

Planeación óptima del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira usando una metodología matemática exacta

Optimal Electrical System Planning of Pereira City Using an Exact Mathematical Methodology

Recibido 9 de marzo de 2006, aprobado 1 de noviembre de 2006, modificado 16 de octubre de 2008

Ricardo Alberto Hincapié

M.Sc. en Ingeniería Eléctrica. Profesor catedrático. Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia.
rahincapie@gmail.com ✉

Mauricio Granada

M.Sc. en Ingeniería Eléctrica. Profesor auxiliar. Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia. Estudiante doctoral en Ingeniería Eléctrica, Universidade Estadual Paulista. São Paulo, Brasil.
magra@utp.edu.co ✉

Ramón Alfonso Gallego

Ph.D. en Ingeniería Eléctrica. Profesor titular. Grupo de Investigación en Planeamiento de Sistemas Eléctricos. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira, Colombia.
ragr@utp.edu.co ✉

PALABRAS CLAVES

Branch and Bound, optimización combinatorial, programación lineal, sistema de distribución.

KEY WORDS

Branch and Bound, combinatorial optimization, distribution system, linear programming.

RESUMEN

Este trabajo presenta un modelo matemático del problema del planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica, el cual considera la ubicación y dimensionamiento de nuevas subestaciones y alimentadores, y la reconductorización de alimentadores existentes. El modelo matemático empleado es del tipo Lineal Entero Mixto (PLEM) y para su solución se emplea un algoritmo de Branch and Bound. Para comprobar el algoritmo propuesto se emplea el sistema eléctrico de la ciudad de Pereira.

ABSTRACT

This paper presents a mathematical model of the problem of the planning of systems of electrical distribution which considers the location and sizing of new feeders and substations, and the reconductorizing of existing feeders. The mathematical model used is of the type Lineal Mixed Integer Programming (LMIP) and to solve it, an algorithm of Branch and Bound is used. In order to test the proposed algorithm, the electrical system of the city of Pereira is used.

INTRODUCCIÓN

Debido al desarrollo industrial y al crecimiento natural de la población, se requieren cada vez mayores cantidades de energía eléctrica. Este estudio del crecimiento de la demanda y cómo lograr una adecuada expansión de los sistemas de distribución para abastecer esta energía es conocido como el problema del planeamiento de sistemas de distribución, en el cual se debe garantizar la continuidad del servicio eléctrico con ciertos niveles de calidad y confiabilidad.

Este problema presenta una alta complejidad matemática debido a los diversos factores que se tienen en cuenta como la localización y dimensionamiento de nuevas subestaciones, enrutamiento y dimensionamiento de nuevos alimentadores, niveles de voltaje y radialidad del sistema, entre otros. Por lo tanto, la planificación de un sistema de distribución tiene como propósito principal determinar la configuración óptima de la red, cuantificar el costo de inversión y ubicar el momento en el tiempo para la construcción de las distintas partes de la red, con el fin de alcanzar costos globales mínimos asociados a la operación, expansión y construcción de dicho sistema. La planificación anterior siempre debe considerarse enmarcada en el cumplimiento de ciertos requisitos técnicos.

El problema básico de diseño óptimo que usualmente es considerado en la literatura especializada ha sido el de la minimización de una única función objetivo que representa los costos totales asociados a la expansión [1, 2]. En [3] se plantea un diseño óptimo multiobjetivo indicando la posibilidad de tener en cuenta, además del costo económico de la red, aspectos asociados al tipo de red (aérea y/o subterránea), evaluación de la confiabilidad en términos de la continuidad del servicio y las condiciones geográficas de la zona de implementación de la red. Por otro lado, desde el punto de vista del método de solución del problema, diversos algoritmos han sido propuestos en la literatura. En la línea de solución usando optimización clásica, es común encontrar propuestas de programación lineal entera mixta usando Branch and Bound [4, 5], programación cuadrática entera mixta [6] y algoritmos ba-

sados en técnicas de descomposición [7]. En la línea de investigación que propone la solución a través de algoritmos combinatoriales se tienen los Algoritmos Genéticos [8] y Búsqueda Tabú [2].

