



Ingeniería. Investigación y Tecnología

ISSN: 1405-7743

iit.revista@gmail.com

Universidad Nacional Autónoma de

México

México

Hincapié-Isaza, Ricardo Alberto; Home-Ortiz, Juan Manuel; Gallego-Rendón, Ramón
Alfonso

Nuevo modelo para la expansión de sistemas eléctricos de distribución con generación
distribuida considerando un planeamiento multi-etapa coordinado

Ingeniería. Investigación y Tecnología, vol. XVIII, núm. 1, enero-marzo, 2017, pp. 43-53
Universidad Nacional Autónoma de México
Distrito Federal, México

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=40449649004>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en redalyc.org

Nuevo modelo para la expansión de sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida considerando un planeamiento multi-etapa coordinado

A New Expansion Model for Electric Distribution Systems with Distributed Generation Considering Coordinated Multi-Stage Planning

Hincapié-Isaza Ricardo Alberto

Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia

Facultad de Ingenierías

Correo: ricardohincapie@utp.edu.co

Home-Ortiz Juan Manuel

Universidad Estadual Paulista, Sede Ilha Solteira, São Paulo, Brasil

Correo: jmhome@dee.feis.unesp.br

Gallego-Rendón Ramón Alfonso

Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia

Correo: ragr@utp.edu.co

Resumen

Este artículo presenta un nuevo modelo para la expansión de sistemas eléctricos de distribución con penetración de generación distribuida, considerando un planeamiento multi-etapa coordinado. El problema se formuló como un modelo de programación no lineal entero mixto y se solucionó empleando un algoritmo de búsqueda tabú. Para cada etapa del horizonte de planeamiento se consideró la instalación de nuevos elementos (alimentadores, subestaciones y generadores distribuidos), aumento de la capacidad de elementos existentes (alimentadores y subestaciones) y costos operativos asociados a las pérdidas técnicas de energía en alimentadores. Los resultados obtenidos validan la metodología propuesta al encontrar menores costos frente a dos escenarios de la literatura: planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado (ambos sin generación distribuida).

Descriptores: algoritmo búsqueda tabú, generación distribuida, planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado, sistemas eléctricos de distribución.

Abstract

This paper presents a new model for expansion of electric distribution system with penetration of distributed generation, considering coordinated multi-stage planning. The problem is formulated as a mixed integer non-linear programming model and is solved using a tabu search algorithm. For each stage of the planning horizon are considered the installation of new elements (feeders, substations and distributed generation), upgrading of existing elements (feeders and substations), and operating costs associated to energy technical losses in feeders. The obtained results validate the proposed methodology because total costs are lower when they are compared with two scenarios used in the literature: non-coordinated and coordinated multi-stage planning (both without distributed generation).

Keywords: tabu search algorithm, distributed generation, non-coordinated and coordinated multi-stage planning, electricity distribution system.

INTRODUCCIÓN

La alta dependencia de la energía eléctrica en la sociedad actual se refleja en el aumento acelerado que tiene su consumo en los últimos años, por lo que se espera que en 30 años el consumo de energía sea el doble del valor de la demanda consumida hoy en día (Paul Scherrer Institute, 2013). De acuerdo con lo anterior, cobra una gran importancia para el sector eléctrico el desarrollo de metodologías que permitan realizar planes adecuados de planeación y operación de los sistemas de distribución de una manera confiable y económica.

Tradicionalmente los sistemas de distribución se planearon considerando la instalación de elementos nuevos y el aumento de la capacidad de los existentes (subestaciones y tramos de red) (Miranda *et al.*, 1994; Ramírez y Bernal, 1998; Lavorato *et al.*, 2010; Rodrigues *et al.*, 2013; Tabares *et al.* 2014).

Sin embargo, la evolución de las tecnologías basadas en componentes electrónicos en los últimos años, así como el desarrollo de estrategias que disminuyen impactos ambientales y la integración de *Smart Grids* en los sistemas eléctricos, han ocasionado la aparición de nuevas metodologías para planear estos sistemas. Dentro de este contexto, se encuentran los *generadores distribuidos* (GD), que se han empleado para mejorar condiciones operativas de los sistemas de distribución (pérdidas, confiabilidad, cargabilidad de elementos, regulación de tensión, etcétera) (Greatbanks *et al.*, 2003; Shaaban *et al.*, 2011; NayanaTara *et al.*, 2014; Gopiya *et al.*, 2015), y como estrategias adicionales dentro de las metodologías de planeación (El-Khattam y Salama, 2003; Mantway y Al-Muhaini, 2008; Zou *et al.*, 2012; Povovic *et al.*, 2014; Bagheri *et al.*, 2015).

La inclusión de los GD en los trabajos relacionados con la planeación de sistemas de distribución, impacta los costos totales de los proyectos al disminuir las inversiones realizadas en la instalación de otros elementos. Generalmente estos GD se modelan como una inyección de potencia al sistema (nodos PQ), lo que no permite considerar generaciones que involucren máquinas síncronas como pequeñas centrales hidroeléctricas o basadas en gas natural (las cuales se deben modelar como nodos PV).

Por otro lado, en las formulaciones matemáticas empleadas en la planeación de los sistemas de distribución, se consideran diferentes horizontes de tiempo con el fin de involucrar el impacto de la demanda al corto, mediano y largo plazo. Dentro de este contexto, los modelos de planeamiento generalmente consideran metodologías con varias etapas (multi-etapa), destacándose los modelos multi-etapa no coordinados (pseudo-diná-

mico) y multi-etapa coordinados (dinámico), donde los primeros modelos se emplean tradicionalmente en la planeación de los sistemas de distribución.

