

Búsqueda tabú aplicado al planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión considerando desplanificación

Tabu search applied to transmission system expansion planning considering de-planning

Antonio Escobar, Ramón Gallego, Eliana Toro*

Universidad Tecnológica de Pereira, Vereda La Julita, A.A.97, Pereira-Risaralda.

(Recibido el 3 de junio de 2008. Aceptado el 6 de noviembre de 2008)

Resumen

En este trabajo se presentan dos modelos matemáticos y una metodología de solución para el problema de planeamiento a largo plazo de sistemas de transmisión de energía eléctrica considerando desplanificación. Este problema determina el plan de expansión de costo mínimo para un periodo de tiempo futuro. Las inversiones en líneas de transmisión y subestaciones realizadas en el pasado hacen parte de la solución en el planeamiento tradicional. Si la red inicial es inmodificable, el proceso de optimización se realiza sobre un espacio de soluciones restringido que puede afectar la calidad de la solución. En este trabajo se considera que es posible retirar líneas o subestaciones existentes si esto mejora el desempeño y el costo de la nueva red de transmisión. El modelo matemático propuesto se resuelve usando la técnica de optimización de búsqueda tabú aplicada a dos sistemas de prueba de la literatura especializada.

----- *Palabras clave:* Búsqueda tabú, desplanificación, metaheurísticas, optimización, planeamiento de la expansión, redes de transmisión.

Abstract

This paper presents two mathematical models and one methodology for the long-term transmission system expansion planning problem considering de-planning. Traditionally this problem is solved searching the lowest cost investment plan for one given period. The elements of the original topology are considered in the solution in traditional planning. If the initial network is unchangeable, the optimization process is undertaken on a constrained space

* Autor de correspondencia: teléfono: + 57 + 6 +313 73 00 ext. 240, fax + 57 + 6 +321 32 06, correo electrónico: aescobar@utp.edu.co (A. Escobar).

of solutions that can degrade the system performance. The proposed models allow enhancement of the system's performance by modifying the original topology. The mathematical models are solved using tabu search on two test systems of the specialized literature.

----- **Keywords:** De-planning, expansion planning, metaheuristic, optimization, tabu search, transmission network.

Introducción

Cuando se resuelve el problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica se define *dónde, qué y cuántas* líneas de transmisión y/o transformadores deben ser adicionados al sistema eléctrico para que opere de forma adecuada en un horizonte de planeamiento especificado. En su forma tradicional este problema se denomina también planeamiento estático centralizado ya que no subdivide el horizonte de planeamiento, como si lo hace el planeamiento multietapa, y además asume que el sistema presenta esquema vertical. Este modelo básico considera las restricciones físicas y usa como datos del problema: la topología para el año base; los elementos candidatos para adición; valores asociados a los elementos candidatos como costo, localización y parámetros físicos; los datos de generación y demanda del horizonte de planeamiento, entre otros [1, 2]. En el planeamiento tradicional se utiliza el modelo DC para representar la red de transmisión, el cual sólo considera la demanda activa del sistema eléctrico, la primera ley de Kirchhoff y una representación aproximada de la segunda ley de Kirchhoff. A pesar de esto, el modelo DC continúa siendo el modelo matemático más utilizado en el problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión. En algunas aplicaciones se utilizan modelos más simplificados como el modelo de transportes y los modelos híbridos. En trabajos recientes también se ha aplicado el modelo AC [3]. En este trabajo se utiliza el modelo DC. Un modelo matemático más complejo puede considerar planeamiento multietapa, en el cual el horizonte de planeamiento puede separarse en varias etapas [4]. Otro modelo más complejo surge cuando consideramos la operación con seguridad, siendo el más conocido el problema de planea-

miento de la expansión con contingencias simples (N-1) [5, 6]. También pueden incorporarse al modelo exigencias adicionales de operación como en el planeamiento de sistemas con esquemas de mercado eléctrico o en el planeamiento considerando incertidumbres en la demanda y la generación. [6 - 8]. En este trabajo se analiza el efecto de la desplanificación sobre los costos de inversión resultantes en el problema de planeamiento estático centralizado. En el planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión tradicional, el propósito fundamental es identificar las líneas de transmisión que deben adicionarse a la topología base para que el sistema opere de forma adecuada. La red inicial se considera fija, es decir, no se considera la posibilidad de retirar líneas existentes de la topología base porque se parte del supuesto de que todos los elementos existentes contribuyen a la solución del problema. En este trabajo se prueba que esta premisa no es verdadera, debido a que algunos elementos de la topología base, pueden afectar la operación del sistema eléctrico por causa de nuevas exigencias no previsibles en los planes de expansión realizados antes. El modelo propuesto identifica elementos de transmisión de la topología base que deben ser retirados y produce propuestas de menor costo que las obtenidas usando planeamiento tradicional. Los elementos identificados para ser retirados, realmente pueden permanecer en el sistema sin participar en la operación normal, ya que pueden resultar importantes en otro contexto de operación. Para resolver los diferentes modelos del problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión existen muchas técnicas de optimización en la literatura especializada. Estas técnicas pueden ser separadas en dos grandes grupos: (1) métodos exactos y (2) métodos aproximados. Entre los métodos exactos que más se utilizan se encuentran el algoritmo de

branch and bound y la técnica de descomposición de Benders [10, 11]. Los métodos aproximados más utilizados son las técnicas heurísticas y las Metaheurísticas. Las heurísticas mas aplicadas son los denominados algoritmos heurísticos constructivos (AHC), y entre las metaheurísticas las técnicas de simulated annealing, algoritmos genéticos, búsqueda tabú, colonia de hormigas, y GRASP han sido aplicadas con éxito para resolver el problema de planeamiento [12 - 16]. Para resolver los modelos más complejos del problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión, las metaheurísticas han mostrado ser más eficientes que otros métodos de optimización, especialmente para resolver sistemas eléctricos muy complejos. En este trabajo el modelo matemático propuesto se resuelve usando un algoritmo de búsqueda tabú especializado, sin embargo, cualquier metaheurística puede ser utilizada para resolverlo.