Granada, Gallego e Hincapié [5] presentan una metodología para el planeamiento de redes de distribución que incluye ubicación de subestaciones y enrutamiento de alimentadores nuevos. En este trabajo se incluye, además de lo anterior, las restricciones de radialidad del sistema y capacidades máximas de subestaciones y alimentadores. También se permitió la desplanificación del sistema con el fin de garantizar que las demandas pudieran ser atendidas por cualquier extremo sin que se perdiera la radialidad de la red. La técnica de solución empleada es un Algoritmo de Branch and Bound aplicada a un sistema de dimensiones reales el cual corresponde al sector suroccidental de la ciudad de Pereira.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Si el crecimiento de los sistemas de distribución no se efectúa en la forma adecuada, se pueden presentar problemas de operación en los alimentadores y transformadores, incremento de las pérdidas del sistema, inadecuados niveles de tensión y cargas sin poder ser atendidas. Con el fin de evitar los problemas mencionados anteriormente, se plantea en este trabajo un modelo matemático del tipo Lineal Entero Mixto (PLEM) el cual incluye una función objetivo asociada al costo del diseño del sistema y una serie de restricciones que reflejan los requerimientos técnicos. El modelo es lineal debido a que incluye variables binarias y continuas, las cuales corresponden a la decisión de instalación de alimentadores y subestaciones y a los flujos de potencia del sistema. Las pérdidas de la red son consideradas en forma lineal en los costos de operación del sistema. La solución óptima se refiere al menor costo calculado para una configuración inicial de la red.

El Modelo Matemático viene dado por:

FUNCIÓN OBJETIVO

Está descrita en el modelo matemático en la ecuación (1). Los dos primeros términos tienen en cuenta el costo fijo de la instalación de nuevos alimentadores y subestaciones, respectivamente. El tercer término corresponde al valor de reconductorizar los alimentadores existentes y los dos últimos términos representan los costos variables o de operación de alimentadores y subestaciones, respectivamente.

RESTRICCIONES

Balance de Demanda: se basa en la aplicación de la Primera Ley de Kirchhoff a cada nodo del sistema. Estas restricciones aseguran para cada nodo que la sumatoria de flujo de potencia sea nula. Todos los nodos, incluidas las subestaciones, son involucrados en las ecuacio-

nes. Los flujos en las subestaciones deben ser considerados para las restricciones de balance de demanda. En el modelo se describen por la ecuación (2).

Máximo flujo de potencia: asegura que la capacidad máxima de los alimentadores y las subestaciones no se exceda durante el período de planeamiento. Las ecuaciones corresponden a alimentadores existentes (3), alimentadores nuevos (4), conductores existentes (5), conductores nuevos (6), subestaciones existentes (7) y subestaciones nuevas (8).

Radialidad: garantiza la radialidad del sistema (9).

Caídas de tensión permitidas: la caída de tensión de todos los nodos es calculada entre la subestación y cada uno de los nodos. Se presenta en el modelo en la ecuación (10).

$$\min \left[\begin{array}{l} \sum_{ij \in Cap} \sum_{k \in CCij} (n_{ij,k} * C_{ij,k}) + \sum_{i \in Cs} \sum_{k \in CEi} (N_{i,k} * C_i) + \sum_{ij \in CR} \sum_{k \in CCij} (R_{ij,k} * C_{RE C_{ij},k}) \\ + \sum_{ij \in Ca} \sum_{k \in CCij} [(f_{ij,k} + f_{ji,k}) * C'_{ij,k}] + \sum_{i \in Cs} \sum_{k \in CEi} (S_{i,k} * C'_{i,k}) \end{array} \right] \quad (1)$$

$$\text{s.a.} \quad \sum_{j \in Cni} \sum_{k \in CCij} (f_{ij,k} - f_{ji,k}) + d_i - \sum_{k \in CEi} (S_{i,k}) = 0 \quad (2)$$

$$f_{ij,k} + f_{ji,k} \leq f_{ij}^{max}, k \quad (3)$$

$$f_{ij,k} + f_{ji,k} \leq f_{ij}^{max}, k * n_{ij,k} \quad (4)$$

$$f_{ij,k_0} + f_{ji,k_0} \leq f_{ij}^{max}, k_0 \left(\sum_{k \in CCij} R_{ij,k} \right) \quad (5)$$

$$f_{ij,k} + f_{ji,k} \leq f_{ij}^{max}, k \left(\sum_{k \in CCij} R_{ij,k} \right) \quad (6)$$