El planeamiento multi-etapa no coordinado considera varias etapas de forma consecutiva, donde las acciones de planeación propuestas en una etapa se consideran como entrada para la siguiente. A diferencia de esta metodología, el planeamiento multi-etapa coordinado considera las etapas de planeación de forma simultánea.

Con el fin de involucrar los aspectos mencionados previamente, en este artículo se presenta un nuevo modelo para la expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica. A diferencia de los trabajos reportados en la literatura, se considera un planeamiento multi-etapa coordinado con penetración de generación distribuida. Los GD se modelan como nodos PQ o PV, lo cual permite generalizar el uso de cualquier tipo de generación basado en máquinas de inducción o síncronas.

Adicional al costo de instalación de GD, en la función objetivo del problema se considera el costo de instalación de nuevos elementos y la ampliación de existentes (tramos de red y subestaciones), y el costo de operación asociado a las pérdidas de energía del sistema. El conjunto de restricciones se compone por ecuaciones de carácter técnico y operativo.

Con el fin de realizar un análisis comparativo, se presentan tres casos de estudio. El Caso 1 considera un modelo de planeación multi-etapa no coordinado. El Caso 2 tiene en cuenta un modelo multi-etapa coordinado. Estos dos casos (1 y 2), no incluyen la instalación de GD. El caso 3 es un modelo de planeación multi-etapa coordinado que involucra la penetración de GD en el sistema de distribución. El horizonte de planeación tiene en cuenta tres etapas de cinco años.

Para solucionar el problema se emplea un algoritmo de búsqueda tabú (Glover y Laguna, 1997), que entrega buenos resultados en la solución de problemas del tipo NP-completo, como el de este trabajo.

Las principales contribuciones de este trabajo son:

- Un modelo de planeamiento multi-etapa coordinado para sistemas de distribución. En este modelo todas las etapas se tratan de forma simultánea, permitiendo la evaluación de las acciones tomadas en cada etapa del planeamiento.
- El modelo considera generación distribuida. Los GD se modelan como nodos PV o PQ, lo que permite usar cualquier tipo de tecnología de generación.
- Se realiza una comparación con modelos de planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado, ambos sin GD. Para esta comparación se implemen-

taron tres modelos de planeamiento multi-etapa: el modelo descrito en los dos ítems anteriores (coordinado con GD), coordinado sin GD y no coordinado sin GD.

Este artículo se organiza de la siguiente forma. En la sección 2 se presenta la formulación del problema. En el apartado 3 se describe la metodología propuesta. En la sección 4 se muestran las pruebas y los resultados numéricos. Finalmente, se presentan las conclusiones derivadas de este trabajo.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica tiene como enfoque principal la minimización de los costos de inversión y operación en un periodo de planeamiento específico, sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y operativas. Los costos de inversión se relacionan con la instalación de nuevos elementos y la ampliación de los existentes (tramos de red, subestaciones y generadores distribuidos). Los costos de operación son el valor de las pérdidas de energía durante el periodo de planeamiento. El modelo matemático empleado para describir el problema es del tipo no lineal entero mixto, que se soluciona bajo un esquema de planeamiento coordinado.

A continuación se describe en forma detallada cada componente del modelo matemático, así como una explicación de cómo se involucra el horizonte de planeamiento.

HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

Tradicionalmente la planeación de los sistemas de distribución se soluciona considerando una etapa (mono-etapa o estático) o varias etapas (multi-etapa). En los modelos estáticos la inversión se asume al inicio del periodo de estudio, esta debe atender las necesidades de la demanda hasta el final del periodo analizado. En los modelos multi-etapa el horizonte de tiempo se divide en varias etapas para el estudio, donde cada uno de estos periodos considera un crecimiento de la demanda. Estos modelos se dividen en dos categorías: planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado (figura 1).

En el planeamiento multi-etapa no coordinado se consideran un número n de etapas, donde la solución final de cada etapa se usa como configuración inicial para la siguiente etapa. En este caso en cada configuración (comienzo de cada etapa), la demanda se incrementa por la tasa predefinida por la empresa. Este procedimiento se repite para cada etapa n , es decir, realmente se realizan n procesos de optimización de forma separada. La solución de la última etapa se considera como la solución final para todo el problema; sin embargo, el costo total involucra el valor de cada etapa expresado en valor presente.

A diferencia del planeamiento anterior (multi-etapa no coordinado), en el planeamiento multi-etapa coordinado, las n etapas se consideran de forma simultánea. En otras palabras, en lugar de n procesos de optimización, solamente se realiza uno, con todas las etapas consideradas al mismo tiempo.

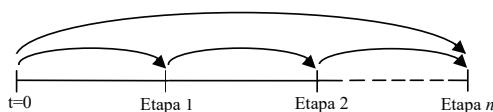
FORMULACIÓN MATEMÁTICA

El problema del planeamiento de sistemas de distribución se formula como un modelo de programación no lineal entero mixto. La función objetivo que será minimizada se presenta en la ecuación (1). El conjunto de restricciones presentado en las ecuaciones (2)-(9) considera aspectos físicos, técnicos y operativos. La nomenclatura empleada en este artículo se puede consultar en el Apéndice.

FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo (ecuación (1)) se compone por siete términos. Los dos primeros términos son los costos de instalación de nuevos tramos de red y ampliación de los tramos existentes, respectivamente. Los términos tres y cuatro son los costos de instalación de nuevas subestaciones y ampliación de existentes, respectivamente. Los términos cinco y seis son los costos de instalación de nuevos generadores distribuidos y ampliación de existentes. El último término (séptimo término) es el costo de las pérdidas de energía eléctrica en los tramos de red del sistema, los cuales se expresan en valor presente.

a)



b)

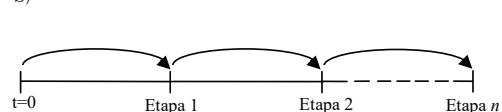


Figura 1. Planeamiento multi-etapa de sistemas de distribución: a) no coordinado, b) coordinado

$$\sum_{t=1}^{nE} \beta^{(t-1)DE} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{ij \in \Omega_{NT}} \sum_{c \in \Omega_{T_C}} (CF_{NT_{ij,c,t}} \sigma_{NT_{ij,c,t}}) + \sum_{ij \in \Omega_{ET}} \sum_{c \in \Omega_{T_C}} (CF_{ET_{ij,c,t}} \sigma_{ET_{ij,c,t}}) + \\ \sum_{i \in \Omega_{NS}} \sum_{s \in \Omega_{T_S}} (CF_{NS_{i,s,t}} \sigma_{NS_{i,s,t}}) + \sum_{j \in \Omega_{ES}} \sum_{s \in \Omega_{T_S}} (CF_{ES_{j,s,t}} \sigma_{ES_{j,s,t}}) + \\ \sum_{i \in \Omega_{NG}} \sum_{g \in \Omega_{T_G}} (CF_{NG_{i,g,t}} \sigma_{NG_{i,g,t}}) + \sum_{j \in \Omega_{EG}} \sum_{g \in \Omega_{T_G}} (CF_{EG_{j,g,t}} \sigma_{EG_{j,g,t}}) + \\ \beta^{DE} \sum_{l=1}^{nN} \sum_{ij \in \Omega_T} \sum_{c \in \Omega_{T_C}} 3 PE_t DN_l DE \left[I_{ij,c,t}^2 R_{ij,c} (\sigma_{NT_{ij,c,t}} + \sigma_{ET_{ij,c,t}}) \right] \end{array} \right\} \quad (1)$$

Note que los primeros seis términos de la ecuación (1) tiene una doble sumatoria, las cuales representan la localización y el tipo de un elemento, respectivamente. Respecto a la primera sumatoria, los términos tres al seis tienen solamente un subíndice, debido a que se asocia a la ubicación de subestaciones o generadores distribuidos (i o j). Por otro lado, los términos uno y dos tienen dos subíndices, debido a que se encuentran relacionados con los dos nodos de un tramo de red (ij). La

segunda sumatoria en estos seis términos se asocia a la capacidad (tipo) de un tramo de red, subestación o GD (c, s o g).

A diferencia de los primeros seis términos, el séptimo término tiene tres sumatorias. La primera sumatoria hace referencia al nivel de la curva de duración de carga, la segunda sumatoria se asocia a un tramo de red $i-j$ y la tercera sumatoria al calibre asociado al conductor de dicho tramo de red.

$$S_{S_{i,l,t}} = S_{D_{i,l,t}} - S_{G_{i,l,t}} + \sum_{j \in \Omega} V_{i,l,t} \left[\sum_{c \in \Omega_{T_C}} (\sigma_{NT_{ij,c,t}} + \sigma_{ET_{ij,c,t}}) I_{ij,c,t}^* \right]$$

$$|I_{ij,c,t}| \leq \sum_{c \in \Omega_{T_C}} I_c^{\max} (\sigma_{NT_{ij,c,t}} + \sigma_{ET_{ij,c,t}})$$

$$S_{S_{i,l,t}} \leq \sum_{s \in \Omega_{T_S}} S_{Ss}^{\max} (\sigma_{NS_{i,s,t}} + \sigma_{ES_{i,s,t}})$$

$$S_{G_{i,l,t}} \leq \sum_{g \in \Omega_{T_G}} S_{Gg}^{\max} (\sigma_{NG_{i,g,t}} + \sigma_{EG_{i,g,t}})$$

$$V_i^{\min} \leq V_{i,l,t} \leq V_i^{\max}$$

$$\sum_{c \in \Omega_{T_C}} (\sigma_{NT_{ij,c,t}} + \sigma_{ET_{ij,c,t}}) \leq 1$$

$$\sum_{s \in \Omega_{T_S}} (\sigma_{NS_{i,s,t}} + \sigma_{ES_{i,s,t}}) \leq 1$$

$$\sum_{g \in \Omega_{T_G}} (\sigma_{NG_{i,g,t}} + \sigma_{EG_{i,g,t}}) \leq 1$$

$$\begin{aligned} \forall i \in \Omega_N \\ \forall l \in \{1, 2, \dots, nN\} \\ \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} \forall ij \in \Omega_T \\ \forall l \in \{1, 2, \dots, nN\} \\ \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \forall i \in \Omega_S \\ \forall l \in \{1, 2, \dots, nN\} \\ \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \forall i \in \Omega_G \\ \forall l \in \{1, 2, \dots, nN\} \\ \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \forall i \in \Omega_N \\ \forall l \in \{1, 2, \dots, nN\} \\ \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \end{aligned} \quad (6)$$

$$\forall ij \in \Omega_T \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \quad (7)$$

$$\forall i \in \Omega_S \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \quad (8)$$

$$\forall i \in \Omega_G \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, nE\} \quad (9)$$

CONJUNTO DE RESTRICCIONES

El conjunto de restricciones se presenta en las ecuaciones (2) a (9). La ecuación 2 es el balance de potencia en todos los nodos del sistema. Las ecuaciones (3), (4) y (5) aseguran que no se presenten sobrecargas en tramos de red, subestaciones y GD, respectivamente. La ecuación (6) evita que los límites de la magnitud de la tensión se violen. Las ecuaciones (7), (8) y (9) garantizan que solamente un tipo de conductor, subestación o GD se instale en una sección o nodo de la red, respectivamente.