Modelo de planeamiento estático centralizado

Cuando el problema de flujo de carga se resuelve utilizando el modelo DC, el modelo matemático del problema de planeamiento estático centralizado puede formularse de la siguiente manera:

$$Min \quad v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{k \in \Omega_r} r_k \quad (1)$$

s.a.

$$Sf + g + r = d \quad (2)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^o + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (3)$$

$$\begin{aligned} |f_{ij}| &\leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \\ 0 &\leq g \leq \bar{g} \\ 0 &\leq r \leq d \\ 0 &\leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \\ n_{ij} &\text{ entero} \\ (i, j) &\in \Omega \end{aligned} \quad (4)$$

Donde c_{ij} , γ_{ij} , n_{ij} , n_{ij}^o , f_{ij} y \bar{f}_{ij} representan respectivamente, el costo de una línea y/o transformador que puede ser adicionado entre los nodos i-j, la

susceptancia del circuito, el número de elementos adicionados entre los nodos i-j, el número elementos en el caso base, y el flujo de potencia total y su correspondiente flujo de potencia máximo entre los nodos i-j. v es el costo de inversión, S es la matriz de incidencia transpuesta nodo-rama del sistema eléctrico, f es el vector de elementos f_{ij} , g es el vector de generación con valor límite superior \bar{g} , \bar{n}_{ij} es el número máximo de elementos que pueden adicionarse entre los nodos i-j, θ_j es el ángulo del voltaje del nodo j , y Ω es el conjunto de todos los caminos. r es el vector de generadores artificiales con elementos r_k , Ω_r representa el conjunto de nodos con demanda y α es un parámetro que transforma el corte de carga de MW a US\$. La inclusión de generadores artificiales es opcional en el modelo matemático y puede usarse para diferentes propósitos. En este trabajo se utiliza para facilitar el proceso de solución del modelo matemático con el fin de poder resolverlo usando técnicas metaheurísticas. Se consideran como soluciones factibles aquellas propuestas de expansión que no producen corte de carga, esto es, $r_k = 0$; para todo $k \in \Omega_r$. En el modelo anterior, (2) representa el conjunto de restricciones correspondientes a la primera ley de Kirchhoff (LKC), y (3) representa el conjunto de restricciones correspondientes a la segunda ley de Kirchhoff (LKV). Las demás restricciones corresponden a límites de operación de los dispositivos de transmisión. El modelo resultante es un problema de programación no lineal entero mixto (PNLEM). En el modelo anterior, todas las líneas existentes en la topología base aparecen también en la topología del plan de expansión óptimo futuro.

Modelo del problema de planeamiento considerando desplanificación

El primer modelo que se propone para modificar el problema de planeamiento estático centralizado, con el propósito de considerar la posibilidad de retirar de operación elementos existentes en la topología base, asume la siguiente forma:

$$Min \quad v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{k \in \Omega_r} r_k \quad (5)$$

s.a.

$$Sf + g + r = d \quad (6)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n'_{ij} + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (7)$$

$$\begin{aligned} |f'_{ij}| &\leq (n'_{ij} + n_{ij})\bar{f}_{ij} \\ 0 &\leq g \leq \bar{g} \\ 0 &\leq r \leq d \\ 0 &\leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \\ 0 &\leq n'_{ij} \leq n_{ij}^o \\ n_{ij} \text{ y } n'_{ij} &\text{ entero} \\ (i, j) &\in \Omega \end{aligned} \quad (8)$$

Donde ya fueron definidas anteriormente todas las cantidades con excepción de la nueva variable de decisión n'_{ij} . Esta variable modela las líneas existentes en la topología base y les asigna valor cero, y puede asumir un valor máximo n_{ij}^o . Se puede observar que en el nuevo modelo, no aparecen líneas de transmisión ni transformadores en la topología base, pero existe un nuevo tipo de línea de transmisión y de transformador que puede ser seleccionado para adición al sistema con costo igual a cero. En consecuencia, si todas las líneas de transmisión y transformadores existentes en la topología base son importantes para la operación del sistema eléctrico, entonces en la solución óptima del problema el valor de las nuevas variables de decisión deben ser iguales a $n'_{ij} = n_{ij}^o$. De otro lado, si alguna línea de transmisión o transformador existente en la topología base es irrelevante o afecta la operación adecuada del sistema eléctrico, entonces en la solución óptima del problema, se cumplirá la relación $n'_{ij} < n_{ij}^o$ para ese elemento. Al finalizar el proceso de optimización podemos identificar las líneas retiradas de la topología base a través de la relación $n''_{ij} = n_{ij}^o - n'_{ij}$. En este modelo existen nuevas variables de decisión que no aparecen en la función objetivo. Pruebas preliminares muestran que los elementos existentes en la topología base pueden ser clasificados en tres grupos: (1) elementos de transmisión que son fundamentales para la operación adecuada del sistema eléctrico futuro, (2) elementos de transmisión que

no son fundamentales para la operación del sistema eléctrico futuro pero que pueden permanecer en el sistema de transmisión ya que no afectan la operación adecuada del sistema y, (3) elementos de transmisión que afectan la operación adecuada del sistema eléctrico futuro.

