



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE CENTENARIO**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**EVALUACIÓN ÓPTIMA DE LA UBICACIÓN DE COMPENSADORES  
REACTIVOS UTILIZANDO EL MÉTODO TOPSIS PARA MEJORAR EL  
DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniería en Electricidad

AUTORES: Boris Jose Hidalgo Robles

Dennis Fabián Molina Ubilla

TUTOR: Carlos Fernando Chávez Córdova

Guayaquil-Ecuador

2025


**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Boris José Hidalgo Robles con documento de identificación No. 0951709112 y Dennis Fabián Molina Ubilla con documento de identificación No. 0923331268, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Ensayos o Artículos Académicos: EVALUACIÓN ÓPTIMA DE LA UBICACIÓN DE COMPENSADORES REACTIVOS UTILIZANDO EL MÉTODO TOPSIS PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniería en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 01 de agosto del año 2025

Atentamente,



---

Boris José Hidalgo Robles  
0951709112



---

Dennis Fabián Molina Ubilla  
0923331268

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Boris José Hidalgo Robles con documento de identificación N° 0951709112 y Dennis Fabián Molina Ubilla con documento de identificación N° 0923331268; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 01 de agosto del año 2025

Atentamente,



---

Boris José Hidalgo Robles

0951709112



---

Dennis Fabián Molina Ubilla

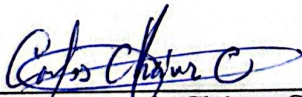
0923331268

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Fernando Chávez Córdova con documento de identificación N° 0919553438, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: EVALUACIÓN ÓPTIMA DE LA UBICACIÓN DE COMPENSADORES REACTIVOS UTILIZANDO EL MÉTODO TOPSIS PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, realizado por Boris José Hidalgo Robles con documento de identificación N° 0951709112 y por Dennis Fabián Molina Ubilla con documento de identificación N° 0923331268, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Ensayos o Artículos Académicos que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 01 de agosto del año 2025

Atentamente,



---

Ing. Carlos Fernando Chávez Córdova  
0919553438

# Evaluación óptima de la ubicación de compensadores reactivos utilizando el método TOPSIS para mejorar el desempeño de los sistemas de distribución

Boris José Hidalgo Robles  
Universidad Politécnica Salesiana  
Electricidad  
Guayaquil, Ecuador  
bhidalgor1@est.ups.edu.ec

Dennis Fabián Molina Ubilla  
Universidad Politécnica Salesiana  
Electricidad  
Guayaquil, Ecuador  
dmolinau@est.ups.edu.ec

Carlos Fernando Chavez Cordova  
Universidad Politécnica Salesiana  
Electricidad  
Guayaquil, Ecuador  
cchavez@ups.edu.ec

**Abstract** — Este artículo presenta una metodología óptima para la ubicación de compensadores de potencia reactiva en sistemas de distribución eléctrica, utilizando el método de decisión multicriterio TOPSIS (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution). El objetivo es mejorar el desempeño del sistema en términos de estabilidad del perfil de voltaje, reducción de pérdidas de potencia activa y minimización del costo económico de instalación. Se desarrolla un estudio de caso sobre una red de distribución radial, en la cual se analizan diversas ubicaciones candidatas y tamaños de bancos de capacitores. Los resultados demuestran que el método propuesto identifica configuraciones óptimas que equilibran el rendimiento técnico y los costos, ofreciendo una herramienta eficaz para la planificación de redes de distribución.

**Keywords** — *Compensación de potencia reactiva; ubicación óptima de capacitores; método TOPSIS; sistemas de distribución; estabilidad de voltaje; pérdidas de potencia; análisis multicriterio.*

## I. INTRODUCCIÓN

La calidad de la energía y la eficiencia operativa son factores clave en el diseño y operación de los sistemas de distribución eléctrica. Uno de los desafíos más relevantes en este contexto es la presencia de potencia reactiva, la cual, si no es gestionada adecuadamente, puede generar caídas de tensión, pérdidas innecesarias de energía y sobrecarga en los equipos. Una solución ampliamente adoptada es la instalación de bancos de capacitores para compensar la potencia reactiva, mejorar el perfil de voltaje y reducir las pérdidas en las líneas.

Sin embargo, la efectividad de esta solución depende en gran medida de una adecuada selección tanto de la ubicación como del tamaño de los capacitores a instalar. Este problema, conocido como ubicación óptima de compensadores reactivos, ha sido abordado mediante diversas técnicas, incluyendo métodos heurísticos, algoritmos evolutivos y técnicas determinísticas. No obstante, muchas de estas soluciones se centran en un único criterio de optimización, descuidando la naturaleza multicriterio del problema [1].

