

Entrega 4: Sistemas Test en la Literatura, Métricas de Comparación y Visualización de Resultados

IIND-4115

José Nicolás Cárdenas Trujillo

j.cardenast – 201922006

Karen Dayana Culma Ramírez

kd.culma – 201817546

Departamento de Ingeniería Industrial

Universidad de los Andes

Bogotá D.C., Colombia

2023-02

1. Búsqueda y Selección de Instancias de Prueba en la Literatura.

La investigación sobre el problema de reconfiguración de redes de distribución eléctrica requiere una cuidadosa elección de instancias de prueba. En esta sección, se explora la literatura con el objetivo de identificar ejemplos representativos que permitan una evaluación robusta de los enfoques propuestos. Este análisis se orienta hacia la búsqueda de instancias que no solo desafíen, sino que también reflejen de manera precisa situaciones del mundo real.

Es fundamental definir criterios de selección para guiar la inclusión o exclusión de instancias específicas. Estos pueden incluir, entre otros, realismo, complejidad y disponibilidad de datos. El realismo implica que la instancia represente fielmente características del mundo real como redes eléctricas. La complejidad indica que los desafíos deben ser significativos para evaluar adecuadamente la eficacia del algoritmo bajo diferentes condiciones. Por último, es importante contar con información transparente sobre topología y restricciones de los componentes involucrados en el procesamiento del problema planteado. Además, se prioriza a aquellas instancias utilizadas previamente por investigaciones anteriores reconocidas en literatura especializada relacionada al tema tratado.

Esto se llevó a cabo mediante una revisión sistemática de la literatura, utilizando bases de datos académicas y repositorios especializados. Se utilizaron términos específicos para buscar información relacionada con "sistemas de prueba para RDS" o "instancias para RSD", entre otros similares.

- Sistema de 13 nodos.

El trabajo de Mariño [8] sobre la reconfiguración del sistema de distribución propone un modelo modificado de 13 nodos de la IEEE, es un sistema que se ha diseñado para estudiar redes eléctricas con topología radial. Está alimentada por un transformador de 5000 KVA, con 115kV a 4.16kV. Además, incorpora otro transformador llamado "XFM-1" que solo proveerá energía a una sola barra del sistema totalmente balanceada y provista con cargas puntuales.

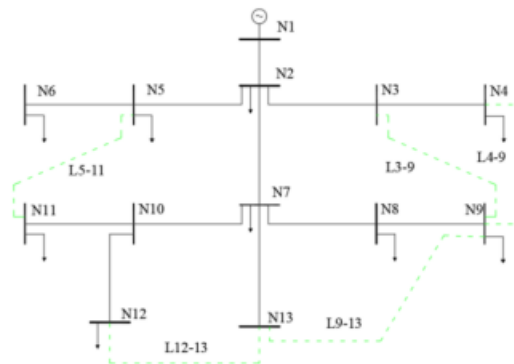


Fig. 1. Sistema de 13 nodos-IEEE modificado.

- Sistema de 14 nodos.

El sistema de prueba IEEE 14-bus es altamente conocido en el ámbito de la investigación de sistemas de potencia eléctrica. Se trata de un modelo simplificado de una red eléctrica que consta de 14 nodos, o barras, y se utiliza para probar y comparar diferentes algoritmos, métodos de análisis y estrategias de operación en sistemas de energía. Este sistema tiene una estructura en la que los nodos representan buses en la red eléctrica, y las conexiones entre ellos se establecen mediante líneas de transmisión. Cada nodo puede ser una carga, una fuente de generación o una subestación, dependiendo del contexto del estudio. Los datos asociados incluyen información como la demanda de carga, la capacidad de generación y los parámetros de las líneas de transmisión [11].

