

Ingeniería y Ciencia

Ingeniería y Ciencia

ISSN: 1794-9165

ingciencia@eafit.edu.co

Universidad EAFIT

Colombia

Bolaños, Rubén Iván; Hincapié Isaza, Ricardo Alberto; Gallego Rendón, Ramón Alfonso
Reubicación óptima de transformadores de distribución usando el algoritmo multiobjetivo de
optimización NSGA II

Ingeniería y Ciencia, vol. 10, núm. 19, enero-junio, 2014, pp. 77-97

Universidad EAFIT

Medellín, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=83529978005>

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

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Reubicación óptima de transformadores de distribución usando el algoritmo multiobjetivo de optimización NSGA II

Rubén Iván Bolaños¹, Ricardo Alberto Hincapié Isaza² y
Ramón Alfonso Gallego Rendón³

Recepción: 04-16-2013, Aceptación: 12-12-2013

Disponible en línea: 30-01-2014

MSC: 90Cxx, 90C29

Resumen

En este artículo se presenta una metodología para la reubicación óptima de transformadores en sistemas de distribución. El problema es formulado como un modelo de optimización multiobjetivo de tipo no lineal entero, en el cual se consideran costos de inversión y operación, y el beneficio obtenido por concepto de activos reconocidos por cargos por uso según lo estipulado en la Resolución CREG 097 de 2008. El modelo es resuelto mediante el algoritmo de optimización multiobjetivo NSGA II. Para verificar la validez de la metodología se emplea un sistema de distribución real, perteneciente a una electrificadora en Colombia, en el cual se consideran transformadores de distribución monofásicos y trifásicos. Los resultados obtenidos en

¹ Estudiante de Maestría en Ingeniería Eléctrica, ribolanos@utp.edu.co, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira Colombia.

² Estudiante de Doctorado en Ingeniería Eléctrica, ricardohincapie@utp.edu.co, docente, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira Colombia.

³ Doctor en Ingeniería Eléctrica, ragr@utp.edu.co, docente, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira Colombia.

comparación con el caso en que no se considera la reubicación de transformadores de distribución, reflejan la importancia de esta metodología y sus beneficios para los operadores de red, y además sirve como herramienta de soporte para el cumplimiento de las normativas establecidas por entes reguladores que definen la cargabilidad adecuada de los transformadores de distribución.

Palabras clave: Algoritmo NSGA II; optimización multiobjetivo; reubicación de transformadores de distribución; sistemas de distribución.

Optimal Relocation of Distribution Transformers Using the Multiobjective Optimization Algorithm NSGA II

Abstract

This paper presents a methodology for optimal relocation of transformers in distribution systems. The problem is formulated as an optimization model of multiobjective non-linear integer type, which considers investment and operating costs, and the benefit of the concept of assets to be recognized by usage charges as stipulated in Resolution CREG 097 of 2008. The model is solved using the multiobjective optimization algorithm NSGA II. To check the validity of the methodology, a real distribution system belonging to an electric utility in Colombia is used, which takes into account both single and three phase distribution transformers. The results compared with respect to the case without considering the relocation of distribution transformers, reflect the importance of this methodology and its benefits to the distribution companies, and serves as a support tool for compliance with the standards set by regulatory bodies that define the appropriate chargeability of distribution transformers.

Key words: NSGA II algorithm; multiobjective optimization; relocation of distribution transformers; distribution systems.

1 Introducción

Los sistemas de distribución son los encargados de suministrar la energía eléctrica a los diferentes tipos de usuarios residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público. Debido a la gran cantidad de elementos que conforman estos sistemas tales como subestaciones, transformadores, redes primarias y secundarias, se presentan diferentes problemas operativos, entre los que se destacan las pérdidas de energía.

Debido a que un alto porcentaje de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución se generan en los transformadores [1], las empresas distribuidoras de energía eléctrica se han trazado la tarea de buscar estrategias que permitan disminuir el impacto sobre los sistemas, mejorar los índices financieros y al mismo tiempo evitar sanciones por parte de las entidades reguladoras.

El alto porcentaje de pérdidas en los transformadores se debe a que la capacidad nominal es mucho mayor que la demanda que están atendiendo (sobredimensionamiento) o en caso contrario, la carga es mucho mayor que la capacidad nominal del transformador (sobrecarga), con lo cual se presenta una disminución en la eficiencia operativa de las unidades de transformación [1].

Con el fin de definir los aspectos a tener en cuenta para la valoración de cargos por uso, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) en la Resolución 097 de 2008, estipula la valoración de las unidades de transformación en el nivel de tensión 1 de acuerdo con la cargabilidad individual. De esta manera el valor reconocido por el transformador es el reportado por el Operador de Red (OR) si este presenta una cargabilidad igual o superior al 40 %; en caso contrario el valor reconocido corresponde a un transformador con capacidad menor que cumpla con dicha cargabilidad [2].

Para dar cumplimiento a la Resolución descrita anteriormente y mantener unos índices financieros adecuados, las empresas del sector eléctrico han venido implementando estrategias que permiten mantener los transformadores dentro de una cargabilidad adecuada por medio de la reubicación del parque de transformadores e inclusión de nuevas unidades [3].

