

Integración de generación distribuida en ambientes urbanos - dimensionamiento y localización

Marco Guanuiza¹ , Julio López² , Nuno Gil³ 

¹ Departamento de Ingeniería de la Energía y del Ambiente, Instituto Politécnico de Leiria, Leiria, Portugal.

² Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador.

³ Departamento de Ingeniería Eléctrica, Instituto Politécnico de Leiria, Leiria, Portugal.

Autor para correspondencia: 2152199@my.ipleiria.pt

Fecha de recepción: 25 de agosto de 2017 - Fecha de aceptación: 29 de septiembre de 2017

ABSTRACT

This paper presents a methodology for the adequate location and sizing of photovoltaic (PV) distributed generation (UDGD), in an urban distribution network. Likewise, the possible advantages and benefits of integrating PV are determined. A mathematical model is proposed which evaluates two objective functions separately, the first minimizes losses and the second decreases investment costs. The proposed method makes use of daily generation and load curves, so the optimal result is obtained by evaluating 24 hours of the day. The algorithm is implemented in a commercial optimization. To demonstrate its validity, simulations were performed in a thirteen-bar power grid. Results indicate that the use of the objective function of loss minimization results in the allocation of high number of units, whereas when evaluating costs, it is not economically feasible to incorporate the energy generated by the panels due to high investment cost. However, to account for the probable future decrease in costs, a search for the investment value that would make these projects viable is made.

Keywords: Distributed generation, location and sizing, photovoltaic, optimization.

RESUMEN

Este manuscrito presenta una metodología para la adecuada ubicación y dimensionamiento de generación distribuida (UDGD) fotovoltaica (FV), en una red de distribución urbana. Asimismo, se determinan las posibles ventajas y beneficios de integrar FV. Se planteó un modelo matemático el cual evalúa dos funciones objetivo por separado, la primera minimiza pérdidas y la segunda disminuye costos de inversión. El método propuesto hace uso de curvas de generación y de carga diarias, entonces, el resultado óptimo es obtenido evaluando las 24 horas del día. El algoritmo fue implementado en un paquete de optimización. Para mostrar su validez, se realizaron simulaciones en una red eléctrica de trece barras. Los resultados obtenidos indican que con la función objetivo de minimización de pérdidas se ubica un alto número de unidades, mientras que, al evaluar costos, no resulta posible la incorporación de la energía generada por los paneles, debido al alto costo de inversión. Sin embargo, se realizó una búsqueda de un valor de inversión que haría viable estos proyectos, porque con el avance tecnológico existe constante disminución de costos.

Palabras clave: Generación distribuida, ubicación y dimensionamiento, fotovoltaica, optimización.

1. INTRODUCCIÓN

Para abastecer el crecimiento de la demanda eléctrica actual y futura, se dirige la atención a la generación distribuida (GD). Esta forma de producción consiste en generar energía eléctrica lo más

cerca posible del consumidor. Sin embargo, la incorporación inadecuada de GD en las redes podría ocasionar un incremento en las pérdidas, debido al mayor flujo de potencia en ciertos conductores. Por otro lado, instalar GD puede causar flujos bidireccionales en las líneas y hasta llegar a ocasionar la operación inadecuada de protecciones en el sistema eléctrico, como lo indica Guedes, Santos, & Oliveira (2009). Entonces, todo esto ha provocado que muchos investigadores desarrollen estudios y metodologías para encontrar el sitio y tamaño óptimo de plantas de GD en sistemas de distribución. Este tipo de problema es intrínsecamente no lineal entero y mixto, para solucionarlo se han usado métodos analíticos, numéricos, heurísticos, etc.

Entre la literatura desarrollada para la UDGD, Georgilakis & Hatziaargyriou (2013) realizan una revisión de muchas técnicas, de las cuales destacamos algunas metodologías a continuación. Kim, Nam, Park, & Singh (1998) utiliza un algoritmo genético “Hereford ranch algorithm” para la planificación de generación dispersa en subtransmisión, maximizando el beneficio al disminuir pérdidas. Harrison & Wallace (2005) desarrollan un método para el dimensionamiento de GD a partir de flujos de potencia óptimos, maximizando los beneficios económicos por MW de GD instalada. Esta técnica es probada en una sección de una red del Reino Unido (UK), y encontraron que una inapropiada ubicación y dimensionamiento provoca restricciones en el desarrollo de la red. Carpinelli, Celli, Mocci, Pilo, & Russo (2005) solucionan el problema de UDGD aplicando la teoría de decisión con una función multiobjetivo que se constituye por indicadores de calidad de potencia, calidad de voltaje y costos de pérdidas en la red. Su idea consiste en aplicar un procedimiento de doble trade-off: en primer lugar, con una multiobjetivo y una restricción de (ϵ) encuentra una amplia familia de soluciones y luego aíslan la solución más robusta. Acharya, Mahat, & Mithulananthan (2006) proponen una expresión analítica para identificar el tamaño y ubicación óptima, mediante el cálculo de pérdidas y factor de sensibilidad de pérdidas. La metodología es evaluada en tres sistemas, los cuales demuestran que con este método se reduce en gran medida el número de flujos de potencia realizados. El método de optimización ordinal es implementado por Jabr & Pal (2009) para determinar el sitio y capacidad de la unidad de GD, combinando minimizar pérdidas y maximizar capacidad de GD instalada. Su trabajo consistió en tres fases: en la primera fase representa con un pequeño número de alternativas como posibles soluciones, en la segunda evalúan la función objetivo con un modelo de programación lineal, y por último consiguen la mejor solución con flujos de potencia óptimos. El-Zonkoly (2011) propone una función multiobjetivo basada en índices (índice de pérdidas de potencia, voltaje, nivel de corto circuitos, capacidad de potencia) e incorpora diferentes modelos de carga, y encuentra la solución con la técnica de enjambre de partículas, realiza el test de su método en dos redes, con las cuales comprueba que su algoritmo tiene rapidez para encontrar una solución. Vinothkumar & Selvan (2012) trabajan con una técnica de programación de metas y algoritmos genéticos. Esta metodología es desarrollada para la planificación óptima de GD en sistemas de distribución, además, es probada con diferentes modelos de GD para verificar su adaptabilidad. Los resultados obtenidos al evaluar el algoritmo demuestran ser eficiente para planificadores de redes, que tienen que enfrentarse a problemas con múltiples objetivos.