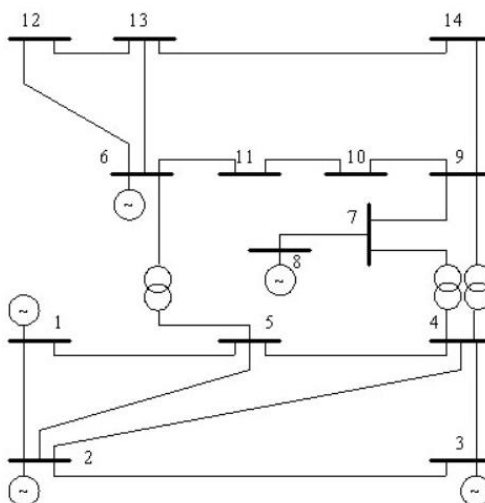


Fig. 2. Sistema de prueba de 14 barras de IEEE.

- Sistema de 33 nodos.

El trabajo de Venkatesh [17] sobre la optimización de la reconfiguración en sistemas de distribución radial es una contribución significativa a los problemas críticos que se deben abordar para maximizar la capacidad de carga. Su instancia específica con 33 nodos ha servido como escenario fundamental para evaluar el éxito o fracaso del enfoque propuesto, así como su efectividad bajo condiciones más realistas y desafiantes.

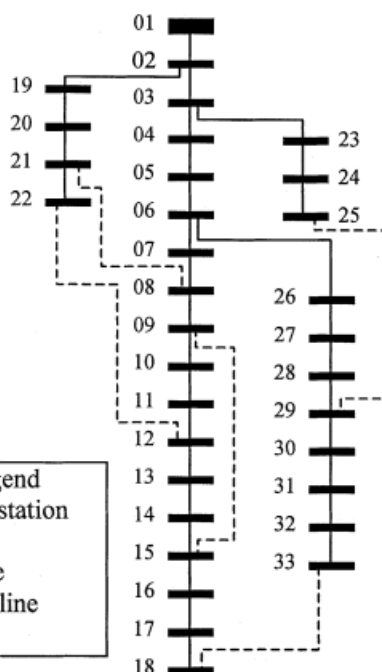


Fig. 3. Sistema de distribución radial de 33 Nodos propuesto por Venkatesh.

- Sistema de 84 nodos.

Tran The et al. [15] utiliza como sistema de prueba una red de distribución de 84 barras. Se trata de la red operativa de la Compañía Eléctrica de Taiwán, que cuenta con 83 interruptores de seccionamiento y

13 interruptores de enlace, operando a una tensión de 11,4 kV. El sistema está configurado con líneas aéreas y cables subterráneos, abarcando un total de 12 alimentadores. La carga total del sistema, según un informe [36], es de 28,35 MW y 20,70 MVar.

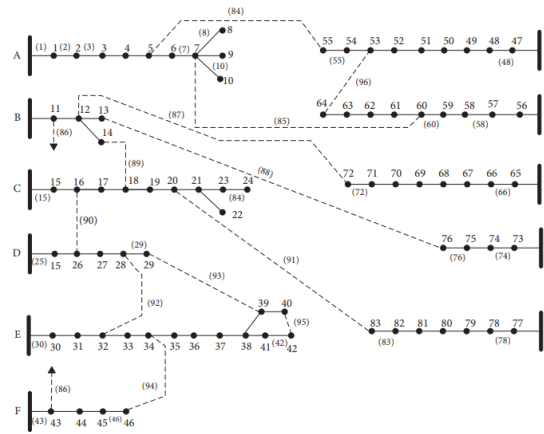


FIGURE 5: Single-line diagram of the 84-bus test system.

Fig. 4. Sistema de 84 barras.

- Sistema de 135 nodos.

El trabajo de Mantovani [11] sobre la reconfiguración del sistema de distribución de radio utilizando el criterio de caída de tensión es una contribución significativa a la mejora continua en los sistemas eléctricos. Mantovani trabaja con un sistema real de 135 barras, 21 interruptores y 100 MVA como potencia base a 13,6 kV con un límite de tensión mínimo de 95 pu.

