( $\Omega$ )	Xij( $\Omega$ )	PiD(Kw)	QiD(KVAr)
1-2	0,0043	0,0040	20	16
2-3	0,0029	0,0021	9	7
3-4	0,0280	0,0228	135	105
4-5	0,0006	0,0005	20	16
4-6	0,0060	0,0060	150	75
6-7	0,0016	0,0015	10	5
7-8	0,0126	0,0094	200	100
8-9	0,0052	0,0005	4	2
9-10	0,0122	0,0122	200	100
10-11	0,0312	0,0283	20	10
11-12	0,0143	0,0108	15	8
9-13	0,0157	0,0107	200	100
13-14	0,0061	0,0062	10	6
13-15	0,0126	0,0106	22	11
15-16	0,0028	0,0018	28	14
16-17	0,0062	0,0061	200	100
17-18	0,0170	0,0171	25	12
17-19	0,0128	0,0106	23	11

19-20	0,0006	0,0006	30	20
20-21	0,0087	0,0062	16	15
21-22	0,0117	0,0117	10	8
20-23	0,0012	0,0060	200	100
23-24	0,0006	0,0005	5	0
23-25	0,0012	0,0007	40	2
25-26	0,0017	0,0107	4	2
26-27	0,0061	0,0061	200	100
27-28	0,0006	0,0005	200	100
28-29	0,0007	0,0006	6	3
25-30	0,0016	0,0055	200	100
30-31	0,0116	0,0076	13	7
31-32	0,0022	0,0022	110	55
31-33	0,0062	0,0067	42	22
33-34	0,0056	0,0056	20	11

Fuente: [12]

### 3. ANÁLISIS Y RESULTADOS.

#### Pérdidas de potencia activa.

Con respecto a este sistema de aplicación se puede observar en la Tabla 9 la variación de las pérdidas de potencia activa con respecto al caso base, tras la presencia de 1 a 3 generadores con el 30%, 60% y 70% de penetración.

La Tabla 9 muestra los valores correspondientes a la disminución de las pérdidas de la potencia activa con respecto al caso base. Este comportamiento de potencia activa se observa al realizar la simulación en las herramientas GAMS Y DIgSILENT, en donde las dos herramientas presentan una mínima variación porcentual en cada caso

Tabla 9: Pérdidas de potencia activa en los tres casos de estudio al 30%, 60% y 70% de penetración de GD.

Pérdidas de potencia activa (kW)						
Núm. GD	30%		60%		70%	
	GAMS	DIgSILENT	GAMS	DIgSILENT	GAMS	DIgSILENT
0GD	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2

1GD	14,737	14,5	9,2194	8,0	8,5	8,7
2GD	14,1342	14,4	8,3923	8,8	7,7	7,5
3GD	14,0	14,2	8,3722	7,8	7,4	7,2

Fuente: los Autores

En el caso base se puede observar que, al no contar con ningún generador distribuido, las pérdidas de potencia activa que entrega el sistema son de 25,2 kW.

Al integrar 1 GD con capacidad de cubrir el 30% de la demanda total de potencia activa, se evidencia una reducción de 10,46 kW este valor corresponde un 41,5% del 100% de las pérdidas. Estas variaciones de minimización de pérdidas suceden paulatinamente al ir introduciendo más generadores al sistema.

Con respecto al 60% y con 1 GD se aprecia una disminución aún más significativa que corresponde a 15,98 kW correspondiente al 63,4% en minimización en cuanto a las pérdidas.

Seguidamente se muestran los resultados con el 70% con 1 GD logrando un aumento drástico en la reducción de las pérdidas técnicas del sistema, con un porcentaje de 66,3% que corresponde a 16,7 kW.

Estas variaciones se pueden observar en la Tabla 10 en donde se exponen la cantidad de minimización de pérdidas al ingresar de 1 a 3 GDs con capacidades del 30% 60% y 70% de la demanda de potencia activa.

Tabla 10: Variación de la minimización de pérdidas de potencia activa.