La localización y dimensionamiento óptimo de GD en redes distribución, ha demostrado en la literatura que permite alcanzar ventajas como: alivio térmico de equipos de distribución, mejora niveles de tensión, reduce pérdidas de energía y potencia, retarda la inversión por reforzamiento o implementaciones de nuevos sistemas, disminuye costos debidos a pérdidas en sistemas de transmisión y distribución.

El objetivo de este trabajo es definir una metodología para la UDGD óptima en una red radial, y posteriormente con la solución encontrada se identificará y cuantificará los beneficios que aportan las unidades GD a la empresa distribuidora, sean estos económicos o técnicos. El importante aporte de este trabajo es el procedimiento para integrar GD en redes de distribución urbanas y, para ello, se trabajó exclusivamente con la tecnología FV. Además, el modelo matemático es de fácil implementación con software de optimización comercial, para este estudio específico se usa AMPL. Para evaluar flujos de potencia, el modelo, trabaja con las ecuaciones de Baran & Wu (1989), estas ecuaciones permiten el cálculo de flujo de potencia en redes de distribución radiales. El modelo consta de dos funciones objetivo que trabajan de forma independiente; una de minimización de pérdidas y otra para reducir costo de inversión y operación. Asimismo, se trabajó con curvas de carga y de generación (producción FV) de un día.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

El problema consiste en determinar el lugar y tamaño adecuado de plantas FVs en una red de distribución existente, este tipo de problema es no lineal entero y mixto. Para la formulación del modelo de optimización se siguieron los siguientes pasos:

- Definir datos de entrada:** Número de barras del sistema, número de periodos (mínimo 24 horas), potencia base del sistema, costo de inversión de la FV en (dólares/hora), costo de operación y mantenimiento, perfil de carga, perfil de producción FV, parámetros de la red y de la subestación.
- Especificar variables:** Potencia activa y reactiva de la subestación, tamaño y sitio óptimo de la FV, voltaje en barras del sistema y flujos de potencia en la red.
- Delimitar las restricciones:** Límites de voltaje, de potencia de subestación y generación FV, restricción de corriente máxima en conductores, voltaje de referencia y equilibrio de potencia.
- Las funciones objetivas:** En este estudio se trabajaron con dos funciones; primero con minimización de pérdidas en el sistema, y luego con reducción de costos de inversión y operación.

Siguiendo los pasos indicados se formuló el siguiente modelo de optimización.

2.1. Modelo para ubicación y dimensionamiento de fotovoltaica¹

En la ecuación (1), f1 minimiza pérdidas, esto se consigue sumando las pérdidas de las líneas (multiplicando la resistencia R_{ij} por la corriente $I_{ij,d,t}$ elevada al cuadrado) de la red a lo largo del día.

$$f1 = \min \sum_{t \in T} \sum_{d \in D} \sum_{ij \in \Omega l} R_{ij} I_{ij,d,t}^{sq} \quad (1)$$

En la segunda función, f2 minimiza costos totales en el día.

$$f2 = \min 24 \left(\sum_{i \in \Omega_{gen}} c_{inv} P_i^{FV} \right) + \left(\sum_{i \in \Omega_{SE}} s_{SE} p_{SE_{i,d,t}}^{SE} \right) + \left(c_{O\&M} \sum_{i \in \Omega_{gen}} P_i^{FV} C_{g_{i,d,t}}^{FV} \right) \quad (2)$$

$$\forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$$

¹ Nomenclatura

SE: Subestación

T: Número de periodos

cO&M: Costo de operación y mantenimiento (\$/Wh)

c_{SE}^{SE} : Costo de energía en la SE (\$/Wh)

R_{ij} : Resistencia de línea entre las barras i hasta j (Ω)

$P_{min}[i]$: Potencia activa mínimo de FV (W)

$V_{min}[i]$: Voltaje mínimo en la barra i (V)

$l_{ij,d,t}$: Corriente desde la barra i hasta la barra j (A)

Ω_{gen} : Conjunto de barras donde se puede colocar FV

Ω_{nom} : Conjunto de todas las barras de la red

$S_{max_{i,d,t}}^{SE}$: Potencia máxima de la subestación (VA)

$P_{ij,d,t}$: Potencia activa, ij índice de línea, d índice de día, t índice de periodo

