

Reubicación óptima de transformadores de distribución para reducción de pérdidas técnicas

Optimal relocation of distribution transformers to reduce technical losses

Camilo Andrés Acosta Urrego¹, Ramón Alfonso Gallego Rendón², Ricardo Hincapie Isaza³

Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia

caanacosta@utp.edu.co

ragr@utp.edu.co

rahincapie@gmail.com

Resumen— Un gran porcentaje de pérdidas técnicas halladas en sistemas de distribución corresponden a los transformadores. Para solucionar este problema, se propone una metodología para reubicar en forma adecuada estos elementos en el sistema, con el fin de mejorar su cargabilidad y eficiencia, y por ende disminuir sus pérdidas. Adicionalmente se presenta un nuevo modelo, el cual tiene en cuenta los costos operativos y de inversión del sistema. La metodología es validada con un sistema de dimensiones reales, en el cual se refleja el impacto en la reducción del costo de pérdidas en estos elementos.

Palabras clave— optimización, reubicación de transformadores, recocido simulado.

Abstract— A large percentage of technical losses in distribution systems correspond to transformers. To solve this problem, this paper proposes a new methodology for optimal relocation of these devices in the system in order to improve their chargeability and efficiency and with this is reduce their losses. A new model is presented, which takes into account operating and investment costs of the system. The methodology is validated on a real test feeder, which reflects the reduction in the losses.

Key Word — optimization, relocation of transformers, simulated annealing.

I. INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución de energía eléctrica que operan en los niveles de tensión 1 y 2 definidos en [1], son las encargadas de suministrar el fluido eléctrico a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público. Los principales elementos presentes en estas redes son: subestaciones y transformadores de distribución, redes primarias y secundarias, acometidas y medidores.

En los sistemas de distribución se contabilizan altos porcentajes de pérdidas técnicas y no-técnicas de potencia, por lo que el esfuerzo de las empresas de distribución está centrado en la eliminación de las pérdidas no técnicas y en la reducción de las pérdidas técnicas. La mayor cantidad de pérdidas técnicas se presentan en los transformadores, debido a que sus capacidades nominales son muy superiores a la demanda máxima que atienden o porque se encuentran sobrecargados, lo que ocasiona que operan en una región de baja eficiencia y además disminuyendo su periodo de vida útil. Cuando estos dispositivos operan cerca a sus valores nominales, sus pérdidas son más bajas, por lo que su eficiencia aumenta [2-4]. Los transformadores presentan dos componentes representativas de pérdidas: en el núcleo (asociadas a la magnetización y corrientes de Eddy por variación del flujo magnético) y en el cobre (asociadas a la carga atendida y que varían de acuerdo a la característica de la demanda). Las pérdidas en el núcleo dependen de la magnitud del voltaje y la frecuencia a la cual se alimenta el transformador (presentan variaciones muy pequeñas, por lo tanto se pueden asumir constantes), y las pérdidas en el cobre representan la pérdida de energía por calentamiento de los bobinados por efecto Joule.

En estudios realizados en [4-5] para redes de distribución en el nivel de tensión 1, se destacan las pérdidas en el transformador de distribución y la red secundaria. Con base en estos análisis se deduce la importancia de contar con transformadores de distribución con las capacidades apropiadas. En [6] se muestra la importancia de las pérdidas porcentuales de los transformadores respecto a las pérdidas técnicas totales en el nivel 1. En [7] se lleva a cabo una propuesta metodológica para el cálculo de pérdidas técnicas en redes secundarias tanto para sistemas con suficiente información, como para sistemas con poca información. En

¹ Ingeniero Eléctrico, Joven Investigador Colciencias-UTP
Grupo de Planeamiento en Sistemas Eléctricos- GP UTP

² M.Sc. Docente Universidad Tecnológica de Pereira
Grupo de Planeamiento en Sistemas Eléctricos- GP UTP

³ M.Sc. Docente Universidad Tecnológica de Pereira
Grupo de Planeamiento en Sistemas Eléctricos- GP UTP

[8-11] se presentan estudios analizando valores porcentuales de las pérdidas de los transformadores respecto a las pérdidas técnicas totales en el nivel 1. En [12-14], se ilustran las normas técnicas de los transformadores de distribución, para el cálculo de pérdidas en el núcleo y modelo del transformador.