Quintero en [4] propone una metodología para la reubicación de transformadores de distribución en el nivel de tensión 1, considerando un modelo mono-objetivo, en el cual se maximiza el beneficio relacionado con los cargos por uso de los transformadores. La metodología consiste en reubicar el parque de transformadores con el fin de mejorar la cargabilidad en cada una de las unidades de transformación. El problema es solucionado utilizando un algoritmo genético básico. Acosta *et al.* en [5] presentan una metodología para reubicar transformadores en un sistema de distribución, usando el algoritmo Simulated Annealing, con el fin de mejorar la cargabilidad,

eficiencia y por ende reducir las pérdidas técnicas del sistema. Los autores plantean un problema de optimización mono-objetivo teniendo en cuenta los costos de operación e inversión del sistema. Los resultados son validados en un sistema de tamaño real. Nuñez *et al.* en [6] proponen una metodología para la reubicación óptima de transformadores para disminuir las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución. Para describir el problema plantean un modelo matemático que involucra costos de transporte, costos de transformadores nuevos, costos operativos asociados a las pérdidas técnicas y costos de instalación y desinstalación de los transformadores. Adicionalmente se corrige el efecto de la reubicación sobre la coordinación de fusibles de protección en el sistema.

Con el fin de solucionar el problema de la reubicación óptima de transformadores de distribución, en este trabajo se presenta una metodología que emplea como técnica de solución un algoritmo genético de ordenamiento no dominado (Non-Dominated Genetic Algorithm-NSGA II). El problema es formulado como un modelo de optimización multiobjetivo que considera dos funciones objetivo. La función objetivo 1 lleva en cuenta la minimización de costos de operación (pérdidas de energía) y de inversión (instalación y desinstalación de transformadores, transporte de transformadores y transformadores nuevos). La función objetivo 2 considera la maximización del beneficio debido a los cargos por uso al realizar la reubicación óptima del parque de transformadores según lo estipulado en la Resolución CREG 097 de 2008. La metodología es aplicada en un sistema de distribución colombiano, el cual contiene 546 transformadores entre monofásicos y trifásicos. Los resultados obtenidos en comparación con el caso en que no se considera la reubicación de transformadores de distribución, reflejan la importancia de esta metodología y sus beneficios para los operadores de red, y además sirve como herramienta de soporte para el cumplimiento de las normativas establecidas por entes reguladores que definen la cargabilidad adecuada de los transformadores de distribución.

Este artículo está dividido de la siguiente forma: en la sección 2 se realiza la formulación del problema de la reubicación de transformadores. En la sección 3 se presenta la metodología propuesta. En la sección 4 se aplica esta metodología a un sistema de distribución real y se presentan los resultados obtenidos. Finalmente se ilustran las conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo.

2 Formulación del problema

2.1 Problema de la reubicación

La CREG en 2008 estableció por medio de la Resolución 097 la forma como se debe realizar la remuneración a las empresas por concepto de activos de transformación. A partir de esta resolución se tiene en cuenta la eficiencia de los transformadores, ya que en estudios realizados anteriormente se demostró que si estos se encontraban sobredimensionados o sobrecargados, estarían operando en regiones de baja eficiencia, con lo cual se presentarían mayores pérdidas en el núcleo y bobinados del transformador [1].

Uno de los retos que han tenido que enfrentar las empresas del sector eléctrico después de la entrada en vigencia de esta resolución, ha sido la búsqueda de una estrategia que permita reubicar y/o cambiar los transformadores de distribución de forma adecuada, con la cual se encuentren costos mínimos de operación e inversión y al mismo tiempo se obtenga un mayor beneficio económico debido a activos de transformación que posea la empresa. De acuerdo a esto es importante que las electrificadoras posean herramientas computacionales adecuadas que faciliten tomar decisiones, dando cumplimiento a criterios técnicos y económicos, permitan disminuir costos de pérdidas de energía y mejoren los beneficios obtenidos por cargos por uso.

2.2 Beneficios por cargabilidad

Como se mencionó en la sección anterior, el costo reconocido por concepto de activos de transformación depende directamente de la cargabilidad que presente cada uno de los transformadores. De acuerdo a esto el valor reconocido por un transformador será el valor del transformador reportado por el OR si este cumple con una cargabilidad mayor o igual al 40 % de su valor nominal; en caso contrario el valor reconocido será el de un transformador con capacidad menor que cumpla con dicha cargabilidad. El costo reconocido por cada transformador según la CREG, se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Costos reconocidos por activos de transformación (en \$) [2]

Nº fases	kVA	Costo DDP	Nº fases	kVA	Costo DDP
1	5	1'185,005	3	30	3'713,805
1	7,5	1'350,225	3	45	4'619,170
1	10	1'515,440	3	50	4'920,960
1	15	1'845,880	3	75	6'429,900
1	25	2'506,755	3	112,5	8'693,315
1	37,5	3'332,850	3	150	10'956,730
1	50	4'158,945	3	225	12'916,270
1	75	5'811,135	3	250	13'727,065
3	15	2'808,440	3	300	15'348,650
3	20	3'110,230	—	— — —	— — —

Con base en lo estipulado en esta resolución (ver Tabla 1), si se tiene un transformador trifásico de 75 kVA con una cargabilidad mayor o igual al 40 % de su potencia nominal, entonces el reconocimiento debido al costo de inversión de dicho equipo es \$6'429,900. Si este transformador se encuentra atendiendo una carga de 15 kVA, entonces su cargabilidad es del 20 %, con lo cual el reconocimiento es el valor correspondiente a un transformador de capacidad menor. Para este caso un transformador de 30 kVA garantiza una cargabilidad al menos del 40 %, por lo que el beneficio obtenido por costo de inversión es \$3'713,805. Se observa que un transformador mal dimensionado produce una reducción en los costos reconocidos por uso de activos. Adicionalmente el OR deberá descontar de los cargos por uso del nivel de tensión 1, el cargo máximo del mismo nivel por concepto de costos de inversión, lo cual refleja una disminución directa en el esquema tarifario.