En este contexto, el presente trabajo propone el uso del método TOPSIS, una herramienta de decisión multicriterio que permite evaluar y clasificar diversas alternativas considerando simultáneamente múltiples factores, como la estabilidad del voltaje, las pérdidas de potencia activa y el costo de instalación.

El objetivo de este artículo es demostrar que el uso del método TOPSIS permite una selección más balanceada y eficiente de configuraciones de compensación reactiva en sistemas de distribución radial. Para ello, se desarrolla un estudio de caso sobre una red de 16 barras, evaluando diferentes escenarios de ubicación y tamaño de bancos de capacitores, integrando análisis de flujo de carga y criterios técnicos-económicos. Los resultados obtenidos validan la eficacia del enfoque propuesto para la toma de decisiones en la planificación y operación de redes de distribución.

## II. PROPUESTA DE ESTUDIO

Evaluar la mejor ubicación óptima de compensadores reactivos en el alimentador Daule mediante el análisis de flujo de potencia combinado con técnicas de optimización metaheurística con el propósito de mejorar el perfil de voltaje, evitando la caída de tensión y reduciendo las pérdidas de potencia activa en la red de distribución.

## III. METAS CONCRETAS

a) Simular el comportamiento del perfil de voltaje del alimentador Daule antes y después de la instalación de compensadores reactivos, utilizando el método de flujo de potencia Newton-Raphson para evaluar los efectos de la compensación en la estabilidad del sistema.

b) Optimizar la ubicación y dimensionamiento de los compensadores reactivos mediante algoritmos metaheurísticos como el algoritmo genético (GA) y enjambre de partículas (PSO), minimizando las pérdidas de potencia activa y garantizando que los voltajes nodales se mantengan dentro de los límites operativos recomendados.

c) Evaluar diferentes escenarios de configuraciones de compensación reactiva utilizando el método de decisión multicriterio TOPSIS, considerando criterios de costo total de instalación y operación, reducción de pérdidas de potencia activa y mejora en la estabilidad del voltaje, con el fin de seleccionar la solución más eficiente y viable para la red de distribución.

#### IV. MARCO TEÓRICO

##### A. Compensación de Potencia Reactiva en Sistemas de Distribución

La potencia reactiva es un componente esencial para el funcionamiento adecuado de los sistemas eléctricos, ya que permite la generación de campos magnéticos en máquinas eléctricas y la transmisión de energía a través de líneas con elementos inductivos. Sin embargo, su presencia excesiva genera corrientes adicionales que incrementan las pérdidas por efecto Joule y provocan caídas de tensión en las barras más alejadas de la subestación [2], [3].

La compensación de potencia reactiva mediante bancos de capacitores conectados en derivación es una solución común para mitigar estos efectos. Esta técnica permite liberar capacidad en las líneas, mejorar el perfil de tensión y reducir las pérdidas técnicas, con una inversión relativamente baja en comparación con otras alternativas. Según Chang et al [4], la instalación adecuada de capacitores puede lograr reducciones de pérdidas de hasta el 10% en sistemas de distribución radial.

##### B. Ubicación Óptima de Compensadores

El problema de ubicación óptima de capacitores consiste en determinar en qué barras del sistema se deben instalar los bancos, y qué tamaño deben tener, para maximizar el beneficio técnico y económico. Este problema presenta naturaleza combinatoria y no lineal, por lo que ha sido abordado mediante distintos enfoques [5]:

- Métodos analíticos basados en sensibilidad o índices de localización [6].
- Algoritmos heurísticos como el algoritmo genético (GA) y enjambre de partículas (PSO) [7].
- Técnicas de decisión multicriterio que consideran simultáneamente factores técnicos y económicos.

Estudios como los de Lee y Chen han demostrado que integrar criterios económicos y técnicas mejora la efectividad de la ubicación de capacitores frente a los métodos mono-objetivo tradicionales.

##### C. Métodos de decisión multicriterio (MCDM)

La selección de configuraciones óptimas en ingeniería suele requerir la evaluación de múltiples criterios, frecuentemente en conflicto. Los métodos MCDM permiten tomar decisiones balanceadas considerando todos los factores relevantes. Algunas técnicas populares incluyen el proceso de jerarquía analítica (AHP), VIKOR, y el método TOPSIS [4].

TOPSIS ha sido utilizado en problemas eléctricos para clasificación de ubicaciones, selección de transformadores y planificación de expansión destacándose por su simplicidad y robustez para clasificar alternativas en función de su cercanía a la solución ideal [8], [9], [10].