$Q_{ij,d,t}$: Curva de potencia reactiva, ij índice de línea, d índice de día, t índice de periodo

$C_{g_{i,d,t}}^{FV}$: Curva de producción p.u., i índice de barra, d índice de día, t índice de periodo

P_i^{FV} : Tamaño óptimo de FV (W)

$P_{i,d,t}^D$: Potencia activa de demanda (W)

$Q_{i,d,t}^{SE}$: Potencia reactiva de SE (VAR)

MVA: Potencia base del sistema (VA)

D: Días que pueden ser analizados

c_{inv} : Costo de inversión para fotovoltaica (\$/Wh)

nGd: Número unidades de FV

X_{ij} : Inductancia de línea entre las barras i hasta j (Ω)

$P_{max}[i]$: Potencia activa máxima de FV (W)

$V_{max}[i]$: Voltaje máximo en la barra (V)

S_i : Variable binaria de instalación de fotovoltaica

Ω_{SE} : Conjunto de barras donde se tiene SE

Ωl : Conjunto de líneas

$p_{SE_{i,d,t}}^{SE}$: Potencia activa de SE (W)

$Q_{i,d,t}^D$: Potencia reactiva de demanda (VAR)

$V_{i,d,t}$: Voltaje en barras (V)

Las ecuaciones (3), (4), (5), (6) son las ecuaciones de balance de potencia de la red, tanto para potencia activa y reactiva.

$$\sum_{ki \in \Omega l} P_{ki,d,t} - \sum_{ij \in \Omega l} (P_{ij,d,t} + R_{ij} I_{ij,d,t}^2) + P_{i,d,t}^{SE} + P_i^{FV} C g_{i,d,t}^{FV} = P_{i,d,t}^D \quad (3)$$

$\forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

$$\sum_{ki \in \Omega l} Q_{ki,d,t} - \sum_{ij \in \Omega l} (Q_{ij,d,t} + X_{ij} I_{ij,d,t}^2) + Q_{i,d,t}^{SE} = Q_{i,d,t}^D \quad (4)$$

$\forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

$$V_{i,d,t}^2 - V_{j,d,t}^2 = 2(R_{ij} P_{ij,d,t} + X_{ij} Q_{ij,d,t}) + Z_{ij}^2 I_{ij,d,t}^{sqr} \quad (5)$$

$\forall ij = \Omega l \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

$$V_{j,d,t}^{sqr} I_{ij,d,t}^{sqr} = P_{ij,d,t}^2 + Q_{ij,d,t}^2 \quad (6)$$

$\forall ij = \Omega l \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

El límite de voltaje de las barras se restringe con a un mínimo equivalente a 0.95 y un máximo de 1.10 en por unidad.

$$V_{i \min}^2 \leq V_{i,d,t}^2 \leq V_{i \max}^2 \quad (7)$$

$\forall i = \Omega nom \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

El límite de potencia subministrada a través de la subestación se ilustra en las ecuaciones (8).

$$(P_{i,d,t}^{SE})^2 + (Q_{i,d,t}^{SE})^2 \leq (Smax_{i,d,t}^{SE})^2 \quad (8)$$

$\forall i = SE \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

La producción de las unidades FVs se restringen a cero en potencia reactiva. La potencia activa mínima fue de 5 kW y la máxima es dada por el área disponible (Tabla 1).

$$Pmin_i s_i \leq P_i^{FV} \leq Pmax_i s_i \quad (9)$$

$\forall i = \Omega gen$

El límite de corriente es fijado por la máxima corriente que soporta el conductor.

$$0 \leq I_{ij,d,t}^2 \leq I_{ij \max}^2 \quad (10)$$

$\forall ij = \Omega l \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

El modelo contempla una restricción del número de unidades pudiendo ser una planta FV o múltiples, según el valor que se fije al parámetro nGd.

$$\sum_i S_i = nGd \quad (11)$$

$\forall i = \Omega gen$

La barra de la subestación es fijada como la barra de referencia y su valor de voltaje es de uno por unidad. El parámetro bSE contiene el valor de la barra donde se sitúa la subestación.

$$V_{i,d,t} = 1 \quad (12)$$

$\forall i = bSE \quad \forall d = 1, 2, \dots, D \quad \forall t = 1, 2, \dots, T$

La variable S es binaria y toma el valor de 1 en caso de instalarse la unidad FV en la barra i , y en caso de no ser así su valor es igual a 0.

$$S_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in \Omega_{gen} \quad (13)$$

2.2. Algoritmo solución

La metodología planteada para la UD de FV consiste en tres etapas: primera, adquisición de datos, segunda, procesos intermedios y, tercera, evaluación de resultados. En el diagrama de flujo de la Figura 1 se indica lo que se realiza en cada etapa, y a continuación se describe los diferentes procedimientos involucrados en cada una.