2.3 Optimización multiobjetivo

Un problema es multiobjetivo cuando existen varios objetivos y estos se encuentran en conflicto, es decir, que una solución considerada de buena calidad para uno de los objetivos puede ser al mismo tiempo de mala calidad para otro objetivo. Por lo tanto el concepto de solución en la optimización multiobjetivo adquiere un nuevo sentido. En este caso las metodologías usadas no suministran una solución que es simultáneamente buena para todos los objetivos, ya que entregan un conjunto de soluciones óptimas [7]. Un

problema multiobjetivo se representa mediante un conjunto de funciones objetivo que pueden ser minimizadas o maximizadas y un conjunto de restricciones de desigualdad, igualdad y límites de las variables que describen el problema, como se ilustra a continuación:

$$\begin{aligned}
 & \text{mín / máx } f_1(X) \\
 & \text{mín / máx } f_2(X) \\
 & \quad \cdot \\
 & \quad \cdot \\
 & \text{mín / máx } f_n(X) \\
 \text{s.a.} \quad & g_i(X) \leq 0, i = 1, 2, 3, \dots, m \\
 & h_i(X) = 0, i = 1, 2, 3, \dots, l \\
 & x_i^l \leq x_i \leq x_i^u, i = 1, 2, 3, \dots, k
 \end{aligned}$$

2.4 Nomenclatura utilizada

En esta sección se describe la nomenclatura utilizada en el modelo matemático:

Parámetros:

C_{KWh} :	Costo del kilowatio-hora [\$/KWh].
Cn_{ik} :	Costo del transformador nuevo i , tipo k [\$].
$Cins_{ik}$:	Costo de instalación del transformador i , tipo k [\$].
$Cdes_{ik}$:	Costo de desinstalación del transformador i , tipo k [\$].
$CREC_{ikj}$:	Costo reconocido por el transformador i , tipo k instalado en el nodo j [\$].
$CTRA_{ik}$:	Costo de transporte del transformador i , tipo k [\$/Km].
$Snom_{ik}$:	Potencia nominal del transformador i , tipo k [kVA].
S_{jT} :	Demanda del nodo j en el nivel de carga T [kVA].
P_{cik} :	Pérdidas de potencia en bobinas del transformador i , tipo k [kW].
P_{oik} :	Pérdidas de potencia en el núcleo del transformador i , tipo k [kW].
fa :	Factor de anualización de costos.
tr :	Tasa de retorno.
n :	Número de periodos de estudio en años.
nt :	Número de transformadores existentes.
ntn :	Número de transformadores nuevos.
nta :	Número de transformadores existentes almacenados en bodega.
nb :	Número de nodos de carga del sistema.
T :	Número de niveles de la curva de duración de carga.
T_t :	Número de horas del nivel de carga t de la curva de duración de carga.

Conjuntos:

TDT: Conjunto de transformadores.

Variables binarias:

- t_{ikjT} : vale 1 cuando se instala un transformador existente i , tipo k , en el nodo de carga j en el periodo T ; en caso contrario vale cero.
- tn_{ikj} : vale 1 cuando se instala un transformador nuevo i , tipo k , en el nodo j ; en caso contrario vale cero.
- tc_{ikj} : vale 1 cuando se conecta el transformador i , tipo k , en el nodo j ; en caso contrario vale cero.
- td_{ikj} : vale 1 cuando se desconecta el transformador i , tipo k , del nodo j ; en caso contrario vale cero.
- $tTRA_{kij}$: vale 1 cuando se transporta un transformador tipo k desde el nodo i hasta el nodo j ; en caso contrario vale cero.

2.5 Modelo matemático

En este artículo la reubicación óptima de transformadores de distribución se modela como un problema de optimización multiobjetivo sujeto a un conjunto de restricciones técnicas. El modelo matemático propuesto es no lineal entero y considera variables binarias de decisión que indican la conexión o desconexión de un transformador, la instalación de un transformador nuevo que se encuentra en bodega, el transporte de un transformador desde un nodo de carga hacia otro nodo de carga o hacia la bodega de almacenamiento, y la relación entre un transformador y un nodo. Debido a la cantidad de variables, alternativas de solución y a las características del modelo, este problema presenta gran complejidad matemática.

Las ecuaciones (1), (2) y (3) describen el modelo matemático de forma general:

$$MinZ_1 = \sum_{k \in TDT} [C_1 + C_2 + C_3 + C_4] \quad (1)$$

$$MaxZ_2 = \sum_{k \in TDT} [B_{act} - B_{ant}] \quad (2)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{nt+ntn} t_{ikjT} = 1, \forall j = 1, \dots, nb \quad (3)$$

La función objetivo descrita en la ecuación (1) (Z_1), tiene como finalidad minimizar los costos de operación (pérdidas de energía) e inversión (transformadores nuevos, instalación y desinstalación y costos correspondientes a transporte). Los términos C_1 , C_2 , C_3 y C_4 se presentan en forma detallada en las ecuaciones (4), (5), (6) y (7), respectivamente. El término C_1 corresponde al costo de las pérdidas de energía en los arrollamientos y el núcleo de los transformadores de distribución. El término C_2 considera el costo de los transformadores nuevos que se instalan en el sistema. El término C_3 involucra el costo de instalación y/o desinstalación de los transformadores de distribución. El término C_4 lleva en cuenta los costos de transporte, el cual está discriminado en tres partes: la primera corresponde al costo de transporte de un transformador nuevo desde la bodega de almacenamiento hacia un nodo de carga, la siguiente involucra los costos de transporte de un transformador de un nodo de carga a otro y la última parte representa los costos de transporte de un transformador desde un nodo de carga hasta la bodega de almacenamiento.