#### V. METODOLOGÍA

La metodología desarrollada en este estudio tiene como finalidad identificar la ubicación óptima de bancos de capacitores en un sistema de distribución eléctrica, utilizando el método de decisión multicriterio TOPSIS. Para ello, se estructuró un enfoque dividido en cinco fases: caracterización del sistema, formulación de alternativas, simulaciones operativas, construcción de la matriz de decisión y aplicación del método TOPSIS [11].

##### A. Caracterización del sistema de distribución

El sistema eléctrico bajo análisis corresponde a un alimentador radial de media tensión denominado “Daule Sur”, operando a 13.8 kv, y compuesto por 16 barras principales, conectados a través de múltiples ramales y líneas de distribución [12].

Como se muestra en la figura 1; el diagrama unifilar permite observar cómo el efecto acumulativo de las cargas distribuidas y la longitud de los ramales provoca una caída sostenida de tensión desde la subestación (Terminal 69 kV) hasta los extremos del sistema, siendo más crítico en zonas como Niño Man, Calle Bolívar, CC3 Eloy Alfaro y San Francisco.

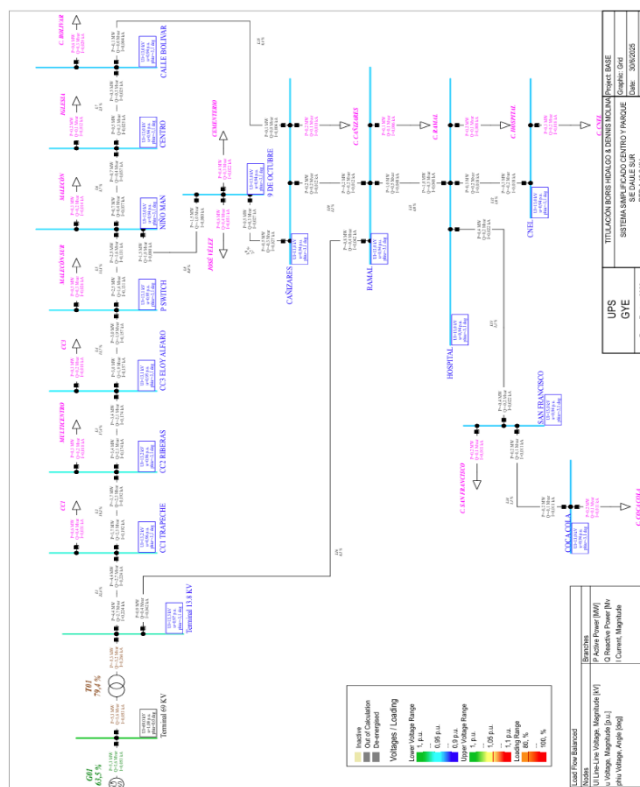


Fig 1. Diagrama unifilar sin compensación

Justificación de la intervención. – dada la presencia de:

- Niveles de tensión por debajo de 0.95 p.u. (riesgo de violación normativa).
- Altas pérdidas técnicas (0.47 MW representa más del 9% de la carga activa total de 5.14 MW).
- Cargas con bajo factor de potencia.

Se vuelve necesaria la aplicación de una estrategia de compensación reactiva óptima, que permita corregir el perfil de voltaje, reducir pérdidas activas y minimizar el impacto económico de la inversión. Por tanto, se propone el uso del método TOPSIS para evaluar y seleccionar la mejor configuración de bancos de capacitores entre múltiples alternativas viables.

##### B. Criterios de evaluación y objetivos

Se evaluaron tres criterios para comparar alternativas de compensación:

- $C_1$ : Voltaje mínimo del sistema [p.u.] a maximizar

- $C_2$ : Pérdidas activas totales [MW] a minimizar
- $C_3$ : Costo de instalación [USD] a minimizar

Estos criterios se integraron en una matriz de decisión para su evaluación multicriterio mediante el método TOPSIS y además se usaron individualmente como funciones objetivo en algoritmos metaheurísticos desarrollado en MATLAB.

### C. Aplicación del método TOPSIS

Para el análisis multicriterio se utilizó el método TOPSIS cada alternativa fue una combinación de tres bancos de capacitores ubicados en distintas barras y con potencias discretas (150, 300 y 600 kvar).

#### 1. Matriz de decisión:

La matriz de decisión presentada contiene las tres alternativas de configuración de instalación de capacitores (columnas) evaluadas frente a tres criterios (filas).

