



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCION DE POSGRADÓ

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de magister en
Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor:

Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

Tutor

Ing. Luigi Orlando Freire Martínez. MSc

LATACUNGA - ECUADOR

APROBACION DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación "**Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica**" presentado por **Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín**, para optar por el título magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes y se considera que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores que se designe y su exposición y defensa pública.

Latacunga, enero, 30, 2024


.....
Ing. Luigi Orlando Freire Martínez MSc

CC: 050252958-9

APROBACION DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: **Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica**, ha sido revisado, aprobado y autorizada su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que el estudiante pueda presentarse a la exposición y defensa.


Latacunga, enero, 30, 2024



.....
Ing. Jefferson Alberto Porras Reyes MSc.

CC: 0704400449

Presidente del tribunal



.....
Ing. Carlos Iván Quinatoa Caiza MSc.

CC: 0503287864

Lector 2



.....
Ing. Efrén Damián Albán Andrade MSc.

CC: 0502529514

Lector 3

DEDICATORIA

Dedicado a mis hijos por ser el pilar
fundamental para poder concluir con
mi trabajo de investigación
Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

AGRADECIMIENTO

Gracias a mi familia por su apoyo
incondicional para poder concluir
con mi trabajo de investigación
Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asume la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente Trabajo de Titulación.

Latacunga, enero, 30, 2024



.....

Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

CC: 0503067902

RENUNCIA DE DERECHOS

Quien suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, enero, 30, 2024



.....

Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

CC: 0503067902

AVAL DEL PRESIDENTE

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica**, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los miembros del tribunal en la predefinidas.

Latacunga, enero, 30, 2024



.....

Ing. Jefferson Alberto Porras Reyes MSc.

CC: 0704400449

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI
DIRECCION DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCION SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Título: Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

Autor: Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

Tutor: Ing. Luigi Orlando Freire Martínez. MSc

RESUMEN

El estudio propone una metodología para abordar la reconfiguración de las redes de distribución eléctrica, formulándola como un modelo de optimización no lineal de enteros mixtos. La complejidad surge de los seccionadores, de comportamiento binario, y de las ecuaciones no lineales de flujo de potencia. Se destaca la falta de programas eficientes y fiables para resolver estos retos. Se propone un enfoque solucionable como modelo convexo inte-ger mixto, implementado en Julia con JuMP para la optimización y los solucionadores Ipopt y CPLEX. Se compara con el funcionamiento estándar del sistema para validar las formulaciones propuestas, incluyendo modelos relajados de naturaleza convexa. La implementación se valida en dos casos de estudio, uno creado para la investigación y otro utilizando un sistema radial IEEE de 118 barras. Los resultados muestran ventajas significativas en velocidad computacional y calidad de respuesta, mejorando el coste de operación del sistema de distribución entre un 1% y un 12%. Es importante destacar que la modificación de los seccionadores no implica costes adicionales en la operación del sistema. Este trabajo aporta modelos convexos eficientes para resolver problemas de reconfiguración en redes eléctricas.

PALABRAS CLAVE: Reconfiguración de redes; JuMP; optimización; no lineal; optimización convexa.

**UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI DIRECCION DE POSGRADO
MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

Title: Optimal Reconfiguration of Electricity Distribution Networks

Autor: Ing. Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín

Tutor: Ing. Luigi Orlando Freire Martínez. MSc

ABSTRACT

The study proposes a methodology to address the reconfiguration of electrical distribution networks, formulating it as a mixed integer nonlinear optimization model. The complexity arises from disconnectors, with binary behavior, and nonlinear power flow equations. The lack of efficient and reliable programs to solve these challenges is highlighted. A solvable approach is proposed as a mixed integer convex model, implemented in Julia with JuMP for optimization and the solvers Ipopt and CPLEX. It is compared with the standard operation of the system to validate the proposed formulations, including relaxed models of convex nature. The implementation is validated on two case studies, one created for the research and the other using a 118-bar IEEE radial system. The results show remarkable advantages in computational speed and response quality, improving the operating cost of the distribution system between 1% and 12%. It is important to highlight that the modification of disconnectors does not imply additional costs in the operation of the system. This work contributes with efficient convex models to solve reconfiguration problems in electrical networks

Keywords: Network reconfiguration; JuMP; optimization; no lineal; optimization convexa.