$$C_1 = \sum_{i=1}^{nt+ntn} \sum_{j=1}^{nb} C_{KWh} \sum_{T=1}^t \left[\left(\frac{S_{jT}}{S_{nom_{ik}}} \right)^2 * P_{cik} + P_{oik} \right] * t_{ikjT} \quad (4)$$

$$C_2 = fa * \sum_{i=1}^{ntn} \sum_{j=1}^{nb} [C_{n_{ik}} * t_{n_{ikj}}] \quad (5)$$

$$C_3 = fa * \sum_{i=1}^{nt+ntn} \sum_{j=1}^{nb} [C_{ins_{ik}} * t_{c_{ikj}} + C_{des_{ik}} * t_{d_{ikj}}] \quad (6)$$

$$C_4 = fa * \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{ntn} \sum_{j=1}^{nb} CTRA_{ik} * tTRA_{kij} + \\ \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} CTRA_{ik} * tTRA_{kij} + \\ \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nta} CTRA_{ik} * tTRA_{kij} \end{array} \right. \quad (7)$$

La función objetivo que se presenta en la ecuación (2) (Z_2), representa la maximización del beneficio debido al costo reconocido por activos de transformación según lo estipulado en la Resolución CREG 097 de 2008. El costo del beneficio es calculado como la diferencia entre el beneficio de la configuración actual ($Bact$) y la anterior ($Bant$), donde este último corresponde al obtenido con la configuración inicial, por lo que este valor es constante durante todo el proceso de reubicación. Los términos $Bact$ y $Bant$ se describen a continuación.

$$Bact = \sum_{i=1}^{nt+ntn} \sum_{j=1}^{nb} CREC_{ikj} * t_{ikj} \quad (8)$$

$$Bant = \sum_{i=1}^{nt} \sum_{j=1}^{nb} CREC_{ikj} * t_{ikj} \quad (9)$$

La ecuación (3) garantiza que en cada nodo de carga solo se instale un transformador de distribución.

3 Metodología propuesta

3.1 Técnica de solución

Para solucionar el problema de la reubicación de transformadores de distribución, se implementa el algoritmo multiobjetivo de optimización NSGA II, debido a su gran desempeño en trabajos similares. Este algoritmo fue propuesto por Deb en el año 2001 [8], en el cual el objetivo es encontrar un conjunto de soluciones ordenadas por frentes bajo el concepto de dominancia de Pareto.

El algoritmo inicia con una población de padres denominada P_t de tamaño N , la cual es creada aleatoriamente o por medio de alguna técnica de inicialización. A partir de P_t se crea una población de descendientes (Q_t) usando los operadores de selección, recombinación y mutación, la cual es de tamaño N . En este artículo la población descendiente es creada usando selección por torneo, teniendo en cuenta la función objetivo Z_1 descrita en la sección anterior. Luego se realiza recombinación simple y mutación de un único gen en cada individuo, y posteriormente se realiza una combinación entre la población de padres y descendientes para obtener una población R_t de tamaño $2*N$. La población R_t es organizada en frentes de Pareto mediante el uso del concepto de dominancia de Pareto (F_1, F_2, \dots, F_n). La definición del concepto de dominancia especifica que una solución X_1 domina otra solución X_2 si las siguientes condiciones son ciertas: la solución X_1 no es peor que X_2 en todos los objetivos y la solución X_1 es estrictamente mejor que X_2 en por lo menos un objetivo.

Una vez realizado el proceso de ordenamiento no dominado, la nueva configuración P_{t+1} es generada a partir de las configuraciones de los frentes no dominados, empezando por el mejor frente (F_1), continúa con las soluciones del segundo frente y así sucesivamente. Como la población R_t es de tamaño $2*N$ mientras que la población P_{t+1} es de tamaño N , entonces no todos los frentes podrán hacer parte de la nueva población, por lo que los frentes que no alcancen a hacer parte de la nueva población deben ser eliminados.

Cuando se está considerando el frente que ocupa la parte final de la población, es posible que no todas las configuraciones de dicho frente alcancen a hacer parte de P_{t+1} , entonces se debe emplear una estrategia que permita determinar cuáles de las configuraciones de este frente harán parte de la nueva población. Una forma poco eficiente es seleccionar las configuraciones de forma aleatoria; otra opción consiste en seleccionar las soluciones que presenten mayor diversidad, es decir que se encuentren alejadas de las demás soluciones. En este artículo se utiliza el concepto de distancia de apilamiento para determinar cuáles son las soluciones que harán parte de la nueva población; este concepto se encuentra en forma detallada en [7], [8], [9] y [10].

3.2 Codificación

La codificación utilizada en este trabajo para llevar a cabo la reubicación de transformadores de distribución es entera y se representa por medio de un vector de tamaño igual al número de nodos que tiene el sistema de distribución. Este vector está dividido en dos partes: una para transformadores monofásicos y otra para trifásicos. Cada posición del vector contiene un número entero correspondiente a la placa (código) que identifica a cada transformador. La numeración correspondiente a los transformadores existentes es diferente a la de los transformadores nuevos con el fin de evitar conflictos dentro de la metodología. La codificación empleada se muestra en las Tablas 2, 3 y 4, donde las letras minúsculas corresponden a transformadores monofásicos y las máyúsculas a trifásicos. En la Tabla 2 se presenta una configuración inicial para el problema. En la Tabla 3 se ilustra la codificación cuando el método propone intercambiar transformadores existentes que se encuentran en las posiciones n_1 y n_{b1} . En la Tabla 4 se presenta la codificación cuando se propone el cambio de un transformador nuevo con placa 042 por uno existente ubicado en el nodo N_3 .