- Fila 1: voltaje mínimo del sistema [p.u.] (criterio a maximizar).
- Fila 2: perdidas activas totales [MW] (criterio a minimizar).
- Fila 3: costos de instalación [USD] (criterio a minimizar).

$$x = \begin{matrix} & 0.960 & 0.960 & 0.940 \\ & 0.09 & 0.09 & 0.10 \\ & 43500 & 44350 & 40500 \end{matrix}$$

#### 2. Procedimiento aplicado:

- Normalización vectorial:

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum x_{ij}^2}} \quad (1)$$

- Matriz ponderada con  $\omega = 0.5 \quad 0.3 \quad 0.2$
- Cálculo de soluciones ideales positivas/negativas.
- Distancias euclidianas al ideal:

$$D_i^\pm = \sqrt{\sum (v_{ij} - A_j^\pm)^2} \quad (2)$$

- Coeficiente de cercanía:

$$C_i = \frac{D_i^-}{D_i^+ + D_i^-} \quad (3)$$

### D. Diseño de los algoritmos metaheurísticos por caso

Se desarrollaron tres variantes de algoritmo genético (GA) y de enjambre de partículas (PSO), uno por cada criterio de optimización, usando la misma estructura de codificación y operadores evolutivos [13].

#### 1. Codificación común

$$\begin{matrix} Barra_1 & kvar_1 \\ Barra_2 & kvar_2 \\ Barra_3 & kvar_3 \end{matrix}$$

Parámetros generales:

- Población: 50
- Generaciones: 100

- Capacidades permitidas: 150, 300, 600 kvar.
- Penalización por no convergencia:  $f = 10^6$

### 2. Funciones objetivos específicas

- Caso 1 – Voltaje

Minimiza la desviación respecto a 1.00 p.u., penaliza sobretensión:

$$f = \sum ||V_i| - 1.00| + \sum \max(0, |V_i| - 1.05) \cdot 100 \quad (4)$$

- Caso 2 – Pérdidas activas

Evalúa pérdidas en líneas:

$$f = \sum |I_{ij}|^2 \cdot R_{ij} \cdot S_{base} \quad (5)$$

- Caso 3 – Costo económico

Suma del costo estimado por banco:

$$f = \sum \text{CostoUnitario}(kvar_i) \quad (6)$$

## VI. RESULTADOS

Se evaluaron tres escenarios de optimización: mejora del perfil del voltaje, reducción de pérdidas activas y minimización del costo económico. Para cada caso, se aplicó los algoritmos metaheurísticos correspondiente y se utilizó TOPSIS para la comparación multicriterio. Los resultados se analizan considerando el comportamiento del sistema antes y después de la compensación.

### A. Escenario 1: Prioridad en Estabilidad de Voltaje

#### 1. Impacto sobre el Perfil de Voltaje

En la figura 2 se muestra la comparativa de los niveles de voltaje por barra antes y después de la compensación reactiva bajo el escenario de prioridad en voltaje. Las ubicaciones seleccionadas de los bancos de capacitores fueron CC2 Riberas, Niño Man y 9 de Octubre, lo cual responde a los nodos más alejados del sistema y con mayor caída de tensión.

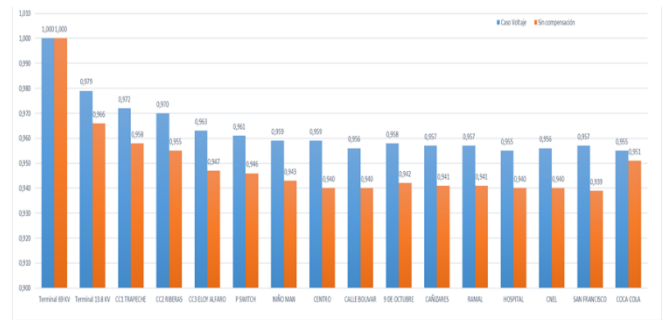


Fig 2. Comparación de voltaje por barra con y sin compensación

#### Observaciones clave:

- El voltaje mínimo sin compensación fue de 0.940 p.u. correspondiente a barras como Calle Bolívar, 9 de Octubre, y San Francisco.
- Con la compensación, el voltaje en estas barras se elevó por encima de 0.955 p.u., cumpliendo con el umbral normativo mínimo (0.95 p.u.).
- Se aprecia una mejora sistemática en todas las barras del sistema, especialmente en los extremos de la red como CC3 Eloy Alfaro y Coca-Cola.

- Las barras terminales (13.8 kV y 69 kV) se mantuvieron estables en 0.979 p.u. y 1 p.u., respectivamente.

## 2. Reducción de Pérdidas Activas

En la figura 3 se muestra la reducción de pérdidas por línea y alimentador tras la instalación de los bancos de capacitores. Se evidencia un impacto directo en las líneas troncales del sistema.