Los elementos de transmisión del segundo tipo presentan una particularidad especial y es que pueden ser retirados o no de la propuesta de solución. Como consecuencia de esta característica, el método de solución puede encontrar muchas soluciones óptimas alternativas cuando se usa el modelo matemático propuesto. Resulta interesante entonces modificar este modelo para identificar las líneas de transmisión del segundo tipo y conducir al método de solución a topologías más consistentes. Se proponen dos modelos matemáticos alternativos: (1) un modelo que retira todas las líneas de transmisión del segundo tipo y, (2) un modelo que preserva en la solución (y en el sistema eléctrico) todas las líneas de transmisión del segundo tipo. La primera propuesta presenta gran interés académico porque permite identificar todos los elementos que pueden ser retirados de la topología base. La segunda propuesta es de gran interés práctico porque permite preservar en la solución los elementos del sistema de transmisión del segundo tipo y que pueden resultar fundamentales en la operación del sistema eléctrico cuando se realizan cambios en la forma de operación del sistema (por ejemplo cambios en la demanda o en la generación respecto de la operación normal). Pueden proponerse otras variantes al modelo donde, apoyados en consideraciones técnicas como la seguridad, puedan identificarse elementos que deben permanecer disponibles aunque no participando activamente de la operación normal y puedan identificarse elementos que pueden ser retirados definitivamente para ser aprovechados en otros sitios del sistema. Con el propósito de adecuar el modelo matemático para que la metodología de solución retire todos los elementos de transmisión del segundo tipo, debe modificarse la función objetivo de (5) para que asuma la siguiente forma:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} + \sum_{(i,j) \in \Omega} n'_{ij} + \alpha \sum_{k \in \Omega_r} r_k \quad (9)$$

Se puede observar que la función objetivo incluye ahora las variables n'_{ij} con costos unitarios (costos muy inferiores a los reales pero mayores que cero). De esta forma, el nuevo modelo incentiva el retiro de elementos de transmisión existentes en la topología base y, en consecuencia, los elementos de transmisión del segundo tipo serán retirados de la solución del sistema eléctrico. Para adecuar el modelo matemático con el propósito de incentivar la permanencia de los elementos de transmisión del segundo tipo en la solución, la función objetivo (5) debe asumir la siguiente forma:

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} n_{ij} - \sum_{(i,j) \in \Omega} n'_{ij} + \alpha \sum_{k \in \Omega_r} r_k \quad (10)$$

Se puede verificar que el nuevo modelo matemático incentiva la preservación de los elementos de transmisión del tipo 2 existentes en la topología base y en consecuencia, los elementos de transmisión del segundo tipo van a ser incorporados a la solución óptima del problema. Para esto, la función objetivo incluye ahora las variables n'_{ij} con costos unitarios negativos (costos con magnitudes muy inferiores a las reales y menores que cero).

Fundamentos de búsqueda tabú

La metodología búsqueda tabú (TS) esta adecuadamente presentada en [17, 18]. TS fue proyectado para encontrar configuraciones óptimas o cuasi-óptimas de problemas complejos (problemas no convexos, no diferenciables, con variables mixtas, etc.) y con características combinatoriales (problemas cuyo espacio de soluciones crece de manera exponencial con el tamaño del problema). En general, TS, resuelve problemas de la forma: $(\min f(x); s.a. \quad x \in X)$.

TS realiza una transición de manera similar a una heurística de búsqueda local. Así, dada una configuración x , se define una vecindad de x como siendo las configuraciones $x \in N(x)$ que pueden ser encontradas a partir de x a través de un me-

canismo de transición. TS es diferente de una heurística de búsqueda local en dos aspectos fundamentales: (1) a partir de la configuración actual se pasa al mejor vecino o al menos peor lo que significa que es permitida una degradación de la función objetivo, y (2) el conjunto de vecinos de x no es identificada de manera estática y, por lo tanto, después de cada transición, se debe definir una nueva vecindad que varía dinámicamente en estructura y tamaño durante todo el proceso de optimización. Esta estrategia permite a TS realizar una búsqueda eficiente e inteligente. La metodología TS es separada en 3 partes: (1) algoritmo TS con memoria de corto plazo, (2) funciones avanzadas de TS, y (3) estrategia de reducción de vecinos candidatos.

TS con Memoria de Corto Plazo

El proceso es iniciado con una configuración de partida y se realiza un número determinado de transiciones hasta satisfacer un criterio de parada. En cada paso, este algoritmo TS analiza un conjunto de vecinos (todos los vecinos o un conjunto reducido) y se pasa para el mejor vecino, desde que no se encuentre prohibido, el cual se transforma en la nueva configuración actual. El carácter agresivo de la estrategia TS de pasar siempre para la mejor configuración vecina (o la menos peor) permite a TS salir de configuraciones óptimas locales, y además requiere mantener una lista tabú que evite retornar a configuraciones ya visitadas (ciclaje). La lista tabú generalmente almacena atributos de las configuraciones visitadas.