METODOLOGÍA PROPUESTA

En este artículo el problema del planeamiento de sistemas de distribución se soluciona usando un algoritmo de búsqueda tabú. Los principales aspectos de este algoritmo y su implementación al problema se describen a continuación.

TÉCNICA DE SOLUCIÓN

Búsqueda Tabú (BT) es una técnica metaheurística de optimización, que surge de la inteligencia artificial, ya que emplea conceptos de memoria adaptativa y exploración sensible. Se propuso por Fred Glover en la década de los 80 y se ha utilizado para resolver problemas de diferentes disciplinas, presentando buenos resultados (Glover y Laguna, 1997; Gallego *et al.*, 2008).

Este algoritmo implementa una estrategia de búsqueda local eficiente alrededor de una solución encontrada, donde dicha búsqueda se asocia a un conjunto de soluciones vecinas, que permiten en pasos pequeños pasar a la configuración vecina más adecuada.

Debido a que una búsqueda exhaustiva de vecinos alrededor de una configuración puede acarrear tiempos computacionales elevados, es necesario recurrir a un vecindario reducido mediante índices de sensibilidad, que se eligen según las características del problema.

Una vez seleccionada la configuración de la próxima iteración, se actualizan las listas tabú, bloqueando por las próximas iteraciones los atributos modificados, es decir, que no se regrese a soluciones visitadas. En este paso también se actualiza la incumbente local, la lista élite local y el contador de repeticiones de la incumbente. El algoritmo se detiene cuando se cumple el criterio de parada, que se da por un número máximo de iteraciones o por un número de iteraciones sin mejorar la incumbente.

El pseudocódigo del algoritmo BT se presenta en la figura 2. Mayor información sobre el funcionamiento de este algoritmo, se puede encontrar en Glover y Laguna (1997).

Pseudocódigo

```

1:   for {cada periodo de planeamiento (etapa)}
2:     Crear una solución inicial y guardar la incumbente
3:     while {el criterio de parada no se cumpla}
4:       Generar el vecindario reducido
5:       for {cada vecino}
6:         Evaluar la función objetivo de la solución candidata
7:       end for
8:       if {si la solución candidata es mejor que la
9:         solución incumbente} then
10:          Reemplazar la solución incumbente por la solución candidata
11:          else if {solución incumbente no es cambiada}
12:            end while
13:          end for

```

Figura 2. Pseudocódigo del algoritmo BT

CODIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En este artículo se presenta una codificación vectorial de variables enteras, con la que es posible representar la topología y tipo de elementos del sistema de distribución. Este vector se divide en tres partes, las cuales se asocian a los elementos del sistema. Por lo tanto, cada etapa de planeamiento tiene un vector de tamaño igual al número de subestaciones, tramos de red y generadores distribuidos, tanto existentes como nuevos.

De acuerdo con lo anterior, cada posición del vector se relaciona con un elemento del sistema. Si en una posición aparece un cero, indica que dicho elemento no se propone para su instalación. Si aparece un número entero indica que se propone su instalación con el tipo (capacidad) asociado a dicho número. Por ejemplo, los números 1 y 2 se pueden asociar a subestaciones con capacidades de 5 y 10 MVA, respectivamente.

En cada una de las n etapas del modelo de planeamiento pseudo-dinámico, se tiene un vector como el descrito previamente. Sin embargo, en el modelo dinámico se tiene un vector que considera n subvectores de forma simultánea, donde cada subvector es del tamaño de un vector empleado por el modelo anterior. Debido a esto, el modelo dinámico considera un número mayor de variables que el modelo pseudo-dinámico, al considerar todas las etapas de forma simultánea.

FLUJO DE CARGA

Para evaluar las configuraciones generadas por el algoritmo BT, es necesario emplear un flujo de carga que permita determinar de manera eficiente y rápida el valor de su función objetivo y el cumplimiento del conjunto de restricciones.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que al conectar un GD al sistema de distribución se pierde la radialidad de la red, al circular corrientes en ambos sentidos. De acuerdo con esto, es necesario utilizar un flujo de carga que se adapte a estas características operativas. En este artículo se emplea un flujo de carga para redes levemente enmalladas (Shirmohammadi y Hong, 1988).

INTEGRACIÓN DEL ALGORITMO BT A LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

La metodología propuesta en este artículo emplea una estrategia maestro-esclavo. La estrategia maestro (problema de inversión) se soluciona con el algoritmo BT. La estrategia esclavo (problema operativo) se resuelve con el flujo de carga. Cada configuración propuesta por la técnica de solución (configuración del vecindario generado) se evalúa por medio de la aplicación del flujo de carga, el cual permite hallar el valor de la función objetivo y validar la factibilidad. Una vez determinados estos valores, el algoritmo BT continúa su proceso, hasta que el algoritmo alcanza el criterio de parada.

PRUEBAS Y RESULTADOS

La metodología propuesta se aplica a un sistema de prueba de 54 nodos (Miranda *et al.*, 1994), el cual se modifica para permitir la localización de generadores distribuidos (figura 3). En este sistema los cuadrados negros corresponden a subestaciones existentes (nodos 51 y 52) y los blancos a propuestas (nodos 53 y 54). Las líneas continuas son tramos de red existentes y las líneas punteadas son tramos de red propuestos. Los puntos negros son nodos de paso y de carga. Los lugares candidatos para ubicar generadores distribuidos son los nodos 6, 18, 31, 36 y 45. Los datos de conductores, subestaciones y generadores distribuidos se encuentran en las tablas 1, 2 y 3, respectivamente. La base de datos de la topología del sistema se puede consultar con los autores.