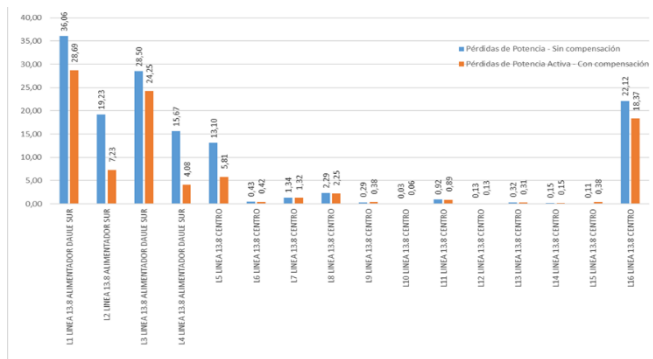


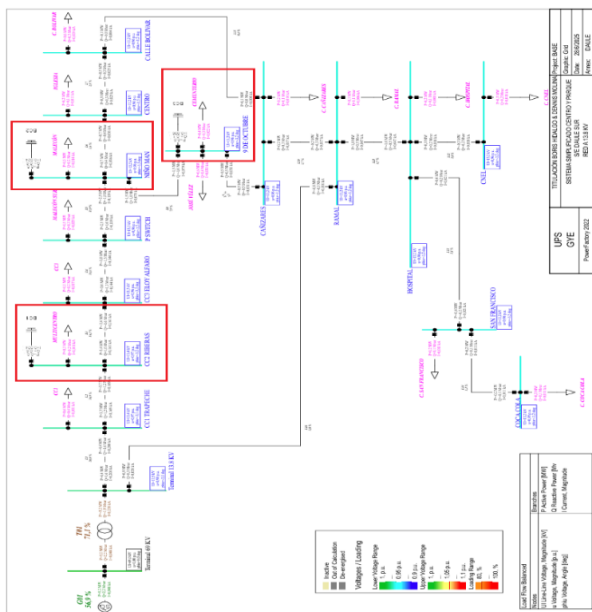
Fig 3. Reducción de pérdidas por línea

### Resumen técnico de pérdidas:

- Pérdidas totales del sistema: se redujeron de 36.06 kW a 28.69 kW, representando una mejora del 20.4%.
- Las líneas L1, L3 y L4 del alimentador Daule Sur presentan las mayores ganancias:
  - a) L1: de 28.69 kW a 19.23 kW
  - b) L3: de 28.50 kW a 24.25 kW
  - c) L4: de 15.67 kW a 13.10 kW
- Otras líneas de distribución secundaria (L5 a L16) también reducen pérdidas, aunque en menor proporción (por debajo de 1 kW cada una).

## 3. Verificación con Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar del caso compensado como se muestra en la figura 4 confirma la instalación de elementos shunt en CC2 Riberas, Niño Man y en 9 de Octubre. Estos elementos permiten absorber la potencia reactiva demandada



por las cargas finales, elevando la tensión local sin necesidad de reconfigurar el sistema.

Fig 4. Diagrama unifilar del sistema con compensación

## B. Escenario 2: Prioridad en Reducción de Pérdidas

### 1. Impacto sobre el Perfil de Voltaje

En la figura 5 se muestra la evolución de los niveles de voltaje por barra, antes y después de la instalación de los bancos de capacitores seleccionados.

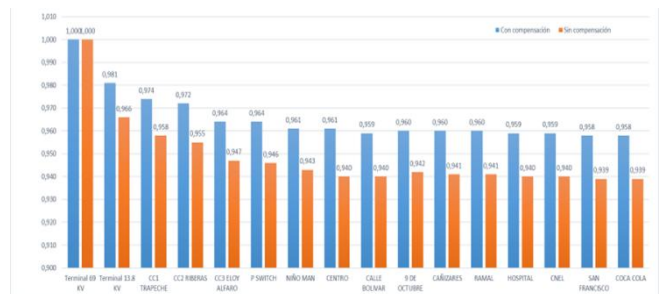


Fig 5. Comparación de voltaje por barra con y sin compensación

### Datos destacados:

- La tensión mínima sin compensación fue de 0.940 p.u., presente en barras como Calle Bolívar, San Francisco y Coca-Cola.
- Con compensación, todas las barras elevaron su voltaje por encima de 0.958 p.u., alcanzando un máximo de 0.981 p.u. en la barra Terminal 13.8 kV.
- Las barras más críticas (barras finales) mostraron incrementos notables:
  - a) Coca-Cola: de 0.939 > 0.958 p.u.
  - b) Ramal: de 0.940 > 0.960 p.u.
  - c) San Francisco: de 0.939 > 0.958 p.u.