Yo, Sandra Maribel Marín Chacón con cédula de identidad número **0503259723**, licenciada en Ciencia de la Educación mención Inglés con número de registro de la SENESCYT **1020-11-1093704**; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: **Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica** aspirante a magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

Latacunga, enero, 30, 2024



Lic. Sandra Marín

CC: 050325972-3

ÍNDICE

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACION	1
APROBACION DEL TUTOR'	2
CERTIFICO	2
APROBACION DEL TRIBUNAL.....	3
RENUNCIA DE DERECHOS	7
AVAL DEL PRESIDENTE.....	7
RESUMEN.....	9
ABSTRACT	11
1. INFORMACION GENERAL.....	2
2. INTRODUCCIÓN	2
3. MATERIALES Y MÉTODOS.....	4
3.1. Modelo de reconfiguración de redes de Distribución	4
3.2. Metodología para reconfiguración óptima de redes de distribución	6
3.3. Modelo Final.....	7
4. Resultados	10
3.1. Análisis de discusión	12
4. Conclusiones.....	17
Referencias	18

1. INFORMACION GENERAL

Título del Proyecto:	Reconfiguración Óptima de Redes de Distribución de Energía Eléctrica
Línea de investigación:	Energías alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental
Proyecto de investigación asociada:	Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional
Grupo de Investigación:	Sistemas Eléctricos de Potencia
Red nacional o internacional:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE

2. INTRODUCCIÓN

El Sistema Eléctrico de Distribución (SED) constituye la red más extensa en un sistema eléctrico de potencia, siendo propenso a diversos efectos no deseados como pérdidas de potencia (Zhu et al., 2009). Según investigaciones recientes (Badran et al., 2017; Castillo et al., 2022), el 70% de las pérdidas totales del sistema eléctrico provienen del SED, principalmente en alimentadores primarios y secundarios. Además, se presentan fluctuaciones de voltaje (Bahadoorsingh et al., 2007; Freire et al., 2019) y desbalance de carga en barras específicas (Baran & Wu, 1989), afectando la confiabilidad del sistema y resaltando la necesidad de optimizar el SED. Los avances tecnológicos contemporáneos introducen cambios en las redes de distribución, incluyendo nuevos tipos de generación y dispositivos de comunicación, protección y medición. Estos cambios buscan mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema, pero plantean desafíos adicionales (Cavlovic, 2011; Bahmanyar et al., 2016). La topología típica del SED es radial, dirigida al

consumidor final, con un suministro de energía a la carga a través de un solo alimentador primario y secundario. En caso de fallas, los seccionadores, estratégicamente ubicados, actúan para garantizar la selectividad del SED (Hashemi-Dezaki et al., 2015). Estos seccionadores, con estados abierto y cerrado, permiten cambios en la topología de los alimentadores, transfiriendo la demanda eléctrica sin perder la propiedad radial. Los avances tecnológicos han facilitado la operación remota de estos seccionadores por parte de los operadores del sistema, permitiendo respuestas rápidas ante contingencias, cambios en la demanda o generación desde el centro de control y operación del SED. La eficacia del SED, medida por la mejora de niveles de voltaje, la reducción de pérdidas, el equilibrio de cargas y la mejora de la confiabilidad, depende en gran medida de la configuración de la red. La reconfiguración del SED, una estrategia estudiada para lograr un funcionamiento óptimo del sistema (Badran et al., 2017), busca obtener una topología que mantenga una carga balanceada y permita la restauración del sistema ante cualquier contingencia. Sin embargo, este proceso de reconfiguración se enfrenta a desafíos matemáticos significativos. La consideración de números enteros (1 y 0 para simular los estados) convierte el problema en un modelo NP-hard. Además, al incorporar el flujo de potencia real, el problema se vuelve no lineal, y finalmente, se presenta como un problema no lineal entero mixto, con una complejidad que puede resultar difícil de abordar. La investigación propone abordar este desafío utilizando la programación cónica de segundo orden como enfoque (Dall'Anese & Giannakis, 2014). Investigaciones anteriores, como las de Ramos et al. (2005) y Romero-Ramos et al. (2010), han explorado métodos para linealizar el modelo y formular pérdidas de manera exacta. Khodr et al. (2009) han propuesto un modelo no lineal entero-mixto que considera el modelo exacto de pérdidas, utilizando una técnica de descomposición de Benders aplicada a sistemas de distribución de mayor tamaño. El ingreso de la generación distribuida al sistema ha sido objeto de estudio (Capitanescu et al., 2015), evaluando su impacto en la