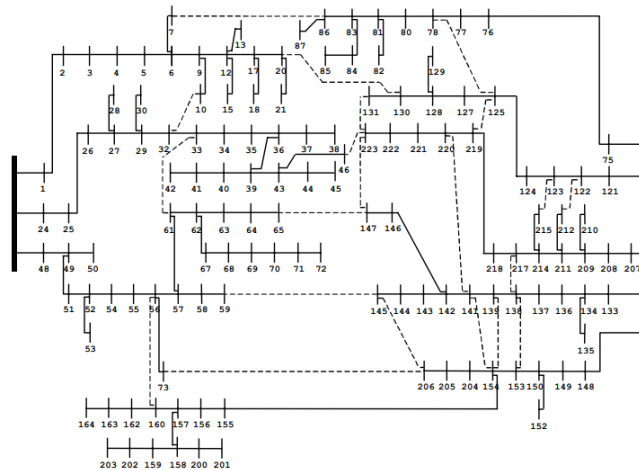


Fig. 5. Sistema de prueba de 136 barras.

2. Definición de Métricas de Comparación

Métrica 1: análisis de complejidad usando notación asintótica.

La notación asintótica, en especial la notación O grande, constituye un marco conceptual esencial para la evaluación de algoritmos, proporcionando una perspectiva abstracta sobre el rendimiento en función del tamaño de entrada. En el contexto específico de nuestro código de optimización para la reconfiguración de redes en sistemas de distribución, esta métrica se vuelve aún más relevante dada la

complejidad inherente de estos problemas. Al analizar el crecimiento asintótico del tiempo de ejecución en relación con el tamaño de la red, se puede identificar patrones que revelan cómo la complejidad del algoritmo escala con problemas de mayor envergadura.

Esta perspectiva a gran escala resulta crucial en problemas de optimización que implican estructuras de red complejas, como la reconfiguración de sistemas de distribución eléctrica. La notación asintótica, al proporcionar una comprensión profunda de la eficiencia intrínseca de tu solución, facilita comparaciones significativas con otras implementaciones y algoritmos existentes. En el ámbito específico de la reconfiguración de redes, donde la carga balanceada y la reducción de pérdidas son objetivos críticos, la notación asintótica permite prever el rendimiento del código a medida que enfrenta redes de distribución más grandes y complejas.

Además, la notación asintótica simplifica la comparación entre diferentes enfoques y algoritmos, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones en la selección de estrategias de optimización. Esto es especialmente valioso en proyectos de ingeniería eléctrica, donde la eficiencia y la escalabilidad son críticas para abordar problemas de gran envergadura. Al evaluar la eficiencia computacional en términos de notación asintótica, los investigadores y profesionales pueden anticipar cómo se comportará su algoritmo en situaciones prácticas con conjuntos de datos considerablemente grandes. La notación asintótica emerge como una métrica esencial y conveniente para comprender y comparar la eficiencia computacional de nuestro código de optimización en el contexto específico de la reconfiguración de redes en sistemas de distribución eléctrica.

A continuación, se mostrará el análisis de complejidad que se realizó del código.