Esto evidencia una normalización del perfil del voltaje a lo largo del sistema.

## 2. Reducción de Pérdidas Activas

En la figura 6 se muestra la reducción de pérdidas por línea tras la compensación. Este escenario prioriza la eficiencia total del sistema.

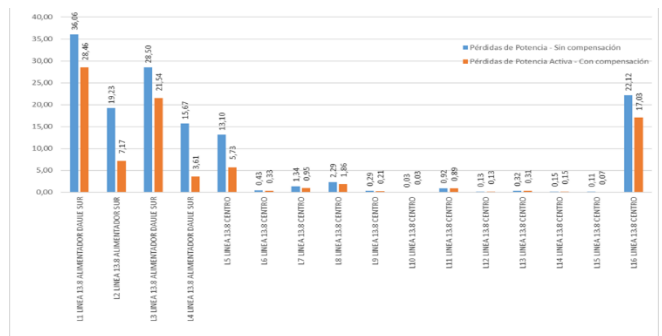


Fig 6. Reducción de pérdidas por línea

### Datos destacados:

- Las pérdidas totales disminuyeron de 36.06 kW a 28.48 kW, logrando una mejora del 21.1 %.
- Líneas troncales y subalimentadoras mostraron mejoras significativas: L7, L8, L16.

Este comportamiento refleja una reducción de la circulación de corriente reactiva en el sistema.

### 3. Verificación con Diagrama Unifilar

En el diagrama unifilar del caso compensado como se muestra en la figura 7, se observan capacitores instalados en las barras estratégicas:

- Calle Bolívar
- Ramal
- P SWITCH

Estas ubicaciones coinciden con los puntos de mayor carga reactiva o caída tensión, y permiten una reducción efectiva de pérdidas a nivel de alimentador.

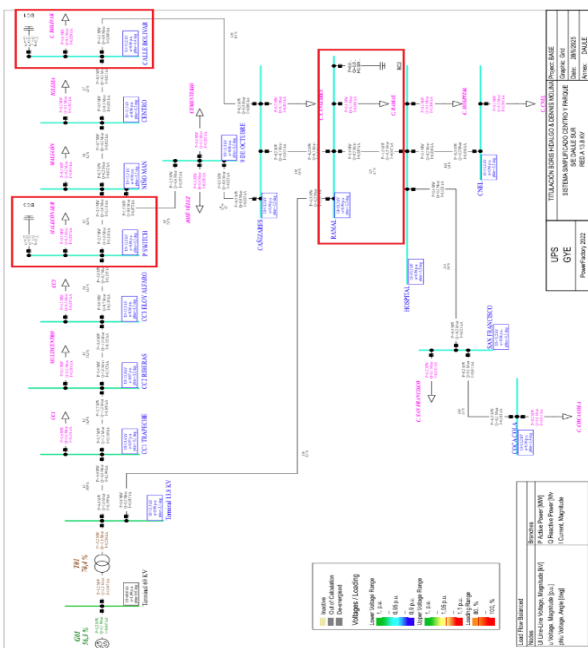


Fig 7. Diagrama unifilar del sistema con compensación

### C. Escenario 3: Prioridad en Minimización de Costos

#### 1. Impacto sobre el Perfil de Voltaje

En la figura 8 se muestra cómo se modifican los niveles de tensión tras la instalación de bancos de capacitores bajo el criterio de menor costo total.

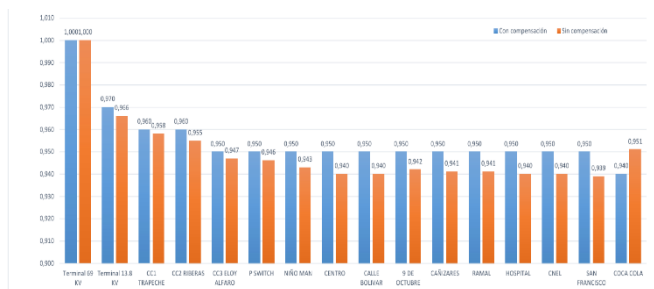


Fig 8. Comparación de voltaje por barra con y sin compensación

Observaciones clave:

- El voltaje mínimo sin compensación fue de 0.940 p.u., afectando principalmente a las barras Calle Bolívar, Niño Man, y San Francisco.
- Con la compensación, el mínimo se eleva a 0.951 p.u., justo sobre el umbral técnico de 0.95 p.u.

- Se observa una mejora ligera y uniforme a lo largo de las barras, aunque no tan pronunciada como en los otros casos.