Una lista tabú que almacena atributos prohibidos reduce bastante las necesidades de memoria pero da origen a un problema: el atributo prohibido, que hace parte de una configuración ya visitada, es compartido por otras configuraciones de la región de búsqueda, algunas de las cuales pueden ser muy atractivas pero no pueden ser seleccionadas porque tienen el atributo prohibido. Este problema puede resolverse usando una función denominada criterio de aspiración. Según este criterio, se puede eliminar la prohibición de una configuración candidata si su función objetivo

satisface un criterio de aspiración especificado, por ejemplo, si la función objetivo de la configuración prohibida es la mejor de las últimas kp configuraciones seleccionadas o si es de mejor calidad que todas las soluciones ya evaluadas (incumbente). Otra estrategia consiste en realizar un conjunto de transiciones usando una lista tabú de atributos prohibidos para evitar seleccionar configuraciones ya evaluadas. Esta estrategia usa un criterio de aspiración para eliminar la prohibición de configuraciones vecinas atractivas conocido como memoria de corto plazo. A través de este se constituye el algoritmo TS más elemental. Algoritmos TS más sofisticados deben incorporar estrategias adicionales como las funciones avanzadas de TS.

Funciones Avanzadas de TS

Otras funciones avanzadas de TS usadas en el algoritmo propuesto son las siguientes: intensificación, diversificación, encadenamiento de trayectorias y uso de configuraciones de élite. *Intensificación* (I) es una función que puede ser incorporada al algoritmo TS con memoria de corto plazo. Una vez finalizado el algoritmo TS básico, el proceso se puede usar intensificación para encontrar mejores soluciones. Existen varias formas de implementar esta función, por ejemplo, se puede realizar intensificación a partir de un conjunto de configuraciones élite almacenadas durante el proceso TS básico permitiendo la posibilidad de encontrar mejores configuraciones. También se puede implementar intensificación dentro del proceso TS básico, modificando la estructura de vecindad y los parámetros de control del proceso para restringir la búsqueda al subespacio que rodea una configuración de alta calidad. *Diversificación* (D) esta función también puede ser incorporada al algoritmo TS básico. En este caso se intenta llevar el proceso de búsqueda a regiones distantes de las exploradas por el algoritmo TS básico. También puede ser implementado de varias formas y dos de ellas son las siguientes: 1) usando memoria de largo plazo basado en frecuencia donde los atributos poco usados son incentivados durante un intervalo del proceso

encontrando configuraciones con la presencia de esos atributos, y 2) usando encadenamiento de trayectorias donde se encuentran nuevas configuraciones de partida intercambiando una parte de los atributos de las configuraciones de élite.

Encadenamiento de Trayectorias (PR) Se usa para encontrar configuraciones potencialmente atractivas para iniciar un proceso de intensificación o de diversificación. Durante el proceso TS son almacenadas las mejores configuraciones, denominadas configuraciones élite. Dos o más de estas configuraciones pueden ser usadas para encontrar una nueva configuración atractiva copiando una parte de los atributos existentes en una configuración en la otra. Esta nueva configuración puede ser usada para intensificación o diversificación. *Configuraciones Élite* (CE) en TS es un conjunto reducido de configuraciones de excelente calidad que son encontradas durante el proceso TS y que pueden ser usadas en varias formas tales como reiniciar el proceso de intensificación o en encadenamiento de trayectorias para generar nuevas configuraciones de calidad para iniciar la intensificación o la diversificación.

También, al final del proceso, esta estrategia permite tener disponible un conjunto de soluciones de alta calidad además de la mejor solución encontrada. Una configuración es considerada élite y almacenada durante el proceso TS a través del siguiente procedimiento: Se determinan dos candidatos de la población élite a ser reemplazados, uno, el menos diverso respecto a la configuración candidata a almacenar, y otro, el correspondiente a la solución de peor calidad. Si la configuración candidata es diversa y de calidad superior o semejante a la de peor calidad de la población, la reemplaza. Si no es diversa pero es de mejor calidad que la peor de la población, reemplaza a la solución más cercana a ella en diversidad, siempre que sea de mejor calidad que ella. De otro lado, partiendo de la misma configuración de la población de trabajo sólo se pueden modificar hasta k configuraciones de dicha población. Si se requieren más de k actualizaciones, partiendo desde la misma solución, deben reescribirse las mismas k posiciones ya alteradas.

El uso de las funciones TS, en forma integrada y trabajando cooperativamente, constituye un algoritmo TS para un problema específico. Existen otras funciones TS que no son comentadas porque no fueron utilizadas en el algoritmo, sin embargo, existe una estrategia TS cuya implementación eficiente generalmente depende del tipo específico de problema que se desea resolver, o sea, de la estrategia de reducción de configuraciones vecinas candidatas.

Estrategia de Reducción de Vecinos

En TS, la configuración actual tiene un conjunto de vecinos definido por la estructura de vecindad y el algoritmo TS debe pasar al mejor vecino no prohibido. Este punto es uno de los más críticos en TS porque puede comprometer la eficiencia computacional. Con la definición tradicional de vecindad ese número de vecinos generalmente es muy alto y TS debe analizarlos a todos. La teoría de TS menciona varios métodos para reducir el número de vecinos a ser evaluados, pero estos métodos son poco eficientes y por esta razón, en este trabajo se genera un número de vecinos pequeño y de gran calidad usando algoritmos heurísticos basados en indicadores de sensibilidad. En sistemas de gran tamaño y alta complejidad matemática el número de vecinos de cada alternativa resulta ser muy grande y el análisis de cada una de estas alternativas requiere de la solución de un subproblema de programación lineal. El procedimiento seguido para la determinación del número de vecinos a evaluar requiere de la selección de atributos de una lista reducida de candidatas.