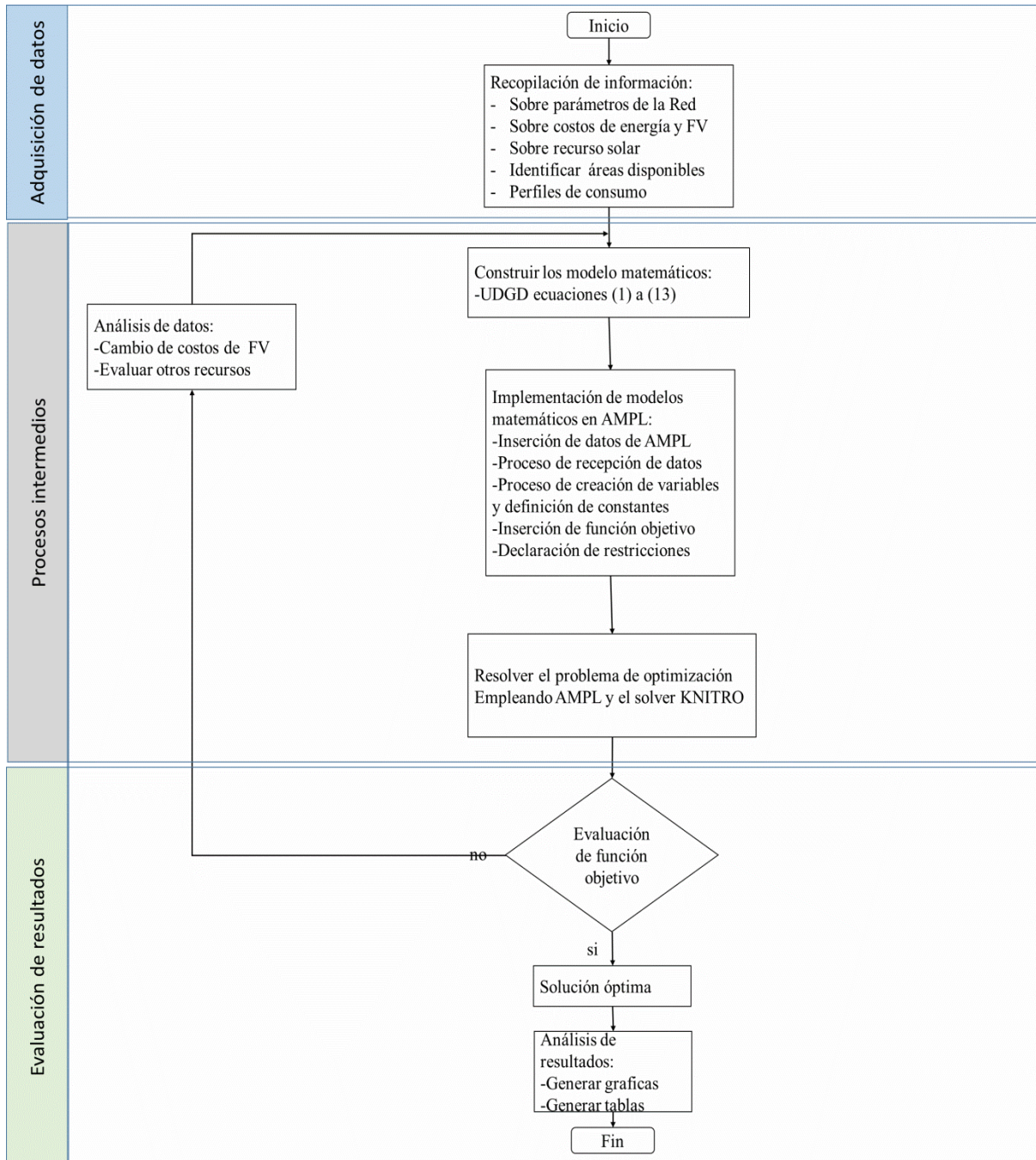


Figura 1. Diagrama de flujo del algoritmo solución.

Adquisición de datos: esta etapa consiste en un trabajo de búsqueda de parámetros técnicos (características de la red, de la subestación, demanda y generación) y económicos (costos de inversión y compra de energía) que son los datos de entrada al modelo de optimización.

Procesos intermedios: esta etapa se inicia formulando el modelo matemático que permite solucionar el problema planteado. Luego se implementa el modelo en AMPL, aquí se construyen dos ficheros:

- Fichero de datos es donde se introduce toda la información recolectada en la primera etapa.
- Fichero del modelo es en el cual se reciben los datos, crean variables, declaran restricciones y define la función objetivo.

Y, para finalizar, con los procesos intermedios se soluciona el problema de optimización con AMPL y el solver KNITRO, para este caso.

Evaluación de resultados: el optimizador AMPL arrojará su resultado óptimo, este debe ser estudiado para ver si efectivamente produce mejoras en la red. Para llevar a cabo un adecuado análisis se hace uso de tablas y graficas comparativas con parámetros de la red con y sin GD. Finalizando las etapas, el decisor tendrá suficiente información para tomar una decisión de instalación o no de las unidades FV en la red estudiada. En caso de no tener resultados satisfactorios se debe retornar a la búsqueda de otra tecnología que tenga costos menores o que trabajen con otros recursos renovables que se acoplen de mejor manera a la demanda que se tenga.

2.3. Estructura y la red y parámetros

Para probar la metodología planteada se usó una red con la topología de la red IEEE de trece nodos dada por Kersting (2001), misma que se presenta en la Figura 2. Sin embargo, se llevó a cabo unas adaptaciones a la red original, por ejemplo, se eliminó un transformador que se encontraba entre las barras 633 y 634 y en su lugar se colocó una línea de 300 pies de longitud, porque en el modelo planteado no se examina las pérdidas en estos elementos, también entre las barras 671 y 692 se agregó una línea de iguales características. Para toda la red se usó el calibre de conductor 2/0 y la configuración (ID-500) dada en la publicación de Kersting (2001). En la red se toma como potencia base 100MVA y voltaje base de 22 kV.