### 2. Reducción de Pérdidas Activas

En la figura 9 se refleja las pérdidas por línea antes y después de la compensación. Aunque este escenario no prioriza eficiencia energética, también se logran mejoras.

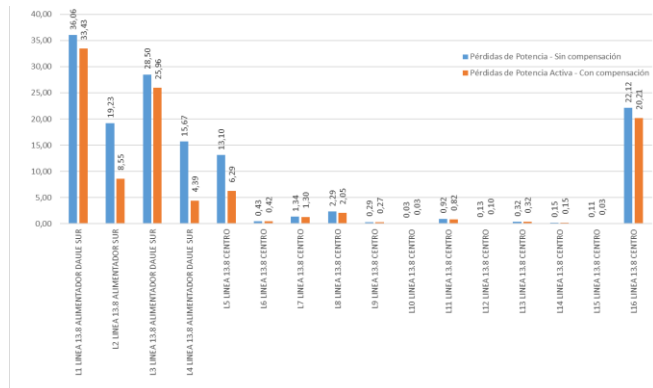


Fig 9. Reducción de pérdidas por línea

Datos destacados:

- Pérdidas totales del sistema: se redujeron de 36.06 kW a 33.43 kW, equivalente a una reducción del 7.3%.
- Líneas con mayor impacto:
  - a) L1: de 36.06 > 33.43 kW
  - b) L2: de 19.23 > 8.55 kW
  - c) L3: de 28.50 > 25.96 kW
- Otras líneas como L5, L6 y L8 presentan mejoras mínimas o marginales.

### 3. Verificación con Diagrama Unifilar

Según el diagrama unifilar como se muestra en la figura 10.

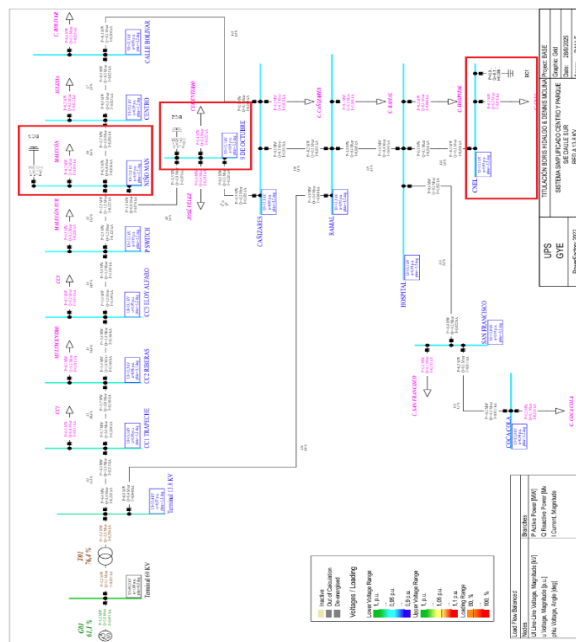


Fig 10. Diagrama unifilar del sistema con compensación

El sistema fue compensado con bancos instalados en:

- Niño Man
- 9 de Octubre
- CNEL

Estas ubicaciones permiten un impacto aceptable en las barras más críticas, con un costo significativamente menor, al instalar solo 3 bancos de tamaño reducido (150 kvar).

#### D. Comparación Consolidada de Resultados

Este estudio presentó una metodología basada en el método TOPSIS para determinar la ubicación óptima de bancos de capacitores en un sistema de distribución de 16 barras, considerando criterios técnicos y económicos. A través del análisis de flujo de carga en DIGSILENT y la toma de decisiones multicriterio implementada en MATLAB como se muestra en la figura 11, se evaluaron distintos escenarios con prioridades diferentes: voltaje, pérdidas y costo. Como se muestra en la tabla 1.

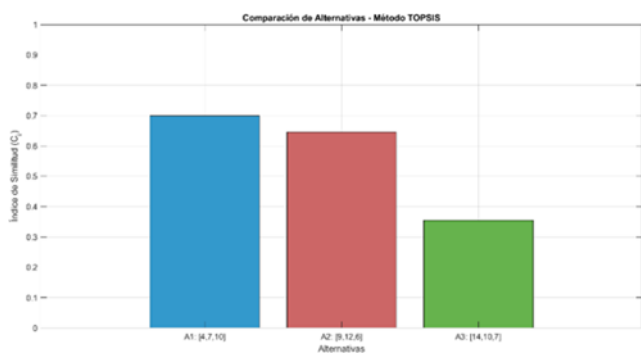


Fig 11. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Tabla 1. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Criterio Prioritario	$V_{min}$ (p.u.)	Pérdidas (MW)	Costo (USD)
Voltaje	0.961	0.09	43.500
Pérdidas	0.958	0.09	44.350
Costos	0.945	0.10	40.500

#### V. CONCLUSIONES

Este estudio presentó una metodología integral para determinar la ubicación óptima de bancos de capacitores en un sistema de distribución radial, integrando algoritmos metaheurísticos y el método de decisión multicriterio TOPSIS. El sistema de prueba, correspondiente a una red de 16 barras denominada Daule Sur, evidenció inicialmente problemas de baja tensión (mínimo de 0.940 p.u.), pérdidas activas elevadas (36.06 kW) y la necesidad de aplicar compensación reactiva distribuida.