- (1) Definición de Parámetros y Estructuras de Datos: las operaciones de asignación de valores a parámetros y estructuras de datos tienen una complejidad constante $O(1)$ en función del tamaño del conjunto de nodos y arcos, lo que es insignificante en comparación con las operaciones posteriores. La complejidad aquí es esencialmente determinada por la cantidad de nodos y arcos.
- (2) Lectura de Datos: la lectura de datos desde un archivo tiene una complejidad lineal $O(N)$, donde N es la cantidad de barras en el sistema. La complejidad depende del tamaño del conjunto de barras.
- (3) Creación de Estructuras de Datos (Grafo): la creación del grafo implica la adición de nodos y arcos, siendo lineal con respecto a la cantidad de nodos y arcos. En este caso, la complejidad es $O(N + E)$, donde N es la cantidad de nodos y E es la cantidad de arcos.
- (4) Visualización del Grafo: la visualización del grafo no afecta significativamente la complejidad general del algoritmo y se puede considerar $O(1)$, ya que es una operación independiente del tamaño del grafo.
- (5) Definición del Modelo de Optimización: la definición del modelo de optimización implica la creación de variables de decisión y restricciones. Dado que la cantidad de nodos y arcos afecta directamente la cantidad de variables y restricciones, la complejidad es $O(N + E)$, donde N es la cantidad de nodos y E es la cantidad de arcos.
- (6) Ejecución del Optimizador: la ejecución del optimizador es la etapa más intensiva en términos computacionales. La complejidad depende de varios factores, incluido el método de optimización utilizado por *Gurobi*. En términos generales, la complejidad es influenciada principalmente por la cantidad de variables y restricciones en el modelo, así como por la estructura del problema. En problemas grandes y complejos, la complejidad podría ser significativa, pero puede variar.

En conclusión, el código generalmente tiene una complejidad lineal en términos de la cantidad de nodos y arcos ($O(N + E)$), donde N es la cantidad de nodos y E es la cantidad de arcos en el grafo. Sin embargo, la complejidad específica puede variar según la implementación interna del optimizador Gurobi y la

estructura del problema de optimización. La ejecución del optimizador es la parte más costosa en términos computacionales y podría aumentar significativamente en problemas grandes y complejos.

Métrica 2: análisis de la demora computacional.

La demora computacional, también conocida como tiempo de ejecución, es una métrica crucial para evaluar el rendimiento práctico de un algoritmo. A diferencia de la notación asintótica, que proporciona una visión teórica del crecimiento del algoritmo en relación con el tamaño de entrada, la demora computacional se centra en la realidad de la ejecución del código en un entorno específico.

En el contexto de nuestra implementación para la reconfiguración de redes en sistemas de distribución eléctrica, la demora computacional depende de varios factores, incluidos el tamaño de la red, la complejidad del modelo de optimización y la eficiencia del optimizador *Gurobi*. La ejecución del optimizador es una operación intensiva en términos computacionales y su demora puede variar en función de la complejidad del problema.

Es fundamental considerar que la demora computacional no se rige únicamente por la cantidad de nodos y arcos en el grafo, sino también por la naturaleza de las restricciones y variables del modelo de optimización. Problemas con mayor cantidad de restricciones y variables tienden a tener demoras computacionales mayores.

Al evaluar la demora computacional de tu código, es recomendable realizar experimentos prácticos con conjuntos de datos representativos de problemas del mundo real. Estos experimentos permitirán obtener información concreta sobre el rendimiento temporal de tu algoritmo en situaciones prácticas. Además, considerar el tiempo de ejecución en relación con el crecimiento del tamaño de la red proporcionará información valiosa sobre la escalabilidad de tu implementación.

Esta métrica es esencial para evaluar la eficiencia práctica de nuestro código de optimización. A través de experimentos y análisis de tiempo de ejecución, podremos obtener una comprensión detallada de cómo tu algoritmo se desempeña en situaciones del mundo real, complementando así la información proporcionada por la notación asintótica.

Usando la librería *time* de Python, calculamos la demora computacional de nuestro código para diferentes cantidades de barras. Exponemos a continuación los resultados:

- (1) 14 barras: el procedimiento tomó 522.39 milisegundos (0.52 segundos).
- (2) 33 barras: el procedimiento tomó 254.63 milisegundos (0.25 segundos).
- (3) 84 barras: el procedimiento tomó 598.72 milisegundos (0.60 segundos).
- (4) 136 barras: el procedimiento tomó 1438.26 milisegundos (1.44 segundos).