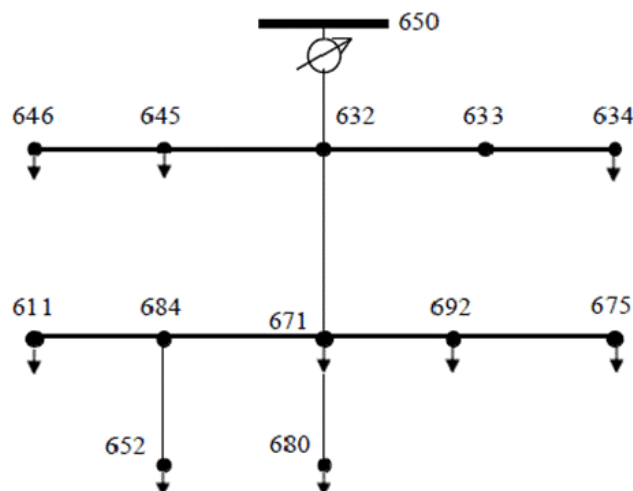


Figura 2. Red modelo.

Los *costos de inversión* se tomaron de (IRENE 2014): costo de inversión 2'000,000\$/MW y costo de operación y mantenimiento 4.57\$/MWh. Para la transformación a \$/hora se sigue el procedimiento dado por Dammert, Garcia, & Molinelli (2010) y se consideró un financiamiento de 20 años con interés anual de 9%. Entonces, el costo de inversión es 25.01\$/h y el costo de energía en la subestación es de 80.00\$/MWh, tomado desde el pliego tarifario para las empresas eléctricas dado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL (2016).

El perfil de generación FV se construyó con datos de la red eléctrica de España, mismos que corresponde a un promedio de producción FV del mes de enero del 2017, la Figura 3 presenta esta curva por unidad. La producción de las plantas fotovoltaicas es representada como una curva media anual puesto que no se puede prever con rigor la radiación solar, entonces, en un caso real se tendría que obtener una curva de radiación media anual de la zona de implantación de las unidades FVs.

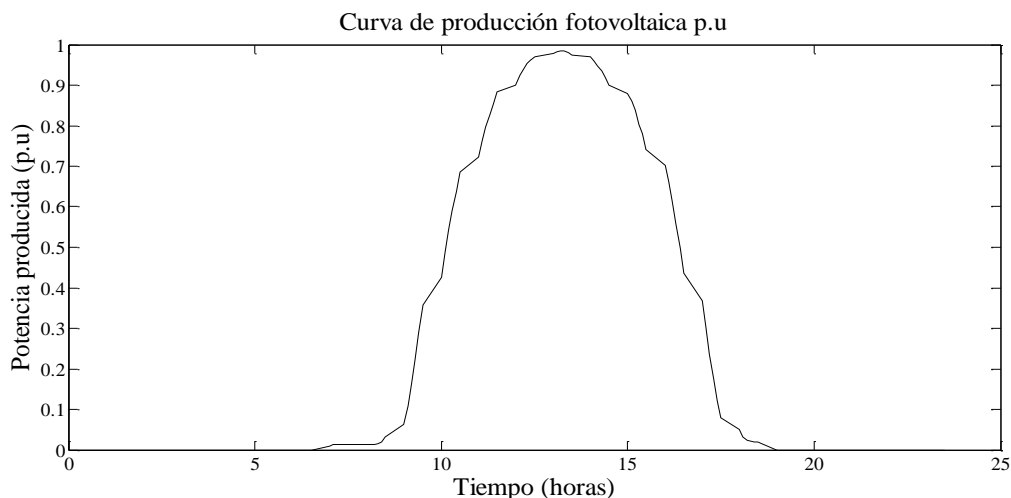


Figura 3. Producción fotovoltaica.

Los perfiles de consumo que se asignaron a las barras de la red en estudio corresponden a datos medidos en los transformadores de una empresa distribuidora del Ecuador (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur). Para cada barra se asignaron las mediciones de un trato diferente; en las Figuras 4 y 5 se muestran los perfiles de potencia activa y reactiva, respectivamente.

El espacio físico disponible de la red modelo es asignado aleatoriamente y con tamaños uniformes para todas las barras, aunque para determinar este factor es importante realizar un estudio de campo, para saber con exactitud cuál es el área aprovechable. En la Tabla 1 está asignado aleatoriamente el espacio disponible en cada barra.