$$S_{i_0} \leq S_{i_0}^{max} \quad (7)$$

$$S_i \leq S_i^{max} \quad (8)$$

$$\Pi_{bij} = 1 \quad (9)$$

$$\Delta V_i \leq \Delta V_i^{max} \quad (10)$$

TÉCNICA DE SOLUCIÓN

El algoritmo de Branch and Bound (separar y sondear) es un método exacto para encontrar la solución de un problema lineal con variables enteras (PLE) o entero mixto (PLEM) [9]. La filosofía del Branch and Bound es resolver un PLEM resolviendo un conjunto de problemas de programación lineal (PL) que son versiones relajadas del PLEM, los cuales pueden ser resueltos por técnicas de solución conocidas o mediante software especializado. El algoritmo general se ilustra a continuación:

1. Escoger una buena incumbente inicial.
2. Resolver el problema original relajando todas las integralidades y resolver todos los PL que se puedan derivar de éste.
3. Escoger una variable a separar.
4. Generar los dos nuevos PL con la variable escogida y guardarlos en una lista de PL sin resolver.
5. Si la lista de PL sin resolver esta vacía el problema ha terminado, ir al paso 8.
6. Si la lista no está vacía, escoger el PL a resolver de la lista creada.
7. Resolver el PL y aplicar las siguientes pruebas de sondaje:
 - Si el PL tiene solución entera, comparar con la incumbente actual y guardar. Si el problema tiene solución igual a la incumbente, guardar su solución como óptimo alternativo. Sondar y volver al paso 5.
 - Si la solución del problema es de peor calidad que la incumbente guardada, sondear e ir al paso 5.
 - Si el problema tiene solución infactible sondear e ir al paso 5.
 - Si el problema no tiene solución entera ir al paso 3.
8. Mostrar todas las soluciones alternativas del problema.

Con el fin de facilitar la solución del PL, existen diferentes estrategias, la más común es utilizar la regla LIFO (Last In First Out), en donde se resuelve siempre el último PL generado, ahorrando espacio en memoria al utilizar la respuesta inmediatamente anterior para resolver el nuevo problema mediante una técnica de dual Simplex canalizado.

PRUEBAS Y RESULTADOS

Para implementar la metodología a la formulación matemática del caso de estudio se empleó el software GAMS. El sistema empleado es un sistema de dimensiones reales perteneciente a la ciudad de Pereira. En él se aplica la metodología en una porción de la red con el fin de alimentar una nueva demanda en una zona denominada como de gran expansión para dicha ciudad [10], considerando el dimensionamiento y la localización de nuevas subestaciones y alimentadores primarios. Para realizar la planeación de este sistema se emplearon valores reales de los costos fijos de los alimentadores y las subestaciones propuestas según [11]. En los costos variables usados para todos los alimentadores del sistema se tuvieron en cuenta las pérdidas técnicas del sistema linealizadas para el respectivo nivel de tensión. Otro aspecto que se tuvo en cuenta fue la ubicación, el dimensionamiento y el valor de los terrenos, transformadores, equipos electromecánicos y un doble circuito a 33 kV para alimentar por dos extremos cada una de las tres subestaciones propuestas.

El planeamiento se realizó para un período de tres años teniendo en cuenta la proyección de la demanda actual según [12] y la entrada al sistema de nuevas cargas en dicho sector [13]. Los valores de tensión máximos permitidos fueron obtenidos de la Norma NTC1340 [14]. Este sistema cuenta con una subestación existente y tres subestaciones propuestas, 46 alimentadores existentes y 23 alimentadores propuestos, 46 centros de demanda actuales y 15 nuevas cargas a ser instaladas en el sistema. El alimentador primario que actualmente abastece el sector es el circuito 5

de la subestación Cuba (5CU) a 13.2 kV. La carga de este circuito fue agrupada por centros de demanda de acuerdo a su ubicación geográfica sin importar su capacidad, carga y si los transformadores son monofásicos o trifásicos. Los datos del circuito y subestación existente, y las subestaciones propuestas se ilustran en la Tabla 1.

En la configuración inicial las líneas 19_11, 11_10, 10_9, 9_8, 21_17, 21_22 y 23_24 emplean un conductor calibre 2/0 y las otras líneas un calibre 4/0. La capacidad y costos de los alimentadores del sistema se ilustran en la Tabla 2.