3. Visualización de Resultados y Topologías Finales.

Se reconoce la dificultad en la búsqueda de representaciones visuales sobresalientes para las complejas redes eléctricas. Alcanzar la excelencia en las visualizaciones ha presentado ciertos retos. Las representaciones visuales de las topologías finales y métricas operativas se han enfrentado a obstáculos al intentar equilibrar la intrincada complejidad de los sistemas eléctricos con la necesidad de transmitir la información de manera clara. A pesar de probar algoritmos como Kamada-Kawai y Fruchterman-Reingold, se ha encontrado que la disposición de nodos y conexiones, especialmente en redes extensas, es un desafío constante.

A continuación, se presentan las visualizaciones finales para los diferentes sistemas de prueba:

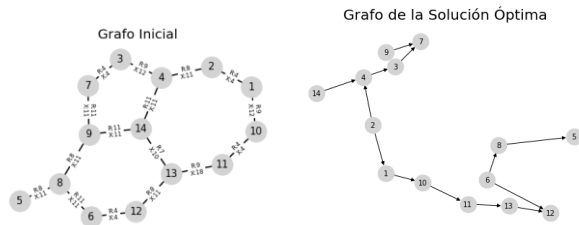


Fig. 6. Visualización 13 barras

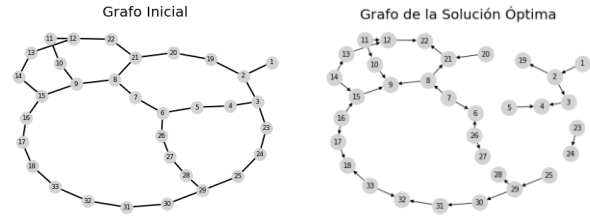
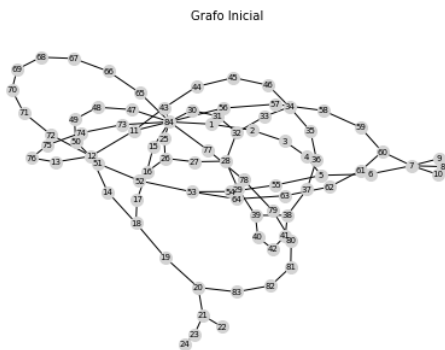


Fig. 7. Visualización 33 barras



Grafo de la Solución Óptima

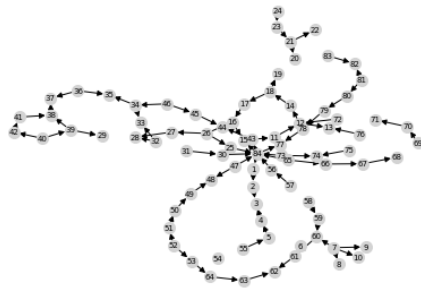
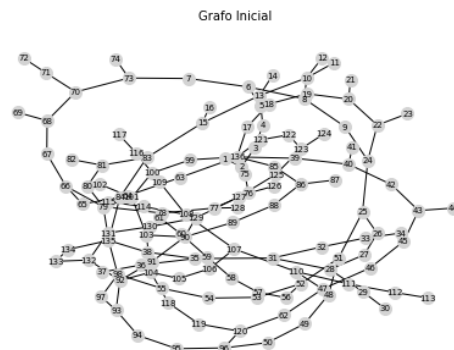


Fig. 8. Visualización 84 barras.