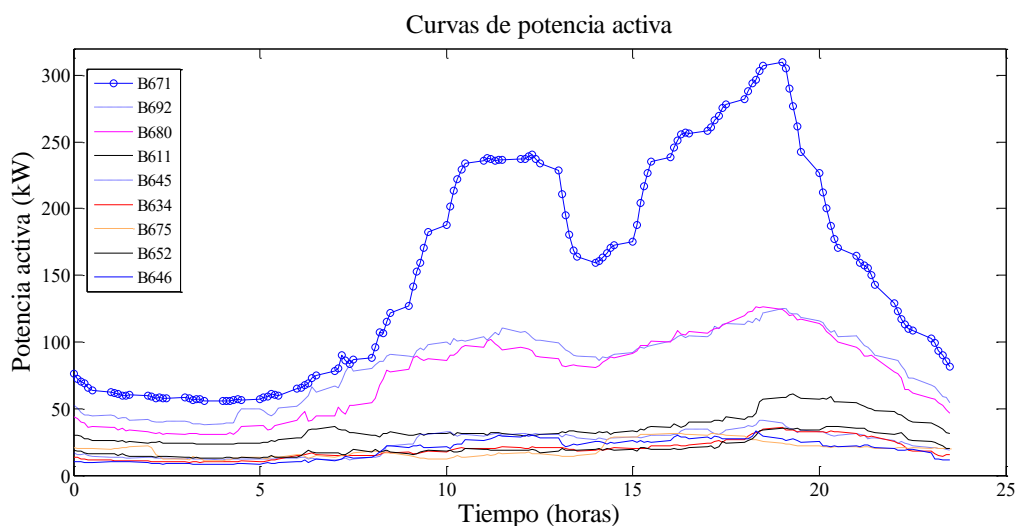


Figura 4. Perfil de potencia activa.

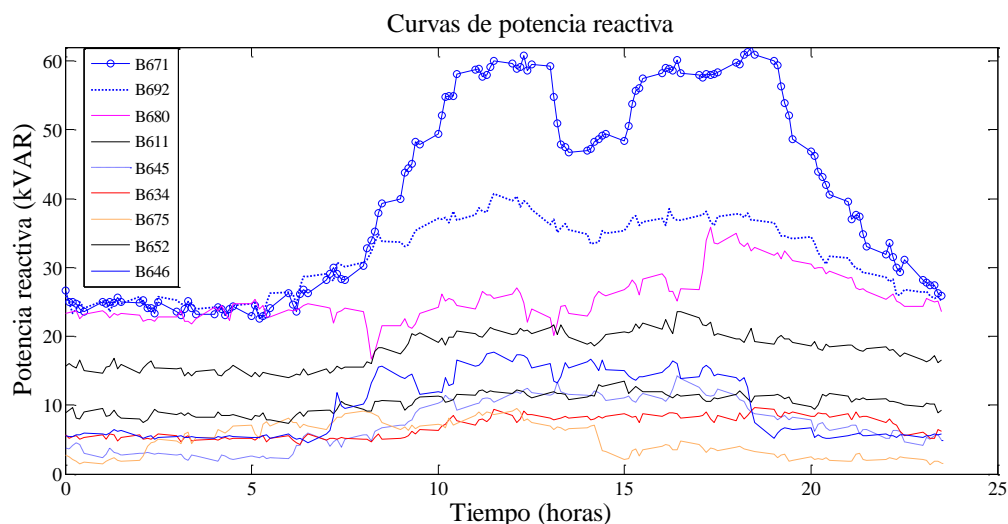


Figura 5. Perfil de potencia reactiva.

Tabla 1. Áreas para sistemas fotovoltaicos.

Número de barra	Superficie para PVs (m ²)	Superficie de panel (m ²)	Número de paneles	Potencia máxima (W)	Potencia máxima en (kW)
B611	200	1.640	121.000	30250	30.25
B632	0	1.640	0.000	0	0
B633	0	1.640	0.000	0	0
B634	100	1.640	60.000	15000	15
B645	0	1.640	0.000	0	0
B646	200	1.640	121.000	30250	30.25
B652	200	1.640	121.000	30250	30.25
B671	100	1.640	60.000	15000	15
B675	0	1.640	0.000	0	0
B680	200	1.640	121.000	30250	30.25
B684	0	1.640	0.000	0	0
B692	135	1.640	82.000	20500	20.5

Con el fin de evaluar el algoritmo y las funciones objetivos se plantearon los siguientes casos de estudio para la red modelo:

- Caso 1: se considera que se busca la ubicación y dimensionamiento de FV, con la función objetivo de minimizar pérdidas.
- Caso 2: también busca UD de FV, pero con la función objetivo de minimizar costos de inversión y compra de energía.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Resultados

Al evaluar el caso 1, minimizando pérdidas, se observó que, para reducir pérdidas, lo mejor es insertar el mayor número de FV en la red. En la Figura 6 se presenta de forma gráfica los resultados, esto muestra que al trabajar con pequeñas unidades FV la mayor parte son insertadas con su tamaño máximo, pero las unidades FVs de las barras 646 y 652 sí son dimensionadas. No obstante, los costos pueden ser más altos que no insertar FV.

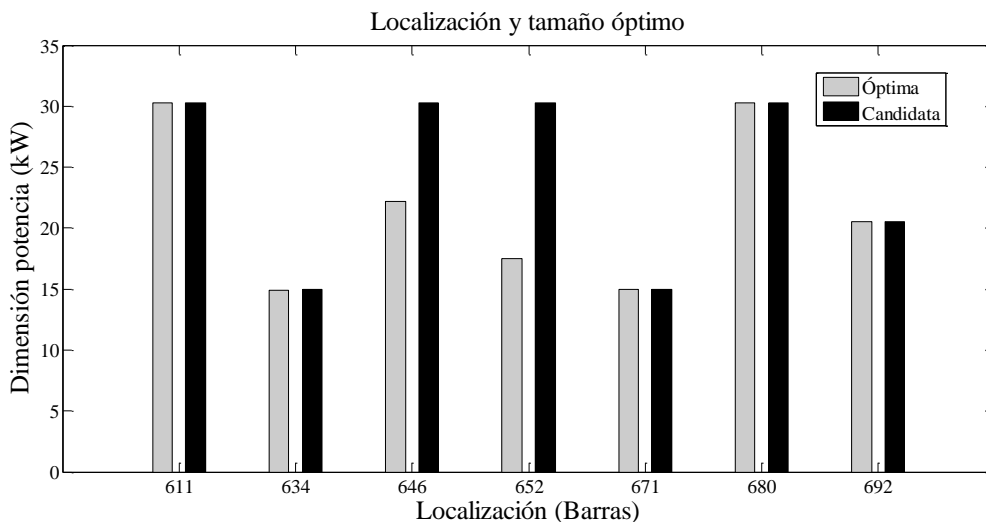


Figura 6. Localización y tamaño óptimos de FV caso 1.