En la Figura 1 se ilustra el sistema de potencia completo, donde las líneas punteadas corresponden a los alimentadores nuevos y las líneas continuas a alimentadores existentes. Los círculos corresponden a las cargas y los cuadrados a las subestaciones, donde la subestación existente (Cuba) está representada por el número 50 y las subestaciones propuestas por los números 70, 80 y 90. Encima de cada alimentador se encuentra su longitud en kilómetros. En la Figura 2 se encuentra la solución óptima encontrada para este

problema. Esta presenta la ubicación y dimensionamiento de una nueva subestación, la cual tiene dos alimentadores primarios a 13.2 kV para alimentar la demanda del sector, aliviando de esta forma la carga asumida por la subestación Cuba y posibilitando además a un corto plazo explorar alternativas que permitan trasladar cargas de otras subestaciones a esta nueva subestación. El valor óptimo hallado tiene un costo de USD 3'074.505,051. En la configuración final las líneas continuas que salen de la subestación Cuba corresponden al circuito 5CU. Las líneas punteadas y continuas que salen de la nueva subestación (nodo 70) corresponden a los alimentadores primarios a 13.2 kV los cuales se llamarán 1NA y 2NA respectivamente. Se observa que en la configuración encontrada se deben abrir las líneas entre los nodos 26 y 32 y los nodos 16 y 18 con el fin de garantizar la radialidad del sistema y que los límites de potencia en los alimentadores no se sobrepasen. En esta figura también se ilustran las demandas del sistema para el año de entrada en funcionamiento. La cargabilidad de las dos subestaciones y los alimentadores primarios se observan en la Tabla 3.

ELEMENTO		CAPACIDAD (MVA)	CARGABILIDAD (MVA)		VALOR TOTAL (EN US\$)
S/E	CTO		ACTUAL	A 3 AÑOS	
Existente	5CU	6.86	5.667	6.311	-
	OTROS	33.14	31.893	37.609	
Propuesta 1	-	40	-	-	2,956,999.04
Propuesta 2	-	40	-	-	3,002,371.52
Propuesta 3	-	40	-	-	3,018,112.27

Tabla 1. Datos generales del sistema.

CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)	COSTO FIJO [USD/ KM]	COSTO VARIABLE [USD/ MVA]
4/0	6.86	22,919.79	6.13
2/0	6.56	14,225.17	6.13
2	2.63	7,499.46	6.13

Tabla 2. Conductores del sistema.

SUBESTACIÓN	CIRCUITOS	CARGABILIDAD (MVA)	TOTAL (MVA)
Cuba	5CU	2.201	39.81
	OTROS	37.609	
Nueva	1NA	5.438	9.646
	2NA	4.208	

Tabla 3. Cargabilidad de las subestaciones.

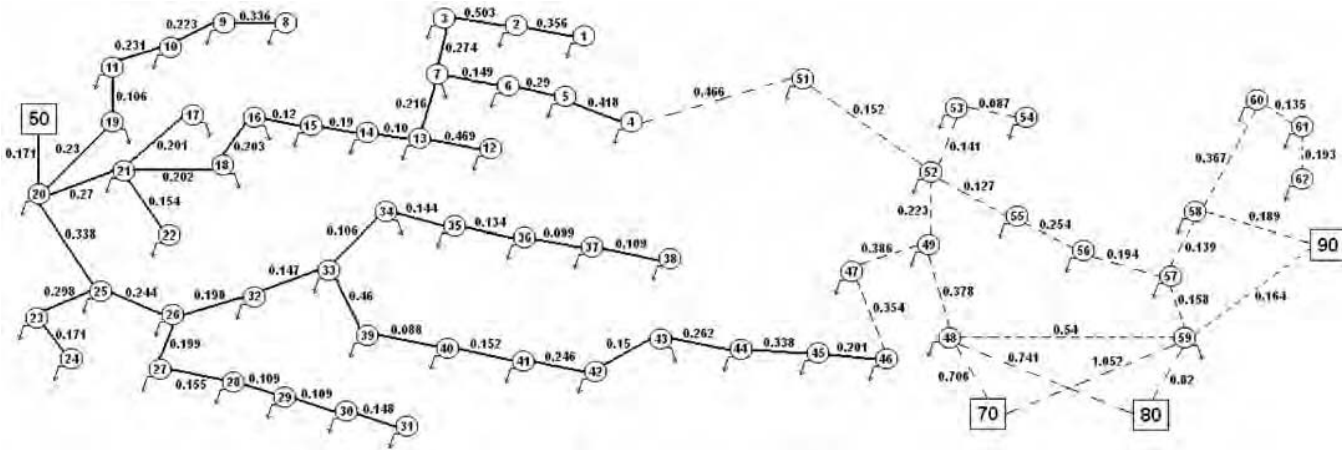


Figura 1. Configuración inicial del sistema.