Núm. GD	Variación de Pérdidas de Potencia Activa (kw)			Porcentaje de variación de Pérdidas de Potencia Activa(kW)		
	30%	60%	70%	30%	60%	70%
1_GD	10,463	15,9806	16,7	41,5%	63,4%	66,3%
2_GD	11,0658	16,8077	17,5	43,9%	66,7%	69,4%
3_GD	11,2	16,8278	17,8	44,4%	66,8%	70,6%

Fuente: los Autores

Tras el análisis presentado en cada caso se puede deducir que, la presencia de GDs en una red de distribución genera un gran impacto en las pérdidas técnicas y a su vez dependiendo al porcentaje de penetración va a influir aún más en cuanto a la reducción de pérdidas. Como es el caso, al presenciar 3 GDs con el 70% de penetración y ubicados en los nodos 27, 30 y 32 con

potencia activa de 371,7 kW, 142 kW y 173 kW, potencia reactiva de 192,9 kVAr 101,7 kVAr y 108,6 kVAr, se evidencia un mayor porcentaje de reducción en pérdidas esta correspondientes al 70,6%.

En la Fig. 7 se muestran los valores de la minimización de pérdidas de la potencia activa en comparación de los 3 casos de estudio y con 30%, 60% y 70% de penetración de GDs.

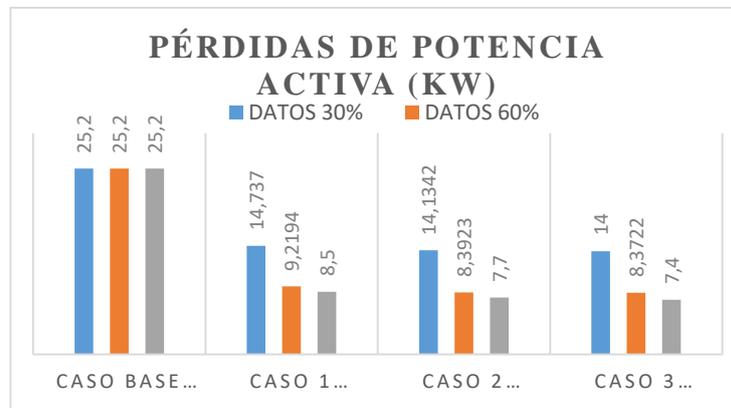


Figura 7: minimización de pérdidas de potencia reactiva en los 3 casos de estudio.

Fuente: los Autores

La Fig. 7 muestra una significativa disminución de pérdidas de la potencia activa la comparación del caso baso, se puede observar que mientras mayor sea el porcentaje de penetración mayor es la disminución de pérdidas.

Tomando el 30% de la potencia activa demandada en las horas pico total se observa que existe una evidente variación en las pérdidas de tal forma que se determina que con tan solo un generador se puede minimizar una elevada cantidad de pérdidas mientras que añadiendo más generadores el porcentaje de pérdidas tiene una mínima variación.

En el caso del 60% y 70% de penetración se evidencia que mientras más generadores más pérdidas se minimizan, pero al igual que en el 30% vasta con añadir 1 generador para minimizar grandes cantidades de pérdidas.

### Ubicación y dimensionamiento

En las Tablas 11, 12 y 13 se muestran la ubicación y dimensionamiento óptimo de los GDs en cada caso de estudio y con sus respectivos porcentajes de penetración y a su vez se expone el factor de potencia (fp) correspondiente.

Tabla 11: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras AL 30%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N30	N27	N32	N27	N30	N32
Dimensionamiento P(kW)	686,7	455,6	231,1	371,7	142	173
Dimensionamiento Q(kVAr)	403,2	255,4	147,8	192,9	101,7	108,6
Factor de Potencia (fp)	0,86	0,87	0,84	0,88	0,81	0,84

Fuente: los Autores

Tabla 12: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras AL 60%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N25	N23	N32	N12	N17	N29
Dimensionamiento P(kW)	1373,4	1114,9	258,5	52,1	433,8	887,5
Dimensionamiento Q(kVAr)	806,4	650	155,6	15,7	255	535,7
Factor de Potencia (fp)	0,86	0,86	0,85	0,95	0,86	0,85

Fuente: los Autores

Tabla 13: Ubicación y dimensionamiento óptimo de la GD para el sistema de 34 barras al 70%.