Una adecuada selección del transformador acorde a las características de la carga, reduce la cantidad de energía que no se aprovecha en el proceso de transformación. Adicionalmente, una adecuada reubicación de los transformadores trae los siguientes beneficios:

- En redes con transformadores de tamaño excesivo, su reubicación minimiza las pérdidas de energía (ocasionadas por pérdidas en el núcleo) y como beneficio adicional se tiene un uso adecuado de la capacidad instalada en las redes, permitiendo a las empresas un desplazamiento de inversión en nuevos equipos cuando se requieran.
- En redes con transformadores sobrecargados, su reubicación reduce las pérdidas de energía (ocasionadas por pérdidas en el cobre) y aumenta la vida útil de los transformadores al reducir su estrés. Al igual que en el caso anterior, el transformador queda en reserva para nuevas ampliaciones o puede ubicarse en otro sitio donde la demanda sea muy cercana a su capacidad nominal.

En la literatura especializada esta temática ha sido abordada para la compra y reubicación de transformadores que se encuentran en pedido o en stock para subestaciones de distribución, lo cual involucra un enfoque distinto al especificado en este artículo, ya que su función a minimizar es el costo de compra y transporte de unidades para suplir la demanda futura del sistema en un horizonte de planeación de 5 años [15]. Otras temáticas tratadas en la literatura son la asignación de un parque óptimo de transformadores y la topología que la red debe presentar para suplir la demanda futura a un menor costo. También se ha determinado el número, tamaño y ubicación de nuevos transformadores, balance de fases para equilibrar las corrientes para la disminución de pérdidas en la red secundaria y aumento del perfil de tensión [16-18]. Los artículos descritos anteriormente consideran inversión para proyecciones futuras sin tener en cuenta los problemas existentes en la operación diaria del sistema actual.

Son pocos los artículos tratados en la literatura para el reemplazo o reubicación de transformadores de distribución. En [19] los autores proponen una metodología basada en algoritmos genéticos, la cual encuentra la cantidad óptima de transformadores de distribución a reemplazar por transformadores nuevos, con el fin de obtener el menor costo operativo posible.

Para solucionar el problema de la reubicación óptima de transformadores de distribución para el mejoramiento de sus factores de utilización y reducción de pérdidas técnicas en el

nivel de tensión 1, se propone en este trabajo un modelo matemático que considera los siguientes aspectos: penalización por capacidad no usada, costo de desinstalación e instalación del transformador, costo de transporte de un transformador de un nodo a otro, costo de pérdidas de energía en el núcleo y bobinas del transformador. Este problema es planteado como un modelo lineal entero. Para solucionar el problema se emplea un algoritmo de recocido simulado.

Este artículo está dividido de la siguiente forma: en la sección II se describe el modelo matemático propuesto para describir el problema. En la sección III se presenta la técnica de solución empleada. En la sección IV se aplica la metodología propuesta y se presentan los resultados obtenidos. Finalmente se ilustran las conclusiones y recomendaciones derivadas.

II. MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático propuesto para describir el problema de reubicación óptima de transformadores de distribución es del tipo lineal entero. Este modelo considera variables binarias (de decisión) las cuales están asociadas a la conexión o desconexión de un transformador, a la instalación de un transformador nuevo, a la relación entre un transformador y un nodo, y a la penalización de la función objetivo cuando la cargabilidad excede límites permitidos. El modelo está descrito por las ecuaciones (1) y (2). La descripción de cada una de las variables y la nomenclatura empleada se ilustran al final del documento.

$$\text{Min } z = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 \quad (1)$$

$$\text{s.a. } \sum_{i=1}^{nt} t_{ij} = 1, \quad \forall j = 1, \dots, nb \quad (2)$$

La función objetivo descrita en la ecuación (1), tiene como finalidad minimizar los costos de inversión (instalación de nuevos transformadores y reubicación de existentes) y de operación de los transformadores de distribución. La restricción descrita en la ecuación (2), garantiza que no se conecte más de un transformador de distribución en cada nodo del sistema. Como se puede observar, la función objetivo está descrita por cinco términos, los cuales se presentan en las ecuaciones (3) a (7).

$$C_1 = \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} C_{kwh} \sum_{k=1}^{np} \left[\left(\frac{S_{jk}}{S_{nomi}} \right)^2 * P_{ci} + P_{oi} \right] * t_k * t_{ij} \quad (3)$$

$$C_2 = fa * \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} [C_{ni} * t_{ni} * t_{ij}] \quad (4)$$

$$C_3 = fa * \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} [C_{insi} * t_{ij} + C_{desi} * t_{ij}] \quad (5)$$

$$C_4 = \eta_1 \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} |S_{nom_i} - S_{max_j}| * t_{ij} * X_{ij}^1 \quad (6)$$

$$C_5 = \eta_2 \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} |S_{nom_i} - S_{max_j}| * t_{ij} * X_{ij}^2 \quad (7)$$

El término C_1 corresponde al costo de las pérdidas de energía debido a las pérdidas de potencia en el cobre y en el núcleo. El término C_2 lleva en cuenta costos de transformadores de distribución nuevos. En esta expresión hay dos variables binarias: la primera (t_{ni}) determina si hay un transformador nuevo para ser instalado en el sistema, y la segunda (t_{ij}) relaciona este transformador con un nodo de carga. En otras palabras, esta expresión se activa cuando el transformador i está conectado en el nodo j ($t_{ij}=1$) y además es nuevo ($t_{in}=1$). El término C_3 considera los costos de instalación y desinstalación de un transformador, el cual incluye el costo de transporte. Los términos C_4 y C_5 están asociados a factores de penalización. Se puede apreciar que en ambas ecuaciones se tiene el mismo término en valor absoluto, pues lo que se pretende es penalizar la diferencia de potencia con respecto al valor nominal. Sin embargo ambas ecuaciones tienen diferentes factores de penalización (η_1 y η_2), y variables binarias, es decir, la variable X_{ij}^1 se activa cuando se viola el límite inferior, y X_{ij}^2 cuando se viola el límite superior. De acuerdo a esto, las ecuaciones (6) y (7) penalizan las sobrecargas y sobredimensionamientos de los transformadores, respectivamente.

III. TÉCNICA DE SOLUCIÓN

Para solucionar el problema de reubicación óptima de transformadores de distribución se emplea el algoritmo de recocido simulado (simulated annealing-SA) [20]. El recocido es el proceso físico de calentamiento de un sólido, seguido por un enfriamiento, hasta lograr un estado con una estructura cristalina perfecta. Durante este proceso, la energía libre del sólido es minimizada. En la práctica se muestra que el enfriamiento debe ser efectuado de forma tal que no se lleve al sólido a una condición subóptima, la cual produciría una estructura cristalina con imperfecciones. La idea original que dio lugar a esta metaheurística se denomina algoritmo de Metrópolis, el que a su vez está basado en el método de Montecarlo, con el cual se estudian las propiedades de equilibrio en el análisis del comportamiento microscópico de los cuerpos. El algoritmo de Metrópolis genera una secuencia de estados de un sólido, es decir, dado un sólido en un estado i y con energía E_i , se genera el estado siguiente j mediante la aplicación de un mecanismo que lo conduce al estado siguiente a través de una pequeña perturbación. La energía del próximo estado es E_j . Si la diferencia de energía (E_j-E_i) es menor o igual a cero, el estado j es aceptado. En caso contrario, el estado j es aceptado con cierta probabilidad, la cual está dada por:

$$p = e^{-\left\{ \frac{E_i - E_j}{k_b T_k} \right\}} \quad (8)$$

donde T_k representa la temperatura en el nivel k y k_b es la constante física conocida como constante de Boltzmann. La regla de aceptación descrita es denominada criterio de Metrópolis. En el algoritmo de recocido simulado se aplica una acción combinada del mecanismo de generación de alternativas y del criterio de aceptación, donde T_k denota el valor del parámetro de control (temperatura en el nivel k) y N_k el número de alternativas generadas en la k -ésima iteración del algoritmo.

Inicialmente cuando T_k es grande se aceptan soluciones de mala calidad, cuando decrece se aceptan pequeños deterioros y finalmente, cuando T_k tiende a cero, sólo se aceptan mejoramientos de la función objetivo. Esta característica hace que el algoritmo SA sea diferente a los algoritmos de búsqueda local. A partir del estado i con costo $f(i)$ se genera el estado j con costo $f(j)$. El criterio de aceptación para el problema de minimización, determina si este nuevo estado es aceptado, para lo cual se calcula la siguiente probabilidad:

$$P_T(\text{acepta}_j) = \begin{cases} 1 & \text{si } f(j) \leq f(i) \\ e^{-\left\{ \frac{f(i)-f(j)}{T_k} \right\}} & \text{si } f(j) > f(i) \end{cases} \quad (9)$$

En el algoritmo SA adaptado al problema, se intenta encontrar una configuración con una menor cantidad de pérdidas seleccionando transformadores que se adapten mejor a la característica de la demanda.

Para codificar el problema se emplea un vector de longitud igual al número de nodos considerados en el problema, donde cada posición del vector representa un nodo del sistema. En cada posición se encuentra un número entero, el cual corresponde al código asignado al transformador instalado en dicho nodo. Los transformadores nuevos poseen un número de identificación diferente a los transformadores existentes, por lo que el ingreso de uno de estos al sistema no ocasiona ningún conflicto en el proceso.

En la figura 1 se ilustra la codificación empleada, donde N_b es el número de nodos del sistema.

N_1	N_2	N_3	N_b
120	450	360	215

Figura 1. Codificación empleada

En las figuras 2 y 3 se aprecia la forma en que se intercambian dos transformadores de lugar. Por ejemplo si el transformador ubicado en N_2 se intercambia con el transformador ubicado en N_b , entonces:

N_1	N_2	N_3	N_b
120	450	360	215

Figura 2. Configuración actual

N_1	N_2	N_3	N_b
120	215	360	450

Figura 3. Configuración obtenida después del intercambio

Si un transformador existente en un nodo es reemplazado por uno nuevo, este último entra a reemplazar el transformador existente en la posición correspondiente. Por ejemplo, si a partir del vector de la figura 3 la metodología propone instalar un transformador nuevo en N_2 cuya identificación es 16, entonces el nuevo vector está dado por:

N_1	N_2	N_3	N_b
120	16	360	450

Figura 4. Reemplazo de un transformador existente por uno nuevo

Los criterios de vecindad empleados en la metodología propuesta (reemplazo o intercambio de transformadores), se ilustran a continuación:

- Se elige un nodo al azar y se intercambia el transformador con uno que presente mejor eficiencia en función de la carga de dicho nodo.
- Se selecciona el nodo donde se presente el transformador con mayor holgura y se intercambia con uno nuevo que garantice una cargabilidad dentro de los límites permitidos.
- Se escoge un nodo al azar e intercambia el transformador con el de otro nodo aleatoriamente.
- Se elige un nodo al azar y se busca en stock un transformador cuya capacidad garantice una cargabilidad dentro de los límites permitidos.
- Se elige un nodo al azar y se intercambia el transformador con uno que garantice una cargabilidad dentro de los límites permitidos.