El horizonte de planeamiento se dividió en tres etapas de cinco años, en las cuales se consideró una tasa de crecimiento anual de la demanda de 2%. Se considera una curva de duración de carga de 100%, 70% y 40% del valor nominal de la demanda, con una duración de 1000, 5760 y 2000 horas, respectivamente (figura 4). La tasa de descuento es de 10% y el precio de la energía \$250 [kWh].

La metodología se implementó en Fortran 90 en un computador con procesador Intel Core i7-3612QM CPU2.10GHz x 8, con 6GB de memoria RAM bajo sistema operativo UNIX.

Con el fin de verificar el comportamiento de la metodología propuesta, en esta sección se realiza el análisis

comparativo bajo tres escenarios de planeación. El primer escenario considera un modelo de planeación multi-etapa no coordinado sin generación distribuida (pseudo-dinámico sin GD - caso 1). El segundo escenario emplea un planeamiento multi-etapa coordinado sin generación distribuida (dinámico sin GD - caso 2). El tercer escenario resuelve el problema bajo un planeamiento multi-etapa coordinado con generación distribuida (dinámico con GD - caso 3). Para los tres casos se empleó el mismo horizonte de planeamiento.

Después de aplicar la metodología propuesta se obtuvieron los resultados presentados en la tabla 4. Las configuraciones finales de cada caso (después de la etapa 3) se presentan en las figuras 5, 6 y 7. Los calibres seleccionados se observan entre paréntesis al lado de cada tramo de red respectivo.

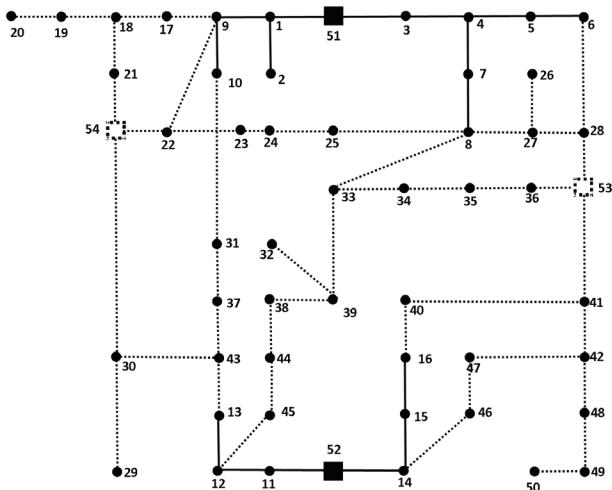


Figura 3. Sistema de prueba de 54 nodos

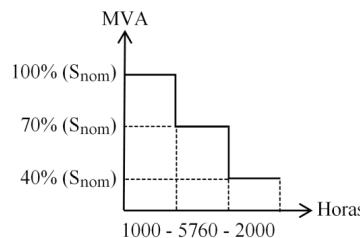


Figura 4. Curva de duración de carga empleada

De los tres casos implementados, el caso 1 es el más fácil de implementar. En este las etapas se resuelven de manera consecutiva, donde su complejidad matemática es de una sola etapa, por lo tanto, el tiempo de cómputo es el más bajo de los tres casos. Sin embargo, la calidad de la respuesta es de peor calidad, respecto a los obtenidos en los otros dos casos. En el caso 2 las etapas se estudian de manera simultánea, incrementando ostensiblemente su complejidad matemática y por ende, el tiempo de cómputo

Tabla 1. Datos de los conductores empleados

Tipo	R [Ω/km]	X [Ω/km]	Capacidad [Amp]	Costo de instalación [M\$/km]	Costo de repotenciación [M\$/km]
1	0,3655	0,2520	566,7	70	30
2	0,2921	0,2466	680,4	100	40
3	0,2359	0,2402	773,2	110	50
4	0,1932	0,2279	866,0	120	60
5	0,1827	0,1260	1175,3	135	70
6	0,1460	0,1233	1385,6	150	80
7	0,1180	0,1201	1546,5	160	90
8	0,0966	0,1140	1732,1	180	100

Tabla 2. Datos de las subestaciones

Tipo	Capacidad [MVA]	Costo de instalación [M\$]	Costo de repotenciación [M\$]
1	20	4000	1000
2	30	6000	1100
3	40	8000	1200

Tabla 3. Datos de los GD

Tipo	P [kW]	Q _{max} [kVAr]	Q _{min} [kVAr]	Costo de instalación [M\$]
1	5250	1725,59	-1725,59	325
2	7500	2465,13	-2465,13	450
3	9800	2958,16	-2958,16	674
4	12000	3444,21	-3444,21	898

Tabla 4. Resultados obtenidos en [M\$]

Costo	Descripción	Caso		
		1	2	3
Instalación	Tramos de red	7633,39	7821,95	8043,5
	Subestaciones	8424,10	8000,00	4000,00
Operación	Generadores distribuidos	-----	-----	975,00
	Pérdidas de energía	4583,24	4397,66	4128,42
Costo total		20640,73	20219,61	17146,92

requerido para su solución. A diferencia del caso anterior (caso 1), se obtienen redes de menor costo, ya que requiere menos elementos al efectuar una adecuada distribución de los mismos en el tiempo. En relación con el caso 3, además de considerar un planeamiento coordinado, considera en su estudio la generación distribuida, incrementando su complejidad matemática y con ello el tiempo de cálculo. Por otro lado, la generación distribuida impacta positivamente la distribución de flujos en la red, llevándolos a valores que resultan favorables tanto en lo relacionado con las pérdidas de energía, como en la carga por los conductores. Estos aspectos favorecen positivamente los costos en inversión y operación, como se puede observar en la tabla 4, en los casos 1, 2 y 3, respectivamente.