Tabla 2: Codificación inicial

n_1	n_2	n_3	\dots	n_{b1}	N_1	N_2	N_3	\dots	N_{b2}
4656	2367	1589	\dots	1345	1441	2588	5498	\dots	5647

Tabla 3: Codificación después de intercambiar transformadores

n_1	n_2	n_3	\dots	n_{b1}	N_1	N_2	N_3	\dots	N_{b2}
1345	2367	1589	\dots	4656	1441	2588	5498	\dots	5647

Tabla 4: Codificación después de ingresar transformadores nuevos

n_1	n_2	n_3	\dots	n_{b1}	N_1	N_2	N_3	\dots	N_{b2}
4656	2367	1589	\dots	1345	1441	2588	042	\dots	5647

Dado que un transformador monofásico no se puede intercambiar con uno trifásico y viceversa, la metodología considera todos los transformadores en forma simultánea, pero evalúa los dos conjuntos de transformadores (monofásicos y trifásicos) de forma independiente.

3.3 Selección de una solución del frente de Pareto

Es preciso recordar que en un problema multiobjetivo no se tiene una única solución, si no un conjunto de soluciones óptimas, por lo que la mejor solución depende de los intereses específicos de cada empresa. Sin embargo, existen en la literatura diferentes formas de encontrar la mejor solución de un frente óptimo de Pareto. En este trabajo se empleó el criterio max-min debido a que permite seleccionar una solución que sea equidistante a los extremos de cada objetivo [8]. Este criterio es calculado como sigue:

$$\text{máx} \left[\min \left(\frac{FO_{1-\text{máx}} - FO_{1-i}}{FO_{1-\text{máx}} - FO_{1-\text{mín}}}, 1 - \frac{FO_{2-\text{máx}} - FO_{2-i}}{FO_{2-\text{máx}} - FO_{2-\text{mín}}} \right) \right] \quad (10)$$

Donde,

- $FO_{1,\text{máx}}$: Máximo valor de la función objetivo 1.
- $FO_{1,\text{mín}}$: Mínimo valor de la función objetivo 1.
- $FO_{2,\text{máx}}$: Máximo valor de la función objetivo 2.
- $FO_{2,\text{mín}}$: Mínimo valor de la función objetivo 2.
- $FO_{1,i}$: Valor de la función objetivo 1, de la solución i .
- $FO_{2,i}$: Valor de la función objetivo 2, de la solución i .

Para interpretar esta métrica se emplea la Figura 1, en la cual se aprecian las soluciones $(i-1)$, i e $(i+1)$, y los extremos de cada objetivo. Asumiendo que $FO_{1,\text{mín}} = 200$, $FO_{1,\text{máx}} = 1000$, $FO_{2,\text{mín}} = 5$ y $FO_{2,\text{máx}} = 15$,

y que las tres soluciones tienen como resultado los valores $(300 - 6)$, $(550 - 8)$ y $(900 - 12)$, al resolver solamente el paréntesis de la ecuación (10), se tienen los siguientes valores: $(0,87 - 0,10)$, $(0,56 - 0,30)$ y $(0,12 - 0,70)$, respectivamente. Luego al obtener el mínimo valor de cada pareja se tiene para las tres soluciones: $0,10$, $0,30$ y $0,12$. Finalmente se determina el máximo valor de estos tres números, el cual corresponde a la solución i $(0,30)$. De esta forma se observa como esta métrica permite definir un punto que se encuentre equidistante a los valores máximos y mínimos de cada objetivo.

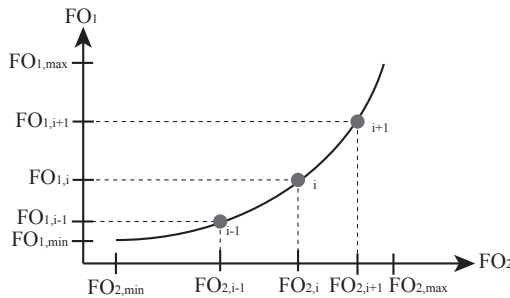


Figura 1: Selección de una solución del frente usando el criterio max-min

4 Pruebas y resultados

Con el fin de verificar la validez de la metodología propuesta se emplea un sistema de prueba que contiene 546 nodos de carga, en los cuales hay 345 transformadores trifásicos y 201 monofásicos. El sistema de distribución utilizado es de tamaño real y pertenece a un sistema de distribución local de una electrificadora en Colombia. El algoritmo computacional fue implementado en el software Matlab ®. En las Tablas 5 y 6 se presentan los costos de compra, instalación y desinstalación de transformadores de distribución de acuerdo a su capacidad, para transformadores monofásicos y trifásicos, respectivamente.