IV. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Con el fin de verificar la validez de la metodología propuesta, se emplea un sistema de prueba que contiene 61 transformadores de distribución e igual número de demandas. Este sistema pertenece a un sistema de distribución local de una electrificadora en Colombia. Para implementar la metodología se empleó el software Matlab [21]. Todos los transformadores nuevos son trifásicos, y las capacidades disponibles son 15, 30, 45, 75 y 112.5 kVA, cuyos costos son \$2.608.963, \$3.027.833, \$3.829.670, \$5.146.120 y \$6.342.892, respectivamente. El límite de cargabilidad permitida de los transformadores está entre 0.8 y 1.2 veces la potencia nominal. Las pérdidas en vacío y bajo carga son tomadas de [13]. Se consideran tres niveles de la curva de duración de carga, con 1460, 2040 y 5260 horas, para las demanda máxima, media y mínima, respectivamente. El costo del kWh es \$381. Para cada valor nominal de un transformador se tienen costos iguales de instalación y de desinstalación. De acuerdo a esto, los costos de instalación (o desinstalación) son \$90.217, \$135.325, \$172.232, \$172.232 y \$172.232, para los transformadores de 15, 30, 45, 75 y 112.5 kVA, respectivamente. Los factores de penalización

empleados son 100 [\$/kVA] y 1500 [\$/kVA] para η_1 y η_2 , respectivamente. Para anualizar los costos se consideran $tr=10\%$ y $n=20$ años.

En la tabla 1 se presenta la demanda asociada a cada nodo, y la identificación asociada al transformador ubicado en dicho lugar, con su respectiva capacidad.

La temperatura inicial fue obtenida empleando los criterios propuestos en [20]. Los parámetros del algoritmo son:

- Tasa de disminución de la temperatura: 2%.
- Tasa de crecimiento de la cadena: 10%.
- Longitud inicial de la cadena: 10 veces el número de nodos.

Como solución al problema, el algoritmo propone instalar nuevos transformadores en los nodos 25, 30, 31, 35, 40 y 43 (ver tabla 2). Los resultados entregados por la metodología se presentan en la tabla 3, en la cual se puede apreciar la comparación con la configuración inicial del sistema.

Nodo	Demanda (kVA)	Código del transformador	Capacidad (kVA)	Nodo	Demanda (kVA)	Código del transformador	Capacidad (kVA)
1	1	2080	15	32	60,325	2118	75
2	5,8	2725	15	33	39,23	2169	75
3	10	2732	15	34	21,569	2183	75
4	2,8	1194	30	35	11,75	2192	75
5	2,225	221	30	36	25,385	229	75
6	5,78	2745	30	37	37,7675	233	75
7	9,25	3326	30	38	15,5583	234	75
8	6,694	4121	30	39	23,6353	238	75
9	15,23	102	45	40	12,5986	239	75
10	19,78	245	45	41	23,2222	2616	75
11	12,89	271	45	42	17,6575	263	75
12	21,19	286	45	43	13,58	2730	75
13	7,6	2926	45	44	19,9675	276	75
14	30,6	3282	45	45	20,245	280	75
15	12,89	3395	45	46	38,456	2905	75
16	18,29	3422	45	47	50,26	293	75
17	22,36	3584	45	48	36,59	301	75
18	18,21	3664	45	49	41,23	3214	75
19	21,56	3851	45	50	55	3215	75
20	17,89	3882	45	51	45,63	3252	75
21	25,69	3902	45	52	67	3407	75
22	15,62	4000	45	53	39,458	341	75
23	2,25	4047	45	54	23,65	3433	75
24	35,23	1182	75	55	42,36	354	75
25	10,102	1186	75	56	38,56	356	75
26	26,352	1240	75	57	49,62	3618	75
27	45,23	1271	75	58	31,259	3631	75
28	28,36	1389	75	59	39,564	3929	75
29	35,12	1454	75	60	63,25	3991	75
30	10,102	1456	75	61	35,268	512	75
31	13,784	1464	75	---	---	---	---