Núm. GD	1GD	2GD		3GD		
NODO	N30	N12	N19	N11	N22	N29
Dimensionamiento P(kW)	1602,3	170,5	1431,8	259,9	313,9	1028,5
Dimensionamiento Q(kVAr)	940,8	82	858,8	134,1	199,6	607,1
Factor de Potencia (fp)	0,86	0,9	0,85	0,88	0,84	0,86

Fuente: los Autores

En las tres tablas presentadas se nota que los GDs cumplen satisfactoriamente la cantidad de potencia activa y reactiva y su factor de potencia con las cuales se podrá inyectar al sistema; cabe mencionar que la distribución de la capacidad de potencia para cada generador que se va a instalar se reparte y la sumatoria de estas potencias a su vez cumple con el porcentaje de penetración. Por ejemplo, al considerar 2 generadores con capacidad de suplir el 70% de la

demanda, su capacidad se reparte en 170,5 kW y 1431 kW, los mismos que combinados suplen 1,6023 MW que corresponde al 70% de la demanda Total que es de 2,3 MW, esto ocurre tanto en potencia activa como en potencia reactiva.

**Perfil de tensión**

Finalmente se presenta la Tabla 14 en donde se expone la variación de tensión, indicando los valores más bajos que se presentan en determinados nodos y en cada caso de estudio. Se observa como esta a su vez tiende a variar al introducir GDs con el 30% 60% y 70% de penetración con respecto al caso base que muestra un perfil el voltaje más bajo de 0,985 pu en el nodo 27, este valor va mejorando ligeramente para cada caso.

Tabla 14: Regulación de tensión para el sistema de prueba de 34 barras.

Núm. GD	Porcentaje de P (%)	Variación de V(pu)	Nd	Porcentaje de P(%)	Variación de V (pu)	Nd	Porcentaje de P(%)	Variación de V(pu)	Nd
Caso Base		0,98	27	Caso Base	0,985	27	Caso Base	0,985	27
1	30%	0,991	21	60%	0,996	11	70%	0,98	4
2		0,994	3		0,998	8		0,999	4
3		0,996	11		0,998	11		0,999	27

Fuente: Los Autores

En las Figs. 8, 9 y 10 se presentan todos los perfiles de tensión en cada nodo del sistema y en cada caso de estudio.

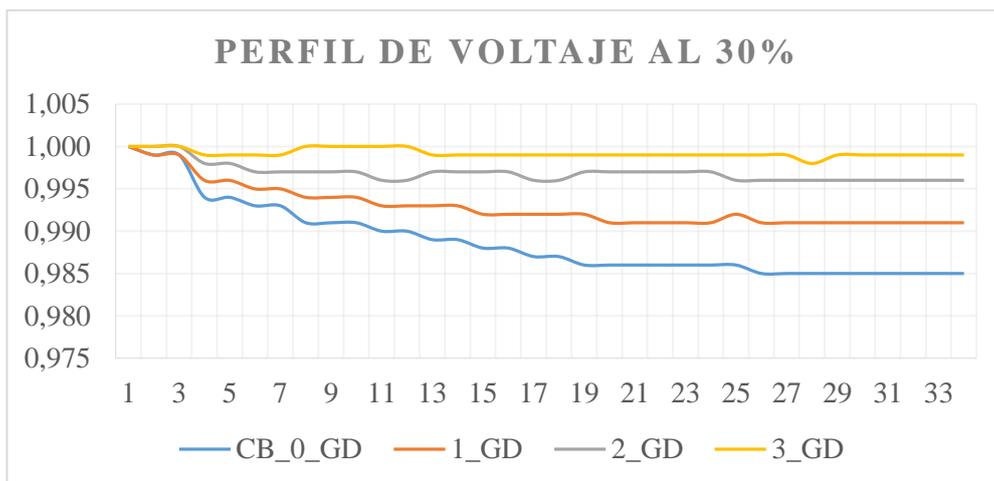


Figura 8: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 30%.

Fuente: los Autores

En la Fig. 8 Se observa al inyectar 1 GD con el 30% de la demanda total que el perfil de tensión sube y a su vez a introducir 2 y 3 GDs el perfil también mejora, estos dos casos mantienen perfiles similares ya que la potencia al 30% se distribuye según el número de generadores esto hace que el perfil de tensión vaya tomando cada vez más valores análogos al introducir generadores.