De la tabla 4 se observa que el mayor costo de inversión en subestaciones se presenta en el caso 1 (M\$8424.10), que es mayor a los casos 2 y 3 un 5.03% y

52.51%, respectivamente. En el caso 1 se propone la instalación de las dos nuevas subestaciones (tipo 1), ya que las dos subestaciones existentes no son capaces de alimentar el crecimiento de la demanda. Adicionalmente una subestación existente aumenta de capacidad al tipo 2. En el caso 2, también se construyen las dos nuevas subestaciones; sin embargo, no aumentan capacidad las otras subestaciones. En el caso 3 solamente se construye una subestación tipo 1 en el nodo 53.

Respecto a los generadores distribuidos, en el caso 3 se instalan tres generadores de tipo 1 en los nodos 18, 31 y 45, con un costo de M\$975.

Adicionalmente se observa que el caso 3 tiene el mayor costo de inversión (M\$8043,5) en tramos de red. Los casos 1 y 2 son menores un 5.09% y 2.75%, respectivamente. Esto se debe a que en el caso 3 se instalan conductores de mayor capacidad, respecto a los otros dos casos.

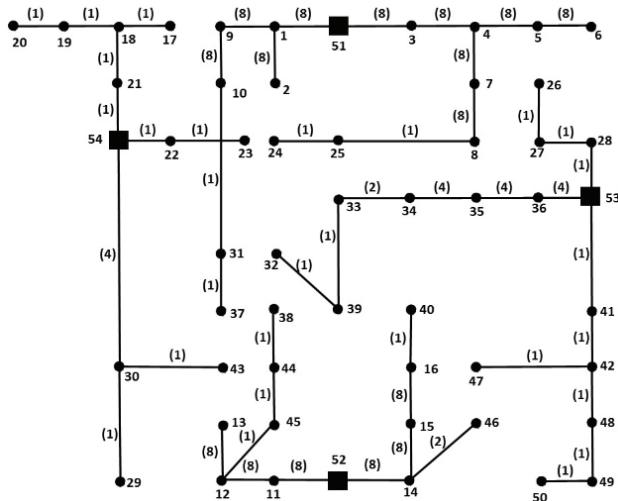


Figura 5. Configuración final – Caso 1

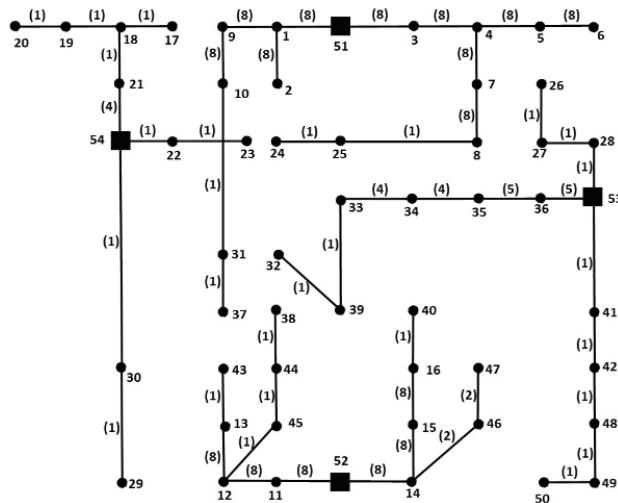


Figura 6. Configuración final – Caso 2

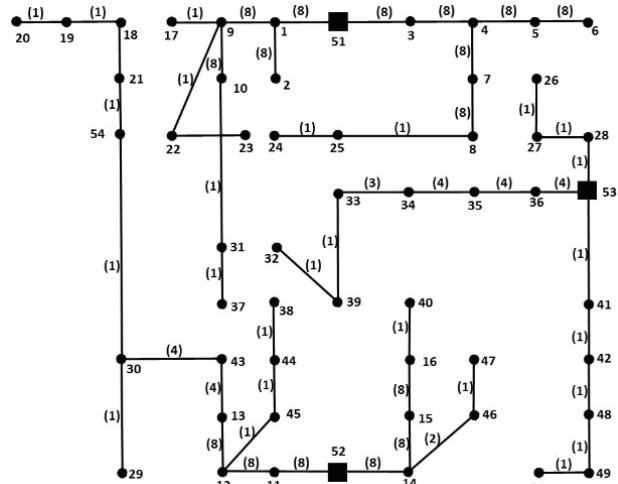


Figura 7. Configuración final – Caso 3

Por otro lado los menores costos de pérdidas de energía se obtienen en el caso 3 (M\$4128,42), que es menor a los casos 1 y 2 un 11.02% y 6.52%, respectivamente. Este comportamiento se ocasiona por el calibre de los conductores y la instalación de los generadores distribuidos en el sistema. Al aumentar el calibre del conductor, disminuye su valor de resistencia, lo cual impacta en la reducción de las pérdidas de red. Adicionalmente al ubicar los generadores distribuidos, el nivel de corriente que circula por los tramos de red disminuye, lo que también ocasiona una disminución en las pérdidas técnicas.

Finalmente se nota que el menor costo total se obtiene con el caso 3 (M\$17146,92), el cual reduce la inversión total de los casos 1 y 2 en un 20.37% y 17.91%, respectivamente.