Tabla 5: Costos relacionados a transformadores monofásicos

Capacidad (KVA)	Valor (\$)	Costo de instalación/desinstalación (\$)
5	1'185,005	90,000
7,5	1'350,225	90,000
10	1'515,440	90,000
15	1'845,880	90,000
25	2'506,755	129,682
37,5	3'332,850	129,682
50	4'158,945	129,682
75	5'811,135	129,682

Tabla 6: Costos relacionados a transformadores trifásicos

Capacidad (KVA)	Valor (\$)	Costo de instalación/desinstalación (\$)
15	2'808,440	129,682
20	3'110,230	129,682
30	3'713,805	129,682
45	4'619,170	129,682
50	4'920,960	129,682
75	6'429,900	129,682
112,5	8'693,315	129,682
150	10'956,730	258,959
225	12'916,270	258,959
250	13'727,065	258,959
300	15'348,650	258,959

El costo de transporte es \$15,000 por kilómetro tanto para transformadores monofásicos como para trifásicos. Para calcular los costos de las pérdidas de energía se considera una curva de duración de carga de tres niveles, al 100 %, 60 % y 30 % de la demanda máxima, con una duración de 1.460, 2.040 y 5.260 horas, respectivamente. El costo del kWh es \$381. Se considera una tasa de retorno del 10 % y un período de estudio de 20 años. El valor reconocido por la CREG según el tipo de transformador y la capacidad nominal están descritos en la Tabla 1. Debido al tamaño del sistema de prueba, los datos empleados no son mostrados en este artículo; sin embargo pueden ser obtenidos con los autores. En la implementación del algoritmo NSGA II se considera un tamaño de la población igual a 150 individuos y un número máximo de generaciones igual a 50. A continuación se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología al conjunto

de 546 transformadores. El tiempo total de ejecución de la metodología fue 120 segundos.

4.1 Resultados obtenidos para el conjunto monofásico

En la Figura 2 se observa la evolución del algoritmo durante su ejecución y los diferentes frentes de Pareto generados. Los puntos de color amarillo, café y rojo representan los frentes de Pareto en la iteración 10, 25 y 40, respectivamente. El frente óptimo de Pareto está conformado por los puntos de color azul. Las 43 soluciones de este frente se ilustran en la Tabla 7.

Tabla 7: Costos y beneficios del frente óptimo para el conjunto monofásico

Solución	Costo (\$)	Beneficio (\$)	Solución	Costo (\$)	Beneficio (\$)
1	1,5685E + 08	1,0848E + 07	23	1,4855E + 08	9,0629E + 06
2	1,4305E + 08	6,4430E + 06	24	1,4701E + 08	8,5777E + 06
3	1,5371E + 08	1,0169E + 07	25	1,4559E + 08	7,9955E + 06
4	1,5444E + 08	1,0460E + 07	26	1,4774E + 08	8,8688E + 06
5	1,5040E + 08	9,6257E + 06	27	1,4628E + 08	8,2866E + 06
6	1,4319E + 08	6,6370E + 06	28	1,5544E + 08	1,0518E + 07
7	1,4901E + 08	9,2375E + 06	29	1,4388E + 08	7,2192E + 06
8	1,5107E + 08	9,8779E + 06	30	1,4715E + 08	8,6553E + 06
9	1,4500E + 08	7,7820E + 06	31	1,4569E + 08	8,0731E + 06
10	1,4451E + 08	7,5880E + 06	32	1,5011E + 08	9,5092E + 06
11	1,4336E + 08	6,8311E + 06	33	1,5184E + 08	9,8779E + 06
12	1,4368E + 08	7,1222E + 06	34	1,4818E + 08	8,9658E + 06
13	1,4354E + 08	6,9281E + 06	35	1,5612E + 08	1,0557E + 07
14	1,4420E + 08	7,5103E + 06	36	1,4781E + 08	8,9464E + 06
15	1,4418E + 08	7,2969E + 06	37	1,4837E + 08	9,0435E + 06
16	1,5217E + 08	9,9750E + 06	38	1,5208E + 08	9,9750E + 06
17	1,5622E + 08	1,0654E + 07	39	1,4978E + 08	9,4316E + 06
18	1,4732E + 08	8,7524E + 06	40	1,4636E + 08	8,3836E + 06
19	1,4586E + 08	8,1702E + 06	41	1,5618E + 08	1,0596E + 07
20	1,4516E + 08	7,8791E + 06	42	1,4635E + 08	8,3642E + 06
21	1,4948E + 08	9,3928E + 06	43	1,4981E + 08	9,4898E + 06
22	1,4658E + 08	8,4613E + 06	— — —	— — —	— — —

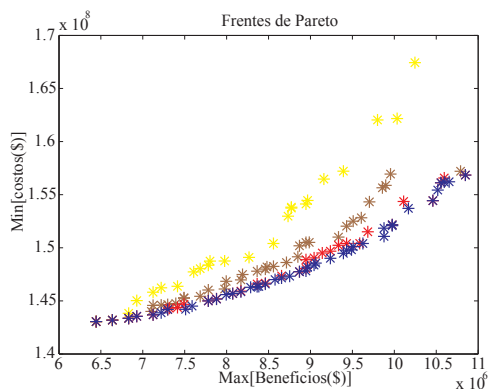


Figura 2: Frentes de Pareto - Conjunto monofásico

4.2 Resultados obtenidos para el conjunto trifásico

En la Figura 3 se observa la evolución del algoritmo durante su ejecución y los diferentes frentes de Pareto generados. Los puntos de color amarillo, café y rojo representan los frentes de Pareto en la iteración 10, 25 y 40, respectivamente. El frente óptimo de Pareto está conformado por los puntos de color azul. Las 92 soluciones de este frente se ilustran en la Tabla 8.