Grafo de la Solución Óptima

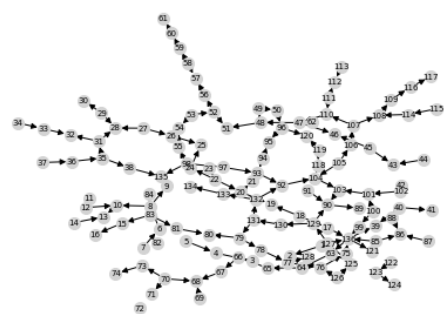


Fig. 9. Visualización 136 barras

Las métricas de rendimiento del procedimiento proporcionan una visión de su eficacia en diversas configuraciones de red. En entornos con 14 barras, el análisis se ejecuta en 0.52 segundos, destacando la eficiencia ante redes menos complejas. A medida que la complejidad aumenta con 33 barras, la eficiencia se consolida con un tiempo de ejecución de 0.25 segundos, evidenciando una optimización efectiva del algoritmo. La red de 84 barras presenta un desafío más sustancial, con un tiempo de 0.60 segundos, mientras que el escenario más complejo de 136 barras demora 1.44 segundos, reflejando una adaptabilidad valiosa del procedimiento. Estas métricas, más allá de ser tiempos de ejecución, revelan la robustez y capacidad de respuesta del enfoque utilizado frente a diferentes niveles de complejidad en la reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica.

En cuanto a las métricas operativas, la presentación gráfica se enfrenta a traducir la información clave de manera efectiva sin perder la accesibilidad visual. La elección cuidadosa de elementos visuales, como colores y tamaños, ha sido un proceso en evolución para encontrar el equilibrio adecuado. A pesar de estos

desafíos, se ve la oportunidad valiosa de mejorar, integrando las lecciones aprendidas de las métricas de rendimiento para perfeccionar aún más el proceso de presentación gráfica.

4. Propuesta de Análisis y Discusión de Resultados

Al profundizar en el análisis del impacto de los sistemas de prueba en el problema de reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica (RSD), se observa un proceso complejo que requiere una revisión minuciosa y reflexiva para entender completamente su relevancia en el campo. Al revisar críticamente la representación de las redes eléctricas en las instancias de prueba seleccionadas, se destaca la importancia de evaluar la robustez y la fidelidad de los datos asociados. Sin embargo, es importante cuestionar si estas instancias reflejan de manera adecuada la diversidad de desafíos que enfrentan las redes de distribución en la vida real. En la evaluación de los resultados, se profundiza más allá de las métricas superficiales para comprender cómo los cambios propuestos afectan la eficiencia operativa y la calidad del suministro eléctrico. Se desglosa la mejora de las pérdidas de potencia y la optimización de los perfiles de voltaje en diversas situaciones operativas, considerando la variabilidad de la demanda y las condiciones de carga.

En términos de implicaciones prácticas, se examina cómo estas soluciones podrían implementarse en situaciones del mundo real, evaluando su aplicabilidad en sistemas de distribución existentes y considerando los desafíos potenciales durante una implementación a mayor escala. Se plantean preguntas importantes para obtener una comprensión completa de la aplicabilidad y viabilidad práctica de las estrategias de reconfiguración. Las limitaciones y restricciones de los sistemas de prueba no son pasadas por alto, y se identifican las condiciones en las que las estrategias propuestas pueden tener limitaciones o consecuencias no deseadas. Esta comprensión crítica establece las bases para futuras mejoras y ajustes en las estrategias de reconfiguración.

En cuanto a la contribución al campo de RSD, se evalúa si los resultados representan un avance significativo. Se considera si se proponen nuevas ideas o enfoques que desafíen la norma establecida y si abordan de manera efectiva los desafíos emergentes en la gestión de las redes eléctricas. La contextualización de la investigación en el marco más amplio del avance científico y tecnológico es esencial para entender su relevancia general.

5. Bibliografía

- [1] Baran, M.E., & Wu, F.F. (1989). Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. *IEEE Power Engineering Review*, 9, 101-102.
- [2] Borges, M. C. O., Franco, J. F., & Rider, M. J. (2014). Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Systems Using Mathematical Programming. Fecha de publicación: 28 de agosto de 2013. URL: [https://github.com/tabarespozos/Flujo en redes 202302/blob/main/Proyecto/2-Optimal%20Reconfiguration](https://github.com/tabarespozos/Flujo%20en%20redes%20202302/blob/main/Proyecto/2-Optimal%20Reconfiguration)
- [3] Carvajal, S. X., López, J. M., & Lemoine, C. A. (2009). Reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas. *Tecnura*, 12(24), 14-22.
- [4] Gebru, Y., Aeggegn, D., Kefale, H., & Gizaw, K. (2021). Performance enhancement of radial distribution system using simultaneous network reconfiguration and switched capacitor bank placement. *Cogent Engineering*, 8, 1897929. <https://doi.org/10.1080/23311916.2021.1897929>