En el problema de planeamiento, si la configuración de trabajo produce corte de carga menor que un valor pre-especificado (ej: 1 MW) se construye una lista de circuitos candidatas para salir. Si produce un corte de carga mayor que el valor pre-especificado, se construye una lista de circuitos candidatas para entrar. La lista de circuitos candidatas a entrar se construye usando varias heurísticas: Garver, Villasana-Garver, mínimo corte de carga, mínimo esfuerzo, mínimo esfuerzo normalizado, corte de cerca con generación,

corte de cerca con demanda y algunos atributos aleatorios, ver referencias [19, 20, 21]. La lista de circuitos candidatas es ordenada por costo o de forma aleatoria. Con base en estas listas reducidas se plantean diferentes alternativas de entrada, salida e intercambio de atributos. La característica de la lista reducida es que permite analizar solamente un pequeño número de vecinos.

Codificación del problema de la transmisión

Una configuración representa una alternativa de inversión. En esta, en cada una de sus posiciones se asignan valores de n_{ij} , correspondientes al número de circuitos adicionales en la rama $i-j$ y cuya codificación es establecida a través de números enteros. Las configuraciones representan soluciones factibles o infactibles, la primera es aquella en la cual la carga es atendida en todo el sistema, en la segunda se tiene alguna demanda sin ser atendida. Una configuración óptima es aquella para la cual toda la demanda es atendida y los requerimientos de inversión son mínimos, en la referencia [22] se presenta el tipo de codificación utilizada.

Pruebas y resultados

Para mostrar el desempeño del modelo matemático propuesto, se utiliza el sistema de 24 nodos de la IEEE y el sistema eléctrico colombiano de 93 nodos y 155 elementos. Los datos de estos sistemas pueden ser encontrados en [23]. Estos sistemas se resuelven primero con el modelo tradicional y luego con el modelo considerando desplanificación.

Sistema IEEE de 24 nodos

Este sistema tiene 24 nodos, 41 caminos de adición de elementos de transmisión, demanda de 8550 MW y capacidad de generación de 10215 MW. El sistema IEEE de 24 nodos es uno de los sistemas más utilizados en pruebas para nuevos modelos y técnicas de optimización del problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión. Para este sistema se muestran los

resultados de dos tipos de planeamiento: (1) planeamiento con reprogramación de la generación y (2) planeamiento sin reprogramación de la generación. Inicialmente se resuelve el problema de planeamiento tradicional con reprogramación de la generación, esto es, sin considerar desplanificación, se encuentra la solución óptima que es conocida y que presenta las siguientes características:

- Inversión de $v = 152.000.000$ millones de dólares
- Elementos de transmisión adicionados:
 $n_{06-10} = 1; n_{07-08} = 2; n_{10-12} = 1; n_{14-16} = 1.$
- Corte de carga $\omega = 0$ MW.

En la primera prueba con desplanificación se considera reprogramación en la generación y se utiliza el modelo matemático que incentiva el retiro de elementos de transmisión de tipo 2 existentes en la topología base. La mejor solución encontrada presenta las siguientes características:

- Inversión de $v = 151.000.000$ millones de dólares
- Adición de nuevos elementos de transmisión:
 $n_{11-13} = 1, n_{01-08} = 1, n_{06-07} = 1.$
- Elementos de transmisión que hacen parte de la topología base y que deben ser retirados de la solución porque afectan la operación:
 $n_{02-06} = 1, n_{06-10} = 1, n_{15-16} = 1.$
- Elementos de transmisión que hacen parte de la topología base y que son retirados de la solución aunque pueden ser reincorporados porque no afectan la operación normal (elementos tipo 2):
 $n_{17-18} = 1, n_{18-21} = 2, n_{19-20} = 1, n_{21-22} = 1.$
- Corte de carga $\omega = 0$ MW.

En esta prueba se verifica que existen elementos que fueron adicionados en el pasado y que afectan la operación futura del sistema. Estos elementos deben ser obligatoriamente retirados, por lo me-

nos desde el punto de vista de la operación activa, para poder encontrar soluciones de mejor calidad. La nueva solución óptima encontrada presenta un costo de $v = 151.000.000$ que es inferior al costo obtenido sin usar desplanificación.

A continuación se presentan los resultados obtenidos cuando el planeamiento de la transmisión se realiza sin considerar reprogramación en la generación, en el sistema IEEE de 24 nodos. De nuevo se utiliza el modelo de desplanificación que incentiva la incorporación de elementos de transmisión tipo 2. Para el caso sin reprogramación se utiliza uno de los cuatro escenarios de generación propuestos en la referencia [9]. Los datos de generación para este caso se muestran en la tabla 1.