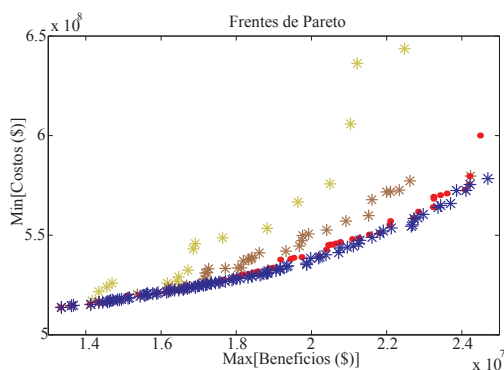


Figura 3: Frentes de Pareto - Conjunto trifásico

Tabla 8: Costos y beneficios del frente óptimo para el conjunto trifásico

Solución	Costo (\$)	Beneficio (\$)	Solución	Costo (\$)	Beneficio (\$)
1	5,7841E+08	2,4694E+07	47	5,1833E+08	1,5123E+07
2	5,1375E+08	1,3349E+07	48	5,2245E+08	1,6470E+07
3	5,5363E+08	2,2124E+07	49	5,1627E+08	1,4450E+07
4	5,7543E+08	2,4215E+07	50	5,2972E+08	1,8419E+07
5	5,6044E+08	2,2974E+07	51	5,3598E+08	1,9873E+07
6	5,6589E+08	2,3701E+07	52	5,5522E+08	2,2691E+07
7	5,1524E+08	1,4131E+07	53	5,2376E+08	1,6754E+07
8	5,7244E+08	2,3861E+07	54	5,3338E+08	1,9182E+07
9	5,4887E+08	2,1610E+07	55	5,2244E+08	1,6363E+07
10	5,6392E+08	2,3364E+07	56	5,3044E+08	1,8685E+07
11	5,5450E+08	2,2655E+07	57	5,2610E+08	1,7445E+07
12	5,4015E+08	2,0387E+07	58	5,1656E+08	1,4574E+07
13	5,3462E+08	1,9376E+07	59	5,2645E+08	1,7569E+07
14	5,3530E+08	1,9873E+07	60	5,1965E+08	1,5566E+07
15	5,1478E+08	1,3668E+07	61	5,2478E+08	1,7126E+07
16	5,4123E+08	2,0723E+07	62	5,1741E+08	1,4716E+07
17	5,7245E+08	2,4109E+07	63	5,2235E+08	1,6240E+07
18	5,4741E+08	2,1291E+07	64	5,1757E+08	1,4840E+07
19	5,1936E+08	1,5442E+07	65	5,2826E+08	1,8012E+07
20	5,5083E+08	2,1822E+07	66	5,2274E+08	1,6594E+07
21	5,3840E+08	1,9979E+07	67	5,2377E+08	1,6913E+07
22	5,6492E+08	2,3435E+07	68	5,2528E+08	1,7214E+07
23	5,5213E+08	2,1911E+07	69	5,2067E+08	1,5637E+07
24	5,4401E+08	2,0954E+07	70	5,2468E+08	1,7001E+07
25	5,4458E+08	2,1113E+07	71	5,3097E+08	1,8809E+07
26	5,2889E+08	1,8313E+07	72	5,2325E+08	1,6700E+07
27	5,1860E+08	1,5159E+07	73	5,2069E+08	1,5885E+07
28	5,1627E+08	1,4344E+07	74	5,2812E+08	1,7923E+07
29	5,1457E+08	1,3615E+07	75	5,2579E+08	1,7320E+07
30	5,2681E+08	1,7710E+07	76	5,2930E+08	1,8419E+07
31	5,3215E+08	1,9057E+07	77	5,2631E+08	1,7533E+07
32	5,4362E+08	2,0759E+07	78	5,2581E+08	1,7338E+07
33	5,5867E+08	2,2833E+07	79	5,3280E+08	1,9164E+07
34	5,2826E+08	1,8100E+07	80	5,2178E+08	1,6204E+07
35	5,2142E+08	1,6151E+07	81	5,2325E+08	1,6612E+07
36	5,4588E+08	2,1255E+07	82	5,1679E+08	1,4627E+07
37	5,2992E+08	1,8632E+07	83	5,1759E+08	1,4893E+07
38	5,2118E+08	1,5921E+07	84	5,1730E+08	1,4663E+07
39	5,5835E+08	2,2726E+07	85	5,2454E+08	1,6966E+07
40	5,3860E+08	2,0192E+07	86	5,2506E+08	1,7179E+07
41	5,2748E+08	1,7888E+07	87	5,2409E+08	1,6913E+07
42	5,1782E+08	1,4946E+07	88	5,2015E+08	1,5602E+07
43	5,3915E+08	2,0227E+07	89	5,3112E+08	1,8845E+07
44	5,3210E+08	1,8845E+07	90	5,2041E+08	1,5619E+07
45	5,2068E+08	1,5779E+07	91	5,3284E+08	1,9164E+07
46	5,3418E+08	1,9341E+07	92	5,3098E+08	1,8827E+07

4.3 Análisis de resultados

Al aplicar la metodología se observa en las Figuras 2 y 3, que para ambos casos el algoritmo avanza en cada ciclo generacional hacia soluciones de mejor calidad. Adicionalmente se aprecia como los frentes de Pareto están adecuadamente distribuidos, debido a que poseen configuraciones con diferentes valores de funciones objetivo que abarcan el espacio de solución.