En otras palabras, el análisis costo/beneficio de emplear un planeamiento multi-etapa coordinado con penetración de generadores distribuidos (caso 3), puede encontrar soluciones con costos totales más bajos que los modelos de planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado sin generación distribuida (casos 1 y 2, respectivamente).

CONCLUSIONES

En este artículo se presenta una metodología para solucionar el problema de la expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica, usando como técnica de solución un algoritmo de búsqueda tabú. El problema se soluciona usando un planeamiento multi-etapa coordinado, considerando la penetración de generación distribuida. Como análisis comparativo se realizan otros dos casos de prueba, los cuales consideran modelos de planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado (ambos sin GD). Los resultados obtenidos muestran que al emplear un modelo de planeamiento como el propuesto en este artículo (multi-etapa coordinado con GD), se reducen los costos totales de inversión al compararse con los otros dos modelos de planeamiento (planeamiento multi-etapa no coordinado y coordinado sin GD).

La metodología propuesta es útil para las empresas distribuidoras de energía eléctrica debido a que la inversión realizada en elementos de red (tramos de red, subestaciones y generadores distribuidos), se compensa en el tiempo con la disminución en el valor de las pérdidas de energía, lo cual garantiza una mejor relación costo/beneficio. Adicionalmente esta metodología se puede emplear para sistemas con diferentes condiciones operativas, ya que permite modelar los GD como nodos PV o PQ, dependiendo de la tecnología considerada.

APÉNDICE

En esta sección se presenta la nomenclatura empleada en este artículo.

<i>Conjuntos</i>	
Ω_{EG}	Conjunto formado por GD existentes
Ω_{ES}	Conjunto formado por subestaciones existentes
Ω_{ET}	Conjunto formado por tramos de red existentes
Ω_G	Conjunto formado por GD nuevos y existentes
Ω_i	Conjunto formado por nodos conectados al nodo i
Ω_N	Conjunto de todos los nodos del sistema
Ω_{NG}	Conjunto formado por GD nuevos
Ω_{NS}	Conjunto formado por subestaciones nuevas
Ω_{NT}	Conjunto formado por tramos de red nuevos
Ω_S	Conjunto formado por subestaciones nuevas y existentes
Ω_T	Conjunto formado por tramos de red nuevos y existentes
Ω_{T_c}	Conjunto formado por tipos de conductores
Ω_{T_G}	Conjunto formado por tipos de GD
Ω_{T_S}	Conjunto formado por tipos de subestaciones
<i>Variables</i>	
$\sigma_{EG_{i,g,t}}$	Variable binaria para repotenciar un GD existente en el nodo i , tipo g , en la etapa t
$\sigma_{ES_{i,s,t}}$	Variable binaria para repotenciar una subestación existente en el nodo i , tipo s , en la etapa t
$\sigma_{ET_{i,j,c,t}}$	Variable binaria para reconductoarizar un tramo de red existente entre los nodos $i-j$, tipo c , en la etapa t
$\sigma_{NG_{i,g,t}}$	Variable binaria para instalar un GD nuevo en el nodo i , tipo g , en la etapa t
$\sigma_{NS_{i,s,t}}$	Variable binaria para instalar una subestación nueva en el nodo i , tipo s , en la etapa t
$\sigma_{NT_{i,j,c,t}}$	Variable binaria para instalar un tramo de red nuevo entre los nodos $i-j$, tipo c , en la etapa t
$I_{i,j,c,t}$	Corriente entre los nodos $i-j$, en la etapa t (A)
$S_{G_{i,t}}$	Potencia inyectada por un GD en el nivel l de la curva de carga, en el nodo i , en la etapa t (MVA)
$S_{S_{i,t}}$	Potencia inyectada por una subestación en el nivel l de la curva de carga, en el nodo i , en la etapa t (MVA)
$V_{i,l,t}$	Magnitud de la tensión en el nivel l de la curva de carga, en el nodo i , en la etapa t (kV)
<i>Parámetros</i>	
β	Tasa de descuento (%)
$CF_{EG_{i,g,t}}$	Costo fijo de repotenciar un GD existente en el nodo i , tipo g , en la etapa t (\$)
$CF_{ES_{i,s,t}}$	Costo fijo de repotenciar una subestación existente en el nodo i , tipo s , en la etapa t (\$)
$CF_{ET_{i,j,c,t}}$	Costo fijo de reconductoarizar un tramo de red existente entre los nodos $i-j$, tipo c , en la etapa t (\$)
$CF_{NG_{i,g,t}}$	Costo fijo de instalar un GD nuevo en el nodo i , tipo g , en la etapa t (\$)
$CF_{NS_{i,s,t}}$	Costo fijo de instalar una subestación nueva en el nodo i , tipo s , en la etapa t (\$)
$CF_{NT_{i,j,c,t}}$	Costo fijo de instalar un tramo de red nuevo entre los nodos $i-j$, tipo c , en la etapa t (\$)
DE	Duración de la etapa de planeamiento en años
DN_l	Duración del nivel l de la curva de duración de carga en un año (horas)
I_c^{\max}	Capacidad máxima del conductor tipo c (A)
nE	Número de etapas de planeamiento
nN	Número de niveles de la curva de duración de carga
PE_t	Precio de la energía en la etapa t (\$/kWh)
$R_{i,j,c}$	Resistencia del conductor asociado al tramo de red $i-j$, tipo c (Ohm)
$S_{D_{i,t}}$	Demanda del nivel l de la curva de duración de carga, en el nodo i , en la etapa t (MVA)

S_{Gg}^{\max}	Capacidad máxima del generador distribuido tipo g (MVA)
S_{Ss}^{\max}	Capacidad máxima de la subestación tipo s (MVA)
V_i^{\min}	Máxima tensión permitida en el nodo i (kV)
V_i^{\max}	Mínima tensión permitida en el nodo i (kV)

Debido a las características de la metodología propuesta se puede aplicar en sistemas de distribución de diferentes tamaños, características operativas, con redes levemente enmalladas o inclusión de generación distribuida, lo cual la hace atractiva para las empresas del sector eléctrico al permitir su adaptación a sistemas de distribución bajo un ambiente de redes inteligentes (*Smart Grids*).