Tabla 1 Generación del sistema IEEE de 24 nodos

Nodo	Generación (MW)
1	576
2	576
7	900
13	1773
15	645
16	465
18	1200
21	1200
22	900
23	315

La mejor solución encontrada para este problema utilizando planeamiento tradicional, es decir, sin considerar desplanificación, presenta las siguientes características:

- Inversión de $v = 390$ millones de dólares
- Adición de líneas de transmisión:
 $n_{01-05} = 1, n_{03-24} = 1, n_{06-10} = 1, n_{07-08} = 2,$
 $n_{14-16} = 1, n_{15-24} = 1, n_{16-17} = 2, n_{16-19} = 1,$
 $n_{17-18} = 2.$

- Corte de carga $\omega = 0$ MW.

Usando el modelo matemático con desplanificación que incentiva la retirada de elementos de transmisión tipo 2 existentes en la topología base, la mejor solución encontrada presenta las siguientes características:

- Inversión de $v = 325$ millones de dólares
- Adición de nuevos elementos de transmisión:
 $n_{01-05} = 1, n_{03-24} = 1, n_{04-09} = 1, n_{06-10} = 1,$
 $n_{07-08} = 2, n_{14-16} = 1, n_{16-17} = 2, n_{16-19} = 1,$
 $n_{17-18} = 1.$
- Elementos de transmisión que hacen parte de la topología base y que deben ser retirados de la solución porque afectan la operación:
 $n_{02-04} = 1, n_{03-09} = 1, n_{20-23} = 1.$
- Elementos de transmisión que hacen parte de la topología base y que son retirados de la solución aunque pueden ser reincorporados

porque no afectan la operación normal (elementos tipo 2):

$$n_{08-09} = 1$$

- Corte de carga $\omega = 0$ MW.

Sistema eléctrico colombiano

Este sistema tiene 93 nodos, 155 caminos de adición de elementos de transmisión, demanda de 14559 MW y capacidad de generación de 14559 MW. Los datos de este sistema se encuentran en la referencia [23]. Para este sistema solo se presentan los resultados obtenidos sin reprogramación de la generación, ya que en este sistema, la demanda total y la generación total son iguales. La topología de este sistema se muestra en la figura 1.

La mejor solución conocida para este sistema utilizando planeamiento tradicional, es decir, sin considerar desplanificación, es reportada en [4] y presenta una inversión de $v = 560$ millones de dólares, con corte de carga de $\omega = 0.2$ MW, y corresponde a las siguientes adiciones:

$$n_{15-18} = 1; n_{19-82} = 2; n_{27-29} = 1; n_{29-64} = 1; n_{30-65} = 1; n_{30-72} = 1;$$

$$n_{43-88} = 2; n_{50-54} = 1; n_{54-56} = 1; n_{55-57} = 1; n_{55-62} = 1; n_{55-84} = 1;$$

$$n_{56-57} = 1; n_{62-73} = 1; n_{68-86} = 1; n_{72-73} = 1; n_{82-85} = 1.$$

Usando el modelo matemático con desplanificación que incentiva la retirada de elementos de transmisión tipo 2 existentes en la topología base, la mejor solución encontrada presenta las siguientes características:

- Inversión de $v = 528.51$ millones de dólares
- Adición de nuevos elementos de transmisión:
- Elementos de transmisión que hacen parte de la topología base y que deben ser retirados de la solución porque afectan la operación:

$$n_{43-88} = 2; n_{15-18} = 1; n_{45-54} = 1; n_{57-84} = 1; n_{55-84} = 1; n_{56-57} = 1;$$

$$n_{59-67} = 2; n_{55-62} = 1; n_{66-69} = 1; n_{18-58} = 1; n_{18-20} = 1; n_{19-58} = 2;$$

$$n_{27-64} = 1; n_{19-66} = 1; n_{67-68} = 1; n_{79-87} = 2; n_{62-73} = 1; n_{54-56} = 1;$$

$$n_{68-86} = 1.$$

$$n_{07-78} = 1; n_{31-34} = 1; n_{64-65} = 1; n_{29-64} = 1; n_{33-34} = 1;$$

$$n_{60-62} = 3; n_{19-82} = 1.$$

- Elementos de transmisión que hacen parte de la topología base y que son retirados de la solución aunque pueden ser reincorporados porque no afectan la operación normal (elementos tipo 2):

$$\begin{aligned}
 &n_{25-29} = 1; n_{13-14} = 2; n_{13-23} = 1; n_{14-18} = 1; n_{14-60} = 1; n_{02-09} = 1; \\
 &n_{15-20} = 1; n_{37-61} = 1; n_{40-68} = 1; n_{24-75} = 1; n_{35-44} = 2; n_{38-68} = 1; \\
 &n_{09-77} = 1; n_{03-06} = 1; n_{47-52} = 1; n_{41-42} = 1; n_{31-33} = 2; n_{31-72} = 1; \\
 &n_{47-54} = 1; n_{18-66} = 1; n_{04-05} = 1; n_{17-76} = 1; n_{01-71} = 1; n_{01-08} = 1; \\
 &n_{01-11} = 1; n_{27-28} = 1; n_{26-27} = 1; n_{08-09} = 1; n_{39-43} = 1; n_{12-76} = 1; \\
 &n_{72-73} = 1; n_{83-85} = 1; n_{07-90} = 1.
 \end{aligned}$$

- Corte de carga $\omega = 0$ MW.