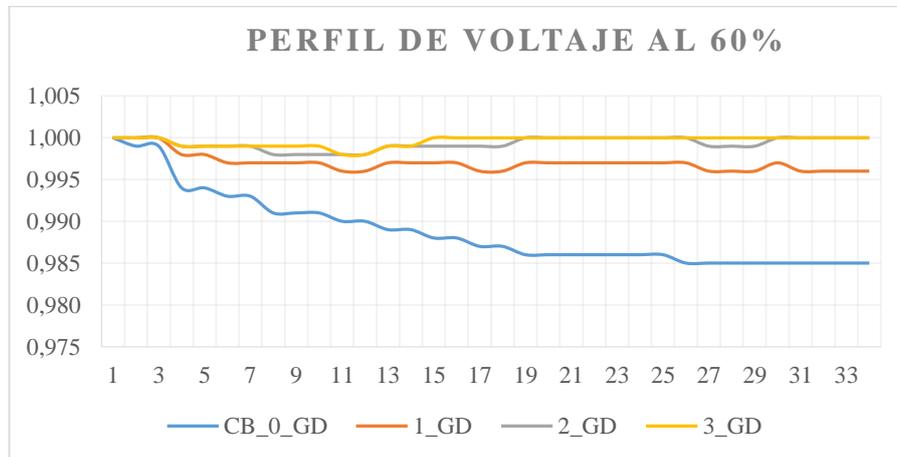


Figura 9: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 60%.

Fuente: los Autores

En la Fig. 9 Al igual que el caso anterior se puede observar que al introducir 1 GD al 60% de la demanda total del sistema, mejora drásticamente el perfil de tensión pasando de ser 0,985 pu a 0,991 pu, además cuando se introduce 2 y 3 GD respectivamente estos mantienen un perfil similar con respecto al otro, esto debido a que el 60% es distribuido según el número de generadores.

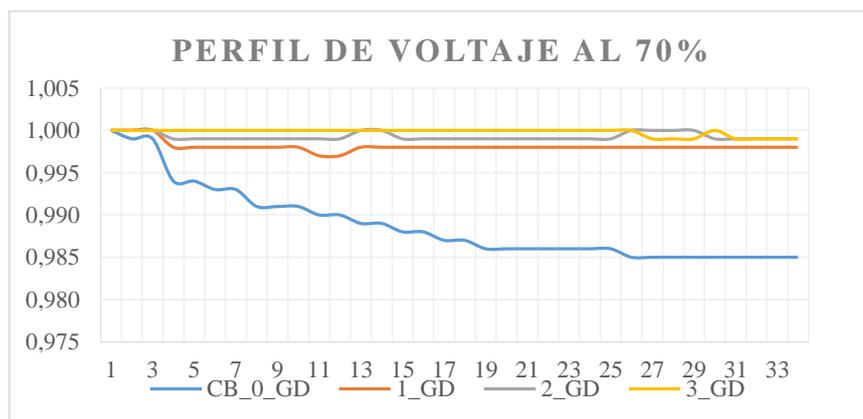


Figura 10: Perfil de Voltaje para el sistema de prueba de 34 nodos al 70%.

Fuente: Los Autores.

En las figuras presentadas se puede observar el mejoramiento del perfil de tensión en cada caso de estudio con respecto al caso base, estas variaciones se debe a las combinaciones de las

potencias activas y reactivas con las que se van a instalar dichos GDs en los nodos correspondientes.

#### 4. CONCLUSIONES

Tras la indagación realizada se pudo determinar que el modelo matemático de programación no lineal entera mixta MINLP brinda un amplio cuadro para el modelado matemático de muchos problemas de optimización, y gracias a la estructura que presenta es decir funciones convexas y diferenciales, conjunto de índices de igualdades e índices de desigualdades, variables continuas y discretas, se logró solucionar el problema de optimización planteada de forma confiable acortando el tiempo de resolución.