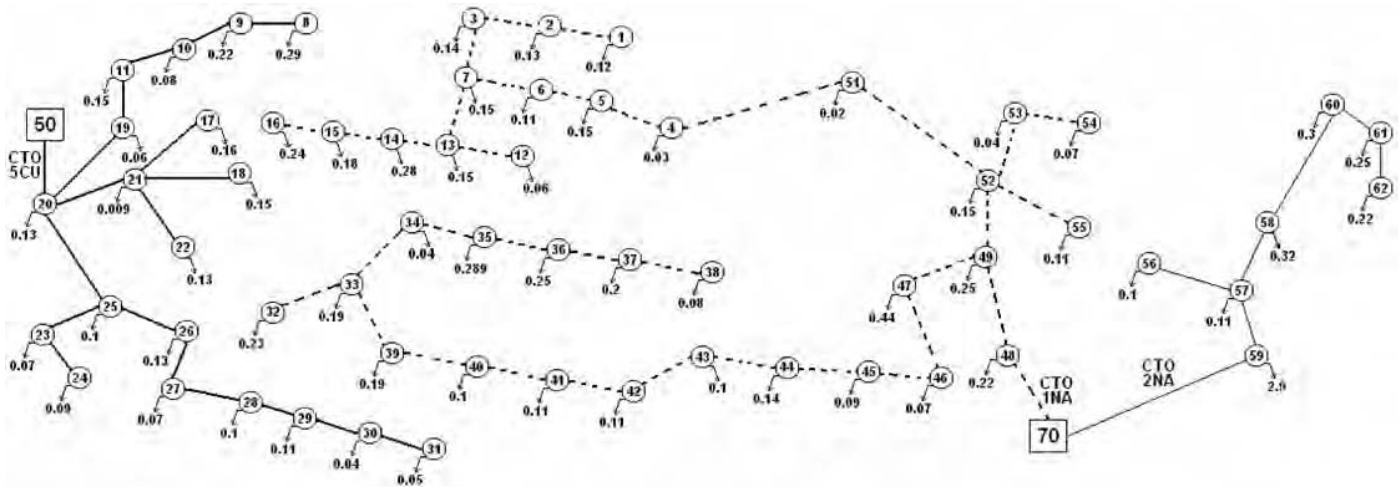


Figura 2. Configuración óptima del sistema.

NODO	MODELO	FLUJO AC	NODO	MODELO	FLUJO AC	NODO	MODELO	FLUJO AC
1	0.9595	0.9652	18	0.9976	0.9980	38	0.9495	0.9565
8	0.9954	0.9960	22	0.9977	0.9981	54	0.9719	0.9758
12	0.9597	0.9654	24	0.9968	0.9974	55	0.9720	0.9759
16	0.9591	0.9648	31	0.9958	0.9966	56	0.9793	0.9826
17	0.9976	0.9980	32	0.9508	0.9576	62	0.9770	0.9807

Tabla 4. Niveles de tensión del sistema en p.u.

RAMA	MODELO	FLUJO AC	RAMA	MODELO	FLUJO AC	RAMA	MODELO	FLUJO AC
50_20	2.201	2.210	45_44	2.146	2.168	49_47	2.757	2.802
4_5	1.762	1.772	46_45	2.240	2.266	49_52	2.206	2.230
42_41	1.734	1.744	51_4	1.798	1.814	70_48	5.438	5.631
43_42	1.840	1.852	52_51	1.823	1.842	48_49	5.213	5.323
44_43	2.005	2.021	47_46	2.311	2.345	70_59	4.208	4.282

Tabla 5. Flujos de potencia del sistema en MVA.

En la configuración final las líneas 19_11, 11_10, 10_9, 9_8, 21_17, 21_22 y 23_24 emplean un conductor calibre 2/0, las líneas 52_53 y 53_54 un conductor calibre 2 y las otras líneas un calibre 4/0. En las Tablas 4 y 5 se observan los niveles de tensión en los nodos terminales de cada alimentador y los flujos de potencia que circulan por el sistema con menor aproximación comparados con los resultados obtenidos de un flujo de carga AC por medio del software NEPLAN.