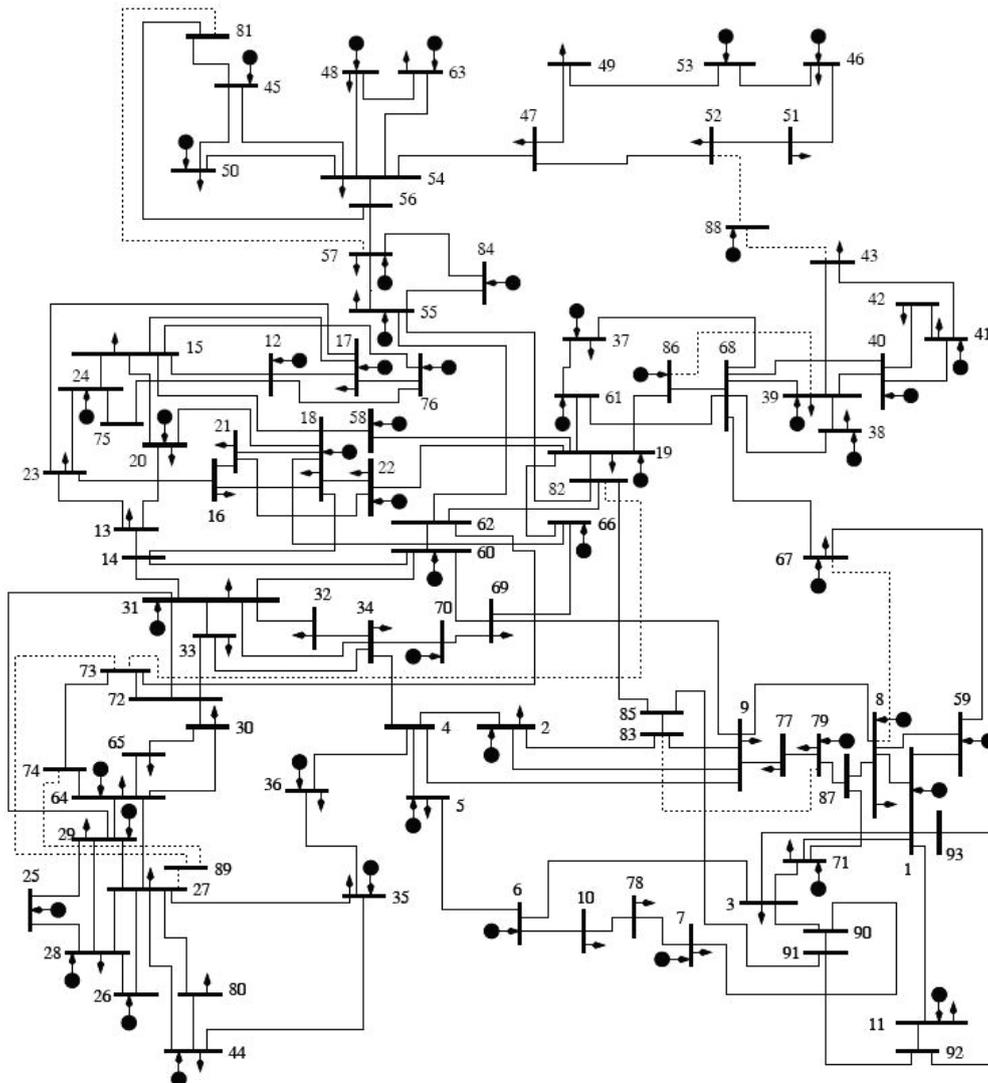


Figura 1 Sistema eléctrico colombiano de 93 nodos y 155 circuitos

Discusión

Es muy importante verificar que en las pruebas realizadas se encontraron costos de expansión del sistema de transmisión menores que los que se encuentran utilizando el modelo de planeamiento tradicional. Se puede observar que efectivamente algunos elementos de transmisión existentes en la topología base afectan negativamente la operación del sistema futuro. La razón de este comportamiento es la necesidad de satisfacer la segunda ley de Kirchhoff en todos los lazos del sistema. En el caso del sistema eléctrico colombiano se encuentra, por ejemplo, que en la solución óptima encontrada usando desplanificación debe retirarse el elemento de transmisión existente entre los nodos 19-82, es decir, $n_{19-82} = 0$. Sin este elemento la distribución de flujos es tal que no se presentan sobrecargas en ninguno de los circuitos del nuevo sistema de transmisión. Esta condición implica que debe retirarse un circuito existente en la topología base, sin embargo, si este circuito existente no se retira ($n_{19-82} = 1$), en el sistema se produce una distribución de flujos que coloca en su límite de capacidad a los circuitos 27-64, 72-73, 83-85, 82-85 y al propio circuito 19-82, provocando congestión en el sistema e impidiendo la atención total de la demanda, produciendo a una demanda no atendida de 402 MW. En otro caso, si se deja conectada al sistema la línea de transmisión que existe en la topología base entre los nodos 7-78, en la mejor solución encontrada usando desplanificación aparece un corte de carga de 85.4 MW causado por la congestión del sistema al alcanzarse el límite de capacidad de transmisión en la línea 7-90. Al retirar la línea existente 7-78 de la topología base, la congestión desaparece y el corte de carga se hace igual a 0 MW. Con respecto a los elementos de transmisión que pueden ser retirados o permanecer en el sistema puede decirse que no son indispensables para el transporte del flujo de potencia que aparece en el sistema en condiciones normales pero que su presencia puede obedecer a exigencias de seguridad, por ejemplo contingencias simples ($n-1$), y en principio deben permanecer conectados al sistema mientras no se demuestre que su existencia no ha sido causada por una razón técnica distinta

al transporte de la demanda normal del sistema. En consecuencia, el modelo propuesto identifica elementos redundantes que fueron colocados en el sistema por razones de seguridad, estabilidad, etc., y también identifica elementos redundantes que en el pasado fueron construidos para el transporte del flujo de potencia normal y que con las nuevas inversiones ya no cumplen ese propósito.