Tabla 1. Datos del sistema de prueba

Nodo	Transformador inicial		Transformador final	
	Código	Capacidad (kVA)	Código	Capacidad (kVA)
25	1186	75	5000	15
30	1456	75	5001	15
31	1464	75	5002	15
35	2192	75	5003	15
40	2390	75	5004	15
43	2730	75	5005	15

Tabla 2. Cambios propuestos por el algoritmo

En la figura 5 se presenta la reducción de las pérdidas de las mejores soluciones halladas en el proceso. En la figura 6 se ilustra la evolución de los costos de transformadores nuevos del proyecto en función del número de iteraciones. En la figura 7 se ilustra el comportamiento de las mejores soluciones halladas durante todo el proceso (incumbente).

Aspecto	Configuración Inicial	Configuración Final
Pérdidas de energía (kWh)	6.2492×10^7	6.0278×10^7
Valor de transformadores nuevos (\$)	-----	1.8387×10^6
Costos de instalación y desinstalación (\$)	-----	184.962
Valor de la función objetivo	6.2492×10^7	6.2302×10^7

Tabla 3. Resultados entregados por el algoritmo

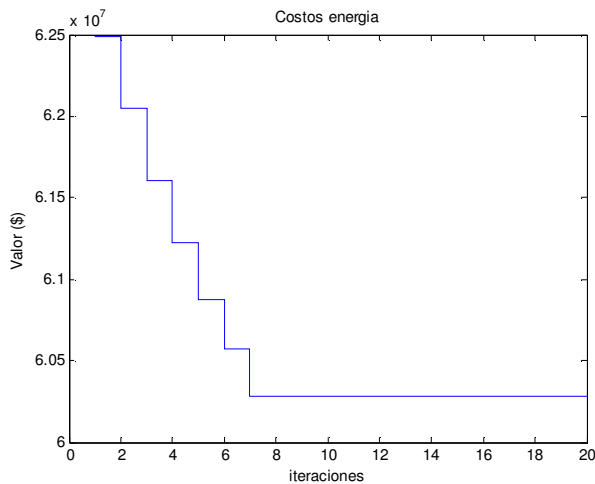


Figura 5. Reducción de pérdidas de las mejores soluciones

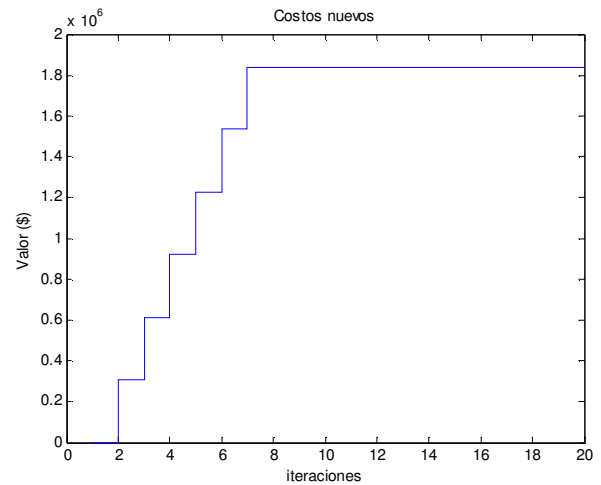


Figura 6. Costo de transformadores nuevos

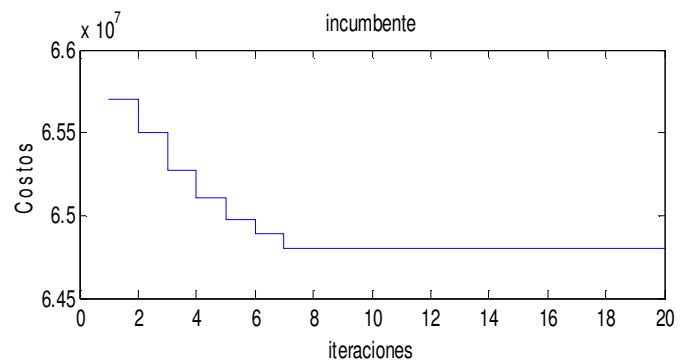


Figura 7. Comportamiento de la metodología

Al comparar los resultados obtenidos en las figuras 5 y 6, se observa el impacto que tiene instalar transformadores nuevos. En otras palabras, la reducción de costos por pérdidas de energía compensa la inversión en transformadores nuevos.

V. CONCLUSIONES

Se propuso una metodología para solucionar el problema de la reubicación óptima de transformadores de distribución. Adicionalmente se planteó un modelo matemático para describir el problema, en el cual se consideran costos de pérdidas de energía, instalación y desinstalación de transformadores, penalizaciones por sobrecargas o sobredimensionamientos y costos de transformadores nuevos. Se empleó como técnica de solución SA. Los resultados obtenidos al aplicar la metodología a un sistema real, reflejan la validez de lo planteado en este trabajo.