Al examinar el caso 2 minimizando costos, con un valor de inversión de 25.01\$/h se constató que el proyecto no era viable económicamente. En otras palabras, con los costos considerados en este estudio para los sistemas FVs el modelo encuentra como solución no insertar ninguna unidad de generación distribuida en la red. A pesar de todo, se pensó que a futuro los costos de los sistemas FVs podrían reducirse, y se encontró que con un valor de inversión de 19.17 \$/h estos proyectos resultarían viables. En la Figura 7 se presenta la UD óptima evaluando la función de costos.

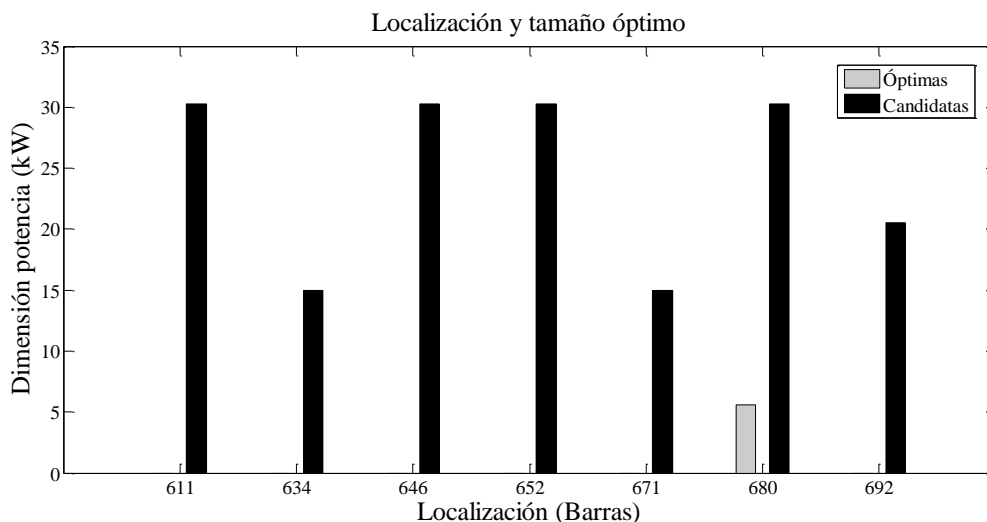


Figura 7. Localización y tamaño óptimos de FV caso 2.

En la figura anterior se verificó que cuando se reducen los costos de inversión, ya se inserta FV, aunque no en la misma cantidad que solo evaluando pérdidas. De esta manera, se encontró que la barra óptima que minimice costos donde se debe colocar FV es en la 680 y con un tamaño de 5.5 kW. En la Figura 8 se ilustra que cuando se tiene como objetivo reducir solo pérdidas en las líneas de distribución, se instala un gran número de unidades FVs y por ende la potencia de la subestación sin FV (pSE sin FV) se reduce en mayor medida en horas cercanas al medio día.

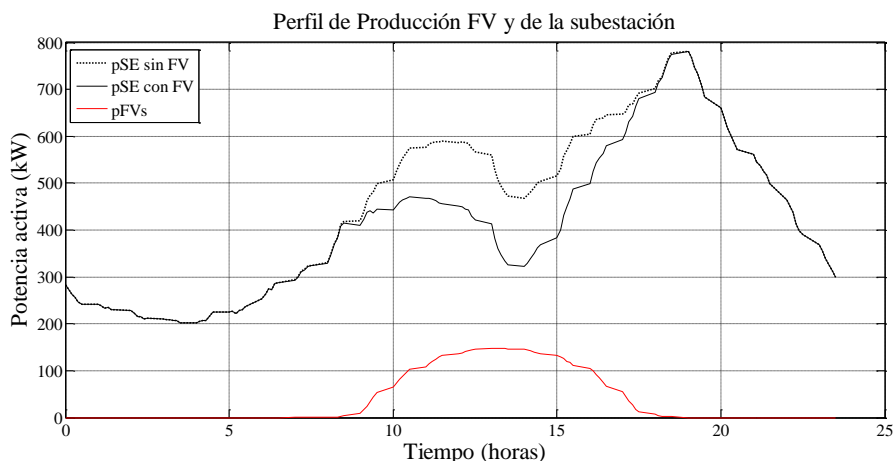


Figura 8. Perfil de producción y demanda con FV caso 1.

En la Figura 9 se indica la energía requerida en la subestación y la producción FV para el caso 2. En esta situación se tuvo que buscar un valor de inversión con el cual ya se insertan unidades FVs. Por ello, apenas se insertó solo una planta FV y su tamaño es pequeño, asimismo la reducción de potencia suministrada por la subestación fue mínima al colocar GD.