Conclusiones

El modelo propuesto permite obtener planes de expansión del sistema de transmisión con menores costos de inversión a la vez que determina circuitos existentes que deben permanecer en el sistema eléctrico, identifica circuitos existentes que afectan negativamente el desempeño del sistema, identifica elementos que son redundantes pero que cumplen objetivos distintos a los del transporte normal de la potencia y que por lo tanto deben permanecer en el sistema y finalmente, identifica inversiones pasadas que son redundantes y que no afectan ni positiva ni negativamente la operación del sistema y que podrían ser retiradas sin comprometer la operación, la seguridad o la estabilidad del sistema. Según lo que se pretenda, se puede utilizar la primera o la segunda propuesta para el modelo matemático del problema, es decir, puede incentivarse la inclusión de los elementos redundantes en la solución o puede incentivarse el retiro de estos elementos. Dejar en el nuevo sistema elementos redundantes y que fueron incorporados en el pasado por razones de seguridad o estabilidad, puede ser benéfico si estos elementos sirven a estos u otros aspectos técnicos o económicos en el sistema futuro. Existe sin embargo la posibilidad de que estos elementos sean redundantes para la transmisión del flujo de potencia normal, pero que afecten negativamente algún aspecto técnico o económico del sistema futuro, en cuyo caso deben ser retirados, por lo menos de la operación activa. De otro lado, los modelos matemáticos propuestos pueden resolverse utilizando cualquier técnica metaheurística usada para resolver el modelo de planeamiento de la expansión de la transmisión tradicional, con pocos cambios constructivos y con gran aumento

de la complejidad computacional, ya que el espacio de soluciones que se debe explorar es de mayor tamaño.

Referencias

1. R. Romero, A. Monticelli, A. García, S. Haffner. "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning". *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*. 2002. Vol. 149. pp. 27-36.
2. G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, A. Villegas. "Classification of publications and models on transmission expansion planning". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 18. 2003. pp. 938-946.
3. M. Rider, A. García, R. Romero. "Power system transmission network expansion planning using AC model". *IET Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 1. 2007. pp. 731-742.
4. A. Escobar, R. A. Gallego, R. Romero. "Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 19. 2004. pp. 735-744.
5. I. Silva, M. Rider, R. Romero, A. García, C. Murari. "Transmission network expansion planning with security constraints". *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 152. 2005. pp. 828-836.
6. J. Choi, T. D. Mount, R. J. Thomas. "A transmission expansion planning using contingency criteria". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 22. 2007. pp. 2249 – 2261.
7. J. Choi, T. Truongtin, A. El-Keib, R. Thomas, H. Seon, R. Billington. "A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 20. 2005. pp. 1606 – 1615.
8. Z. Xu, Z. Y. Dong, K. P. Wong. "Transmission planning in a deregulated environment". *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 153. 2006. pp. 326- 334.
9. R. Fang, D. Hill. "A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 18. 2003. pp. 374-380.
10. N. Alguacil, A. L. Motto, A. J. Conejo. "Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 18. 2003. pp. 1070 - 1077.
11. R. Romero, A. Monticelli. "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9. 1994. pp. 373-380.
12. S. Binato, G. C. Oliveira, J. F. Araujo. "A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 16. 2001. pp. 247-253.
13. R. Romero, R. A. Gallego, A. Monticelli. "Transmission system expansion planning by simulated annealing". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 11. 1996. pp. 364-369.
14. H. Faria, S. Binato, M. G. C. Resende, D. M. Falcao. "Power transmission network design by greedy randomized adaptive path relinking". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 20. 2005. pp. 43-49.
15. E. L. da Silva, H. A. Gil, J. M. Areiza. "Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 15. 2000. pp. 1168-1175.
16. E. L. da Silva, J. M. Areiza, G. C. de Oliveira, S. Binato. "Transmission network expansion planning under a tabu search approach". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 16. 2001. pp. 62-68.
17. F. Glover, G. A. Kochenberger. *Handbook of Metaheuristics*. Ed. Kluwer Academic Publishers. Norwell. MA. 2003. pp. 1-54.
18. F. Glover, M. Laguna. *Tabu Search*. Ed. Kluwer Academic Publishers. Norwell. MA. 1997. pp. 1-356.
19. L. L. Garver. "Transmission Network Estimation Using Linear Programming". *IEEE Transactions on Power App. Syst.*, Vol. PAS-89. 1970. pp. 1688-1697.
20. R. Villasana, L. L. Garver, S. J. Salon. "Transmission Network Planning Using Linear Programming". *IEEE Transactions on Power App. Systems*. Vol. PAS-104. 1985. pp. 349 - 356.
21. A. Monticelli, A. Santos Jr., M. V. F. Pereira, S. H. Cunha, B. J. Parker, J. C. G. Praca. "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion". *IEEE Trans. Power App. Systems*. Vol. PAS-101. 1982. pp. 3919 - 3925.
22. R. A. Gallego, R. Romero, A. Monticelli. "Tabu search algorithm for network synthesis". *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 15. 2000. pp. 490-496.
23. www.utp.edu.co/~planeamiento. Consultada en junio de 2008.