La metodología planteada es una herramienta adecuada para reducir los índices de pérdidas técnicas en sistemas de distribución. Estos sistemas poseen para su operación una cantidad muy elevada de transformadores, lo cual hace inviable efectuar una reubicación manual ya que se trata de un problema combinatorial, de alta complejidad matemática. De acuerdo a esto, es recomendable involucrar dentro de los planes de reducción de pérdidas técnicas, este tipo de estudios.

Las tablas de demanda máxima diversificada usadas por algunos operadores de red para dimensionar los transformadores de distribución de un sistema, en algunas ocasiones no son acordes con la realidad pues tienen curvas adaptadas de otros operadores lo que refleja un comportamiento irreal de la demanda del sistema, ocasionando que se elijan transformadores sobredimensionados o sobrecargados, lo que en cualquier caso aumenta las pérdidas en estos elementos.

Para trabajos futuros se pueden incluir otros parámetros que modelen con una mejor aproximación el comportamiento de los transformadores tales como: tiempo de operación, desgaste del dispositivo, cambio por criterios de confiabilidad, cambio por unidades más eficientes, planeamiento integrado con la localización óptima para reducción de pérdidas en la red secundaria y selección de un parque óptimo para inversiones futuras, entre otros. Adicionalmente se pueden explorar otras técnicas de solución como optimización clásica, técnicas heurísticas y metaheurísticas como algoritmos genéticos y búsqueda tabú.