- [5] Hernández Figueroa, J. (2013). Reconfiguración de redes eléctricas en sistemas de distribución de energía eléctrica utilizando Teoría de Grafos.
- [6] Jabr, Rabih. (2013). Polyhedral Formulations and Loop Elimination Constraints for Distribution Network Expansion Planning. *Power Systems, IEEE Transactions on*. 28. 1888-1897. 10.1109/TPWRS.2012.2230652.
- [7] Lavorato, M., Franco, J.F., Rider, M.J., & Romero, R.A. (2012). Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27, 172-180.
- [8] Mariño, W. (2022). Reconfiguración del sistema de distribución para mejora del perfil de voltaje utilizando la optimización mejorada de enjambre de partículas (Trabajo de titulación de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana de Quito)
- [9] Mirjalili, S. M., & Yang, X.-S. (2014). Binary bat algorithm. *Neural Computing and Applications*, 25(3-4), 663-681. <https://doi.org/10.1007/s00521-013-1525-5>
- [10] Mon, M.Y. (2014). Design and Calculation of 5 MVAR Shunt Capacitor Bank at 33 kV Bus in Distribution Substation.
- [11] Mantovani, J. R. S., Casari, F., & Romero, R. A. (2000). Reconfiguracao de sistemas de distribuicao radiais utilizando o criterio de queda de tensao. *Controle and Automacao*, 11(3), 150-159.
- [12] Quintero Durán, M, Candelo Becerra, J y Cabana Jiménez, K. (2019). Distribution network reconfiguration with large number of switches solved by a modified binary bat algorithm and improved seed population. *Tehnicki vjesnik*.
- [13] Salau, A.O., Gebru, Y.W., & Bitew, D. (2020). Optimal network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile enhancement in distribution systems. *Heliyon*, 6.
- [14] Shafik, M., Rashed, G., Chen, H., Elkadeem, M. R., & Wang, S. (2019). Reconfiguration Strategy for Active Distribution Networks with Soft Open Points. En *Proceedings of the 2019 6th International Conference on Industrial Engineering and Applications* (pp. 330-334). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2019.8833865>
- [15] Tran The, T., Vo Ngoc, D., & Tran Anh, N. (2020). Distribution Network Reconfiguration for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement Using Chaotic Stochastic Fractal Search Algorithm. *Complexity*, 2020, 2353901. <https://doi.org/10.1155/2020/2353901>
- [16] Short, T. A. (2003). *Electric Power Distribution Handbook*. Power Publishing. 9 Flujo en Redes Universidad de los Andes
- [17] Venkatesh, B., Ranjan, R., & Gooi, H. B. (2004). Optimal reconfiguration of radial distribution systems to maximize loadability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 260-266.
- [18] Verma, E. P. (2016). Mesh Interconnection Network Definition, Advantages, Disadvantages. YuvaYana. <https://er.yuvayana.org/mesh-interconnection-network-definition-advantages-disadvantages/>
- [19] Wen-jie, G., Litao, Y., Aoyang, H., & Zhengjie, L. (2021). Optimal Dispatch Model of Active Distribution Network Based on Particle Swarm optimization Algorithm with Random Weight. 2021 IEEE 2nd International Conference on Big Data, Artificial Intelligence and Internet of Things Engineering (ICBAIE), 482-485.10 Flujo en Redes Universidad de los Andes

[20] Zheng, W., Huang, W., Hill, D. J., & Hou, Y. (2021). An Adaptive Distributionally Robust Model for Three-Phase Distribution Network Reconfiguration. IEEE Transactions on Smart Grid, 12(2), 1224-1237. <https://doi.org/10.1109/TSG.2020.3030299>