La comparación de los resultados obtenidos para la configuración inicial (sin reubicación de transformadores), con respecto a la mejor solución obtenida del frente óptimo de Pareto (FOP) usando la ecuación (10) (para cada caso), se presenta a continuación en las Tablas 9 y 10. Como la función objetivo Z_2 es obtenida a partir de la diferencia del valor actual con respecto al caso base, para efectos comparativos se debe adicionar el valor del caso base a la mejor solución del frente de Pareto.

Tabla 9: Transformadores monofásicos

Aspecto	Configuración inicial	Mejor solución del FOP
Pérdidas de energía (\$)	$1,537E+08$	$1,329E+08$
Transformadores nuevos (\$)	— — —	$9,262E+06$
Instalación y desinstalación (\$)	— — —	$2,956E+06$
Transporte (\$)	— — —	$0,422E+06$
Función Objetivo 1 (\$)	$1,537E+08$	$1,455E+08$
Función Objetivo 2 (\$)	$6,114E+07$	$6,913E+07$

Tabla 10: Transformadores trifásicos

Aspecto	Configuración inicial	Mejor solución del FOP
Pérdidas de energía (\$)	$5,683E+08$	$4,990E+08$
Transformadores nuevos (\$)	— — —	$0,333E+08$
Instalación y desinstalación (\$)	— — —	$6,075E+06$
Transporte (\$)	— — —	$0,637E+06$
Función Objetivo 1 (\$)	$5,683E+08$	$5,391E+08$
Función Objetivo 2 (\$)	$1,942E+08$	$2,144E+08$

Se observa que cada solución del frente óptimo de Pareto para los conjuntos monofásicos y trifásicos es mejor que la configuración inicial (caso base) en ambos objetivos, ya que es menor que la función objetivo 1 (problema de minimización) y mayor que la función objetivo 2 (problema de

maximización), lo cual respalda la eficiencia de la metodología planteada en este trabajo.

5 Conclusiones

Con el fin de solucionar el problema de la reubicación óptima de transformadores de distribución, en este trabajo se presentó una metodología que emplea como técnica de solución el algoritmo NSGA II. El problema es formulado como un modelo de optimización multiobjetivo que considera dos funciones objetivo. La función objetivo 1 lleva en cuenta la minimización de costos de operación (pérdidas de energía) y de inversión (instalación y desinstalación de transformadores, transporte de transformadores y transformadores nuevos). La función objetivo 2 considera la maximización del beneficio debido a los cargos por uso al realizar la reubicación óptima del parque de transformadores según lo estipulado en la Resolución CREG 097 de 2008. La metodología es aplicada en un sistema de distribución colombiano, el cual contiene 546 transformadores entre monofásicos y trifásicos. Los resultados obtenidos en comparación con el caso en que no se considera la reubicación de los transformadores de distribución, reflejan la importancia de esta metodología y sus beneficios para los OR.

La metodología propuesta es una herramienta válida para llevar a cabo un proceso de reubicación de transformadores de distribución en el nivel de tensión 1, donde los resultados obtenidos muestran que el proceso realizado permite reducir las pérdidas técnicas en el sistema de distribución debido al sobredimensionamiento y sobrecarga de los transformadores, y además permite obtener mayor beneficio por concepto de activos de transformación dentro del esquema de cargos por uso.

Es importante que las electrificadoras posean herramientas computacionales adecuadas que faciliten tomar decisiones que den cumplimiento a criterios técnicos y económicos, permitan disminuir costos de pérdidas de energía y mejoren los beneficios obtenidos por cargos por uso.

Referencias

- [1] Universidad Tecnológica de Pereira; Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Apoyo Académico y soporte técnico en el proceso de implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica. Informe final tomo I, cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1,” Universidad Tecnológica de Pereira; Comisión de Regulación de Energía y Gas, Tech. Rep., 2010. 79, 81
- [2] Comisión de regulación de energia y gas (CREG), “Resolución CREG 097 de 2008,” 2013. [Online]. Available: <http://www.creg.gov.co/> 79, 82
- [3] J. Quintero Salazar, A. Molina Cabrera, and E. Quintero Salazar, “Reubicación del parque de transformadores de los sistemas de distribución de Bogotá D.C. mediante algoritmos genéticos,” *Ingeniare Revista chilena de ingeniería*, vol. 20, no. 2, pp. 170–184, 2012. 79
- [4] J. Quintero Salazar, “Metodología para la Reubicación del parque de Transformadores Pertenecientes al Nivel de Tensión I de los Sistemas de Distribución,” Pregrado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. 79
- [5] C. Acosta Urrego, R. Gallego Rendón, and R. Hincapie Isaza, “Reubicación Óptima de Transformadores de Distribución para reducción de Pérdidas Técnicas,” *Scientia et Technica*, vol. 2, no. 51, pp. 28–34, 2012. [Online]. Available: <http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/7151/4627> 79
- [6] P. Núñez, R. Hincapié, and R. Gallego, “Metodología para Reubicación de Transformadores de Distribución Considerando el Sistema de protección,” *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, vol. 2, no. 20, pp. 28–35, 2012. 80
- [7] R. Rendón, A. Zuluaga, and E. Ocampo, *Técnicas metaheurísticas de optimización*. Universidad Tecnológica de Pereira, 2008. 82, 87
- [8] K. Deb, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. Wiley, 2001. 86, 87, 89
- [9] C. Coello Coello, G. B. Lamont, and D. Veldhuizen, *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*, 2nd ed. New York: Springer, 2007. 87
- [10] K. Deb, *Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms*. New York: John Wiley & Sons, Inc, 2001. [Online]. Available: <http://dl.acm.org/citation.cfm?id=559152> 87