CONCLUSIONES

En este trabajo se propuso e implementó un algoritmo de Branch and Bound aplicado a la solución del problema de la expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un modelo matemático del tipo lineal entero mixto. Este modelo incluye en la función objetivo los costos fijos y variables de nuevas subestaciones y alimentadores y los costos variables de alimentadores existentes, así como también el costo de reconductorizar los alimentadores existentes. Las restricciones planteadas involucran la primera ley de Kirchhoff para todos los nodos del sistema, las capacidades máximas permitidas para todas las subesta-

ciones y alimentadores del sistema, caídas de tensión permitidas para todos los nodos del sistema y radialidad de la red planteada. Los resultados obtenidos para el caso de estudio son de buena calidad a pesar de ser de mayor tamaño con respecto a algunos casos empleados en la literatura especializada.

En los artículos de la literatura especializada en esta área de estudio, siempre se garantiza la permanencia en la configuración final de los alimentadores iniciales de la red. A diferencia de este tratamiento, en este trabajo se permitió la desplanificación del sistema empleado, dándole libertad al algoritmo de escoger o no un alimentador inicial en la configuración final, esto con el fin de garantizar que las demandas pudieran ser alimentadas por cualquier extremo sin que se perdiera la radialidad de la red.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R.N. Adams and M.A. Laughton. "Optimal Planning of Power Networks using Mixed-Integer Programming". *Proceedings IEE*, Proc. IEE, Vol. 121, No. 2, February 1974, pp. 139-147.

- [2] **F.A. Bazán, J.R. Mantovani y R.A. Romero.**
(Septiembre de 2002). “Planeamiento de expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de búsqueda tabú”. Presentado en: XIV Congreso Brasileiro de Automatización. Natal, Brasil.
- [3] **I.J. Ramírez-Rosado, R.N. Adams and T. Gönen.**
“Computer Aided Design of Power Distribution Systems: Multiobjective Mathematical Simulations”. *International Journal of Power and Energy Systems*, Int. J. Power Ener. Syst., Vol. 14, No. 1, 1994, pp. 9-12.
- [4] **M.S. Almeida, J.R. Mantovani y R.A. Romero**
(Septiembre de 2002). “Colocación Óptima de Subestaciones y Alimentadores en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Usando un Algoritmo de Branch and Bound”. Presentado en: XIV Congreso Brasileiro de Automatización. Natal, Brasil.
- [5] **M. Granada, R. Gallego y R. Hincapié.**
“Planeamiento de sistemas de distribución de energía eléctrica usando Branch and Bound”. *Ingeniería*, Universidad Distrital. Vol.10, No. 2, 2005, pp. 44-50.
- [6] **M. Ponnavaikko, K.S.P. Rao and S.S. Venkata.**
“Distribution System Planning through a Quadratic Mixed Integer Programming Approach”. *IEEE Transaction on Power Delivery*, IEEE Trans. PWRD, Vol. 2, No. 4, October 1987, pp. 1157-1163.
- [7] **N. Kagan and R.N. Adams.**
“A Benders Decomposition Approach to the Multiobjective Distribution Planning Problem”. *Internacional Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 15, No. 5, 2000, pp. 259-271.
- [8] **I.J. Ramírez-Rosado and J.L. Bernal-Agustín.**
“Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 13, No. 2, May 1998, pp. 696-703.
- [9] **R. Gallego y L. Romero.**
Optimización en Sistemas Eléctricos II. Texto Guía en Maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira, 2006.
- [10] *Plan de Ordenamiento Territorial del Municipio de Pereira, POR-TE*. Alcaldía Municipal de Pereira. Numeral 2.4.3.2. Año 2000.
- [11] *Resolución CREG 082 de 2002*. Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. Bogotá, Colombia.
- [12] *Plan de Expansión de Referencia 2004-2018*. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Bogotá, Colombia.
- [13] Base de Datos de la Oficina de Control de Expansión de la Empresa de Energía de Pereira.
- [14] *Norma Técnica Colombiana NTC 1340*. “Electrotecnia y Tensiones Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica a 60 Hz en Redes de Servicio Público”. Numeral 2.2.1. Año 1998. Bogotá, Colombia.