En el presente trabajo se ocupó el modelo de solución de MINLP con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia activa, al incorporar GD en la red, y gracias al programa de optimización se pudo diseñar un sistema que facilite la ubicación de la generación distribuida en los nodos ideales, mostrando la capacidad de la potencia activa, reactiva y el factor de potencia óptimos para su posterior instalación.

Tras incorporar este modelo matemático y gracias al paquete de optimización que presenta GAMS y a la herramienta DIGSILENT se permitió conocer de manera confiable, que mientras mayor sea el porcentaje de demanda que cubra los generadores distribuidos mayores pérdidas de potencia activa se reduce, gracias al incremento en el perfil de tensión, que reducen las corrientes que fluyen por las líneas.

#### 5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. D. E. E. Eléctrica, A. Padilha-feltrin, I. Electricista, y D. Ph, “Ubicación Y Dimensionamiento Óptimo De Generación Distribuida En Sistemas De Energía Eléctrica”, Sci. Tech., vol. 15, núm. 41, pp. 75–80, 2009, doi: 10.22517/23447214.2857.
- [2] E. F. Durán, “La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano”, Rev. Técnica “Energía”, vol. 10, núm. 1, pp. 13–27, 2014, doi: 10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014.95.
- [3] S. Ximena, C. Quintero, J. David, y M. Jiménez, “The impact of distributed generation on the colombian electrical power system: a dynamic-system approach”, Tecnura, vol. 17, núm. 35, pp. 77–89, 2013.

- [4] L. F. Grisales, B. J. Restrepo Cuestas, y F. E. Jaramillo\*\*\*, “Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: una revisión TT - Location and sizing of distributed generation: a review”, *Cienc. e Ing. Neogranadina*, vol. 27, núm. 2, pp. 157–176, 2017, doi: 10.18359/rcin.2344.
- [5] L. F. Grisales-noreña, O. Danilo, M. Giraldo, C. Alberto, R. Vanegas, y L. F. Grisales, “Location and Optimal Sizing of Distributed Generators and Banks Capacitors in Distribution Systems”, *Locat. Optim. Sizing Distrib. Gener. Banks Capacit. Distrib. Syst.*, vol. 23, núm. 3, pp. 308–314, 2018, doi: 10.22517/23447214.16691.
- [6] M. Vinicio y G. Le, “Distribuida Con Almacenamiento En Ambientes Urbanos-Dimensionamiento Y Localización”, *Acad. Manag. Rev.*, vol. 1, pp. 301–312, 2017.
- [7] S. G. B. Dasan, S. S. Ramalakshmi, y R. P. K. Devi, “Optimal siting and sizing of hybrid Distributed Generation using EP”, en *2009 International Conference on Power Systems*, 2009, pp. 1–6, doi: 10.1109/ICPWS.2009.5442761.
- [8] S. Dahal y H. Salehfar, “Optimal location and sizing of distributed generators in distribution networks”, en *2013 North American Power Symposium (NAPS)*, 2013, pp. 1–6, doi: 10.1109/NAPS.2013.6666866.
- [9] R. Shivarudraswamy, D. N. Gaonkar, y N. S. Jayalakshmi, “GA based optimal location and size of the distributed generators in distribution system for different load conditions”, *1st IEEE Int. Conf. Power Electron. Intell. Control Energy Syst. ICPEICES 2016*, pp. 2–5, 2017, doi: 10.1109/ICPEICES.2016.7853256.
- [10] J. M. López-Lezama, F. Villada, y N. Muñoz, “Metaheurísticas aplicadas a la ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida en sistemas de distribución de energía eléctrica”, *Inf. Tecnol.*, vol. 26, núm. 4, pp. 145–158, 2015, doi: 10.4067/S0718-07642015000400018.
- [11] J. M. López-Lezama, L. F. Buitrago, y F. Villada, “Ubicación, Dimensionamiento y Precio de Contrato Óptimo de Generación Distribuida en Sistemas de Distribución”, *Inf. Tecnol.*, vol. 26, núm. 6, pp. 109–120, 2015, doi: 10.4067/S0718-07642015000600013.
- [12] “IEEE 13 Node Test Feeder”, *IEEE Distribution System Analysis Subcommittee*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. pp. 1–11, 1992.
-