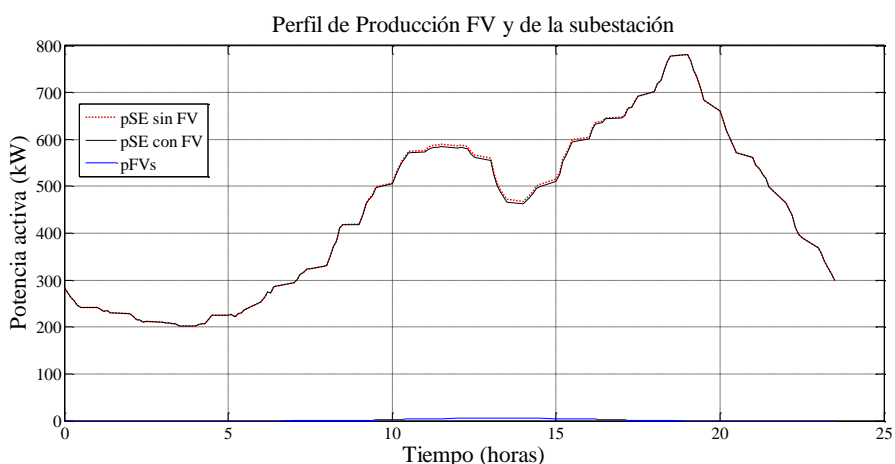


Figura 9. Perfil de producción y demanda con FV caso 2.

En la Tabla 2 se presentan los resultados del caso 1, donde se logra disminuir hasta un 14% de las pérdidas. Y el caso 2, en el cual un proyecto FV ya resulta viable, pero no se tiene ganancias ni pérdidas económicas todavía.

Tabla 2. Análisis de pérdidas y costos con FV.

Parámetros	Sistema sin FV	Sistema con FV	
		Caso 1	Caso 2
Demanda máxima (kW)	779.49	779.49	779.49
Demanda de energía (kWh/día)	10720.43	10720.43	10720.43
Energía suministrada por la subestación (kWh/día)	10728.01	9810.30	10694.03
Pérdidas (kWh/día)	7.58	6.51	7.57
Costo diario (\$/día)	858.24	879.36	858.24

4. CONCLUSIONES

En conclusión, la metodología es fácil de implementar en una red radial y proporciona de forma adecuada el tamaño y sitio para la FV. En cuanto a los beneficios que se obtiene al colocar FV, se logra disminuir hasta un 14% de pérdidas, pero esto puede repercutir en un alto costo de inversión. Mientras que al evaluar costos no sería viable estos proyectos, debido al alto costo de la tecnología fotovoltaica, pero es necesaria el incentivo del gobierno, para la integración de estas fuentes renovables y mejorar la matriz energética. En este estudio se mostró que con la utilización de un software de optimización se logra encontrar el sitio óptimo con un tamaño adecuado de GD, entonces, este tipo de herramientas pueden ser usadas por el planificador de sistemas de distribución, para evaluar la integración de GD en redes de distribución de mayores dimensiones.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen al SENESCYT por el apoyo económico de su programa de becas.

REFERENCIAS

- Acharya, N., Mahat, P., Mithulananthan, N. (2006). An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28(10), 669-678. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2006.02.013>
- ARCONEL. (2016). *Pliego tarifario para las empresas eléctricas*. Quito, Ecuador: Empresa Eléctrica. Disponible en <http://www.eeq.com.ec:8080/servicios/pliego-tarifario>
- Baran, M.E., Wu, F. F. (1989). Optimal capacitor placement on radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(1), 725-734. <https://doi.org/10.1109/61.19265>
- Carpinelli, G., Celli, G., Mocci, S., Pilo, F., Russo, A. (2005). Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152(4), 503-513. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20045129>
- Dammert, A., García, R., Molinelli, F. (2010). Regulación y supervisión del sector eléctrico. Lima, Peru: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica de Perú. 368 p. Disponible en http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Regulacion_Supervision_del_Sector%20Electrico.pdf
- El-Zonkoly, A. M. (2011). Optimal placement of multi-distributed generation units including different load models using particle swarm optimization. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 5(7), 760-771. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2010.0676>
- Georgilakis, P. S., Hatzargyriou, N. D. (2013). Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3420-3428. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2237043>
- Guedes, L. M., Santos, E. C., Oliveira, M. A. (2009). *Alocação de geração distribuída em redes de distribuição radiais considerando análise de curva de carga*. In: XIII Encontro Regional Ibero Americano do Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- Harrison, G. P., Wallace, A. R. (2005). Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 152(1), 115-122. <https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20041193>
- Jabr, R. A., Pal, B. C. (2009). Ordinal optimisation approach for locating and sizing of distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 3(8), 713-723. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0019>

- Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 6(3), 975-985. <https://doi.org/10.1109/59.119237>
- Kim, J. O., Nam, S. W., Park, S. K., Singh, C. (1998). Dispersed generation planning using improved Hereford ranch algorithm. *Electric Power System Research*, 47(1), 47-55. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(98\)00038-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(98)00038-8)
- Vinothkumar, K., Selvan, M. P. (2012). Distributed generation planning: A new approach based on goal programming. *Electric Power Components and Systems*, 40(5), 497-512. <https://doi.org/10.1080/15325008.2011.647238>