Mediante el uso de funciones objetivo específicas para cada prioridad (voltaje, pérdidas y costos), se desarrollaron tres variantes de los algoritmos en MATLAB, acopladas a simulaciones de flujo de carga en DIGSILENT. Los resultados mostraron que:

- El escenario con prioridad en voltaje mejoró el perfil mínimo a 0.961 p.u., reduciendo pérdidas en un 20.4% con un costo de USD 43,500.
- El caso de prioridad en pérdidas logró la mayor eficiencia energética, bajando las pérdidas a 28.46 kW (-21%) con voltaje mínimo de 0.958 p.u...
- El escenario de mínimo costo económico ofreció una solución con 0.945 p.u. pérdidas de 33.43 kW y una inversión reducida de USD 40.500.

El método TOPSIS permitió comparar estas alternativas de forma estructurada, concluyendo que la configuración con bancos en las barras 4, 7 y 10 fue la más equilibrada, alcanzando el mayor índice de similitud  $C_i = 0.7082$ .

Los resultados confirman que la combinación de técnicas evolutivas y análisis multicriterio constituye una herramienta poderosa para apoyar decisiones estratégicas en redes de distribución, especialmente bajo restricciones técnicas y económicas.

Como trabajo futuro se propone considerar escenarios con variabilidad temporal de carga, restricciones de factor de potencia por barra, e incorporación de generación distribuida para robustecer la toma de decisiones.

#### VII. REFERENCIAS

- [1] C. F. Chang, "Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1747–1755, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2002169.
- [2] A. A. Eajal and M. E. El-Hawary, "Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm optimization," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1734–1741, Jul. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2035425.
- [3] S. Bolognani, R. Carli, G. Cavraro, and S. Zampieri, "A distributed control strategy for optimal reactive power flow with power constraints," *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, pp. 4644–4649, 2013, doi: 10.1109/CDC.2013.6760616.
- [4] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, "Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets," vol. 153, 2010, doi: 10.1007/978-1-4419-7421-1.
- [5] R. T. Bhimarasetti and A. Kumar, "Capacitor placement in unbalanced radial distribution system for loss reduction," *2015 2nd International Conference on Recent Advances in Engineering and Computational Sciences, RAECS 2015*, Apr. 2016, doi: 10.1109/RAECS.2015.7453320.
- [6] M. R. AlRashidi and M. E. El-Hawary, "A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 13, no. 4, pp. 913–918, 2009, doi: 10.1109/TEVC.2006.880326.
- [7] F. S. Abu-Mouti and M. E. El-Hawary, "Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm," *IEEE Transactions on Power Delivery*,

- vol. 26, no. 4, pp. 2090–2101, Oct. 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2158246.
- [8] H. N. Ng, M. M. A. Salama, and A. Y. Chikhani, “Capacitor placement in distribution systems using fuzzy technique,” *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, pp. 790–793, 1996, doi: 10.1109/CCECE.1996.548271.
- [9] S. J. Huang and X. Z. Liu, “A plant growth-based optimization approach applied to capacitor placement in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2138–2145, 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2192944.
- [10] A. Khanlari and M. Alhuyi Nazari, “A review on the applications of multi-criteria decision-making approaches for power plant site selection,” *J Therm Anal Calorim*, vol. 147, no. 7, pp. 4473–4489, Apr. 2022, doi: 10.1007/S10973-021-10877-1/METRICS.
- [11] C.-L. Hwang and K. Yoon, “Multiple Attribute Decision Making,” vol. 186, 1981, doi: 10.1007/978-3-642-48318-9.
- [12] E. S. Jones, N. Jewell, Y. Liao, and D. M. Ionel, “Optimal Capacitor Placement and Rating for Large-Scale Utility Power Distribution Systems Employing Load-Tap-Changing Transformer Control,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 19324–19338, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3244572.
- [13] A. A. Eajal and M. E. El-Hawary, “Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm optimization,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1734–1741, Jul. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2035425.