REFERENCIAS

- [1] Resolución CREG 097 de 2008. Available: <http://www.creg.gov.co>
- [2] E.E. Staff, *Circuitos magnéticos y transformadores*, Editorial Reverté S.A. Barcelona, 2003.
- [3] S. Ramírez, *Redes de distribución de energía*, Tercera Edición. Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2004.
- [4] Universidad Tecnológica de Pereira–Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), *Apoyo académico y soporte técnico en el proceso de Implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica*, Informe final-Tomo 1. Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1, Junio de 2010.
- [5] IEB S.A., *Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía*, Informe Final-Tomo 3. Pérdidas Técnicas Nivel de Tensión 1, Revisión 2, Septiembre de 2009.
- [6] A. Méffe, “Metodología para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuicao”, M.Sc. Dissertacao, Escola Politécnica da Universidade de Sao Paulo. Brasil, 2001.
- [7] M. Torres, “Desenvolvimento de metodologia para cálculo de perdas eléctricas em redes de distribuicao de baixa tensao”, M.Sc. Dissertacao, Universidade de Salvador. Brasil, 2010.
- [8] CODI–Comitê de Distribuicao, *Método para Determinacao, Análise e Otimizacao das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuicao*. Documento Técnico CODI-3.2.19.34.0, Agosto de 1996.
- [9] CCON–Comitê Coordenador de Operacoes Norte/Nordeste. *Determinacao de Perdas em Sistemas de Distribuicao*. XI SENDI, Blumenau, setembro de 1992.
- [10] J.A., Cipoli, J.A.M. Borges, “Avaliacao das Perdas de Energia no Sistema Elétrico”, I-SIDEE, Belo Horizonte, Noviembre de 1990.
- [11] J. Bacelar, “Perdas no Sistema de Distribuicao da COELBA”, Relatório 214R–COELBA, Salvador, Septiembre de 1994.
- [12] NTC 818, *Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Transformadores monofásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de corto circuito*. Bogotá, Colombia. 1995.
- [13] NTC 819, *Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, Electrotecnia. Transformadores trifásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito*. Bogotá, Colombia. 1995.
- [14] NTC 1954, *Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Electrotecnia. Transformadores reconstruidos y reparados*. Bogotá, Colombia. 1996.
- [15] L.C. Leung, S.K. Khator, “Transformer procurement and relocation at a large electric utility: a mixed 0-1 linear programming model”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.10, No.2, pp.957-963, May 1995.
- [16] E. Yoshimoto, “Planejamento de Redes Secundárias de Distribuição de Energia Elétrica”, M.Sc. Dissertacao, UNICAMP. Brasil, 2003.
- [17] A.M. Cossi, R. Romero, J.R. Mantovani, “Planning of Secondary Distribution Circuits Through Evolutionary Algorithms”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, No.2, 2005.
- [18] C.H. Souza, “Planejamento e Projeto de Circuitos Secundários de Distribuição de Energia Elétrica por meio de Algoritmo Busca Tabu”, M.Sc. Dissertacao, UNESP, Brasil, 2006.
- [19] P. Méndez, V. Llivichuzhca. Reemplazo Óptimo en un Parque de Transformadores de Distribución Usando Algoritmos Genéticos con Programación en Matlab. Corporación CENACE, Centro de documentación e información. Available: <http://biblioteca.cenace.org.ec/>
- [20] R.A. Gallego, A.H. Escobar, E.M. Toro, *Técnicas metaheurísticas de optimización*. Segunda Edición. Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [21] www.mathworks.com

NOMENCLATURA

- t_k : Número de horas del nivel k de la curva empleada.
- Ckwh: Costo del kilowatt-hora [\$/kWh].
- Snom_i: Potencia nominal del trafo i [kVA].
- S_{jk}: Demanda del nodo j en la hora k [kVA].

P_{ci} :	Pérdidas de potencia en bobinas del transformador i a corriente nominal [kW].
P_{oi} :	Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i [kW].
C_{ni} :	Valor del transformador i nuevo [\$].
C_{insi} :	Costo de instalación del trafo i [\$].
C_{desi} :	Costo de desinstalación del trafo i [\$].
S_{maxj} :	Demanda máxima del nodo j .
nt :	Número de transformadores.
nb :	Número de nodos.
np :	Niveles de la curva de duración de carga.
η_1, η_2 :	Factores de penalización [\$/kVA].
t_{ij} :	Variable binaria que relaciona un transformador con un nodo.
T_{ni} :	Variable binaria asociada a transformadores nuevos.
T_{cij} :	Variable binaria asociada a la conexión de un transformador i al nodo j .
td_{ij} :	Variable binaria asociada a la desconexión de un transformador i del nodo j .
X^1_{ij} :	Variable binaria asociada al factor de penalización. Vale 1 cuando S_{max} es mayor a $1.2 \cdot S_{nom}$, y cero en caso contrario.
X^2_{ij} :	Variable binaria asociada al factor de penalización. Vale 1 cuando S_{max} es menor a $0.8 \cdot S_{nom}$, y cero en caso contrario.
fa :	Factor de anualización de costos, para una tasa de retorno tr , considerando n periodos.