REFERENCIAS

Bagheri A., Monsef H., Lesani H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties, reliability, and operational conditions. *Electrical Power and Energy Systems*, volumen 73, 2015: 56-70.

El-Khattam W., Salama M.M.A. Distribution system planning using distributed generation, en: 16th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, (Montreal, Canadá), 2003, pp. 579-582.

Gallego R.A., Escobar A.H., Toro E. *Técnicas Metaheurísticas de Optimización*, segunda edición, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2008, pp. 167-216.

Glover F. Y Laguna M. *Tabu search*, Boston, USA, Kluwer Academic Publishers, 1997, pp. 59-91.

Gopiya S.N., Khatod D.K., Sharma M.P. Analytical approach for optimal siting and sizing of distributed generation in radial distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, volumen 9 (número 3), 2015: 209-220.

Greatbanks J., Popovic D., Begovic M., Pregelj A., Green T.C. On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation, en: Proceedings 2nd IEEE PowerTech, (Bologna, Italy), 2003, pp. 1-8.

Lavorato M., Rider M.J., García A.V., Romero R. A constructive heuristic algorithm for distribution system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 25 (número 3), 2010: 1734-1742.

Mantway A.H., Al-Muhaini M.M. Multi-objective BPSO algorithm for distribution system expansion planning including distributed generation, en: IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, (Chicago, USA), 2008, pp. 1-8.

Miranda V., Ranito J.V., Proença L.M. Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 9 (número 4), 1994: 1927-1933.

Nayanatara C., Baskaran J., Kothari D.P. Optimal location of distributed generation using micro-genetic algorithm, en: 3rd International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCP-EIC), (Chennai, India), 2014, pp. 525-530.

Paul Scherrer Institute (PSI). World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050, World Energy Council (WEC), 2013 [en línea] [fecha de consulta: 10 de agosto de 2015]. Disponible en: <https://www.worldenergy.org/publications/2013/world-energy-scenarios-composing-energy-futures-to-2050/>

Popovic Z.N., Kerleta V.Dj., Popovic D.S. Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, volumen 108, 2014: 211-222.

Ramírez I.J., Bernal J.L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 13 (número 2), 1998: 696-703.

Rodrigues B., Sanches J.R., Cossi A.M., Contreras J. A multiobjective model for distribution system planning based on tabu search, en: Proceedings 7th IEEE PowerTech, (Grenoble, Francia), 2013, pp. 1-6.

Shaaban M.F., Atwa Y.M., El-Saadany E.F. A multi-objective approach for optimal DG allocation, en: 2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, (Sharjah, Emiratos), 2011, pp. 1-7.

Shirmohammadi D., Hong H.W. A Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, volumen 3 (número 2) 1988: 753-762.

Tabares A., Lavorato M., Franco J.F., Rider M.J. A mixed-binary linear formulation for the distribution system expansion planning problem, en: 7th Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America, (Medellín, Colombia), 2014, pp. 1-6.

Zou K., Agalgaonkar A.P., Muttaqi K.M., Perera S. Distribution system planning with incorporating GD reactive capability and system uncertainties. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, volumen 3 (número 1), 2012: 112-123.

Este artículo se cita:

Citación estilo Chicago

Hincapié-Isaza, Ricardo Alberto, Juan Manuel Home-Ortiz, Ramón Alfonso Gallego-Rendón. Nuevo modelo para la expansión de sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida considerando un planeamiento multi-etapa coordinado. *Inginería Investigación y Tecnología*, XVIII, 01 (2017): 43-53.

Citación estilo ISO 690

Hincapié-Isaza R.A., Home-Ortiz J.M., Gallego-Rendón R.A. Nuevo modelo para la expansión de sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida considerando un planeamiento multi-etapa coordinado. *Inginería Investigación y Tecnología*, volumen XVIII (número 1), enero-marzo 2017: 43-53.

Semblanzas de los autores

Ricardo Alberto Hincapié-Isaza. Ingeniero electricista (2001) y magíster en ingeniería eléctrica (2004) por la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Actualmente estudia el doctorado y es profesor asociado del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Sus intereses de investigación incluyen planeación de sistemas de distribución de energía eléctrica, protección de sistemas de potencia y optimización aplicada a sistemas de potencia.

Juan Manuel Home-Ortiz. Ingeniero electricista (2011) y magíster en ingeniería eléctrica (2014) por la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Actualmente es estudiante de doctorado del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Estatal Paulista (Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, UNESP), Brasil. Sus intereses de investigación incluyen optimización y planeación de sistemas eléctricos.

Ramón Alfonso Gallego-Rendón. Ingeniero electricista (1981) por la Universidad Tecnológica de Pereira y magíster en ingeniería eléctrica (1985) por la Universidad Nacional de Colombia. Es especialista en planeación energética (1987) de la Universidad de Los Andes, Colombia. En 1997 recibió el título de Ph.D. en ingeniería eléctrica por la Universidad Estatal de Campinas (Universidade Estadual Campinas, UNICAMP), Brasil. Actualmente es profesor titular del programa de ingeniería eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Sus intereses de investigación incluyen planeación y optimización aplicada a sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, y sistemas de producción.