reconfiguración y la capacidad de la topología actual para integrarla. No obstante, estas investigaciones no garantizan una solución óptima real. Jabr et al. (2012) han propuesto un modelo de optimización convexo entero-mixto que busca minimizar las pérdidas, ofreciendo la posibilidad de garantizar la mejor solución en tolerancias específicas, mediante software comercial. Otros estudios, como el de Butler et al. (2001), buscan mejorar la restauración del servicio sin fallas mediante la reconfiguración óptima de la red. Las investigaciones actuales, como las de Mauricio & Villarruel (2019), Redrobán Amores (2019) y Alexander & Ochoa (2020), recurren a métodos heurísticos como algoritmos genéticos u optimización por colonias de hormigas para abordar el problema de configuración óptima de redes de distribución. Sin embargo, estos métodos no garantizan la calidad de la solución. En contraste, el modelo propuesto tiene como objetivo proporcionar una garantía de solución óptima global, considerando el modelo relajado de flujos de potencia radial. La elección de software libre, como Julia, se considera crucial para la reproducibilidad y la inclusión en futuras investigaciones. Julia, con licencia MIT y código fuente en GitHub, destaca por su eficiencia y flex

3. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. Modelo de reconfiguración de redes de Distribución

Para plantear este modelo se considera como base el modelo de operación de un sistema eléctrico en estado estable. Adicionalmente, consideramos los estados de operación de seccionadores por lo tanto este problema para la reconfiguración de redes de distribución se convierte en un problema no lineal entero mixto. La formulación de este modelo se presenta a continuación:

Función Objetivo:

$$\min v = \sum_{d \in \Omega_d} c_d^{ls} \alpha_d \left(\sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,d}^{qdr} + \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij}^{ch} I_{ij,d}^{ch,qdr} \right) \quad (1)$$

Sujeto a

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + \sum_{ki \in \Omega_{ch}} P_{ki,d}^{ch} - \sum_{ki \in \Omega_{ch}} P_{ij,d}^{ch} + P_{i,d}^S = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (2)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + \sum_{ki \in \Omega_{ch}} Q_{ki,d}^{ch} - \sum_{ki \in \Omega_{ch}} Q_{ij,d}^{ch} + Q_{i,d}^S + \varepsilon_{i,d} b_i^{sh} V_{i,d}^{qdr} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (3)$$

$$V_{i,d}^{qdr} - 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d}^{qdr} - V_{j,d}^{qdr} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (1)$$

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} = P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (5)$$

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} = (P_{ij,d}^{ch})^2 + (Q_{ij,d}^{ch})^2 \quad \forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d \quad (6)$$

$$|V_{j,d}^{qdr} + V_{i,d}^{qdr}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - w_{ij}) \quad (7)$$

$$|P_{ij,d}^{ch}| \leq (\bar{V} \bar{I}_{ij}^{ch}) w_{ij} \quad (8)$$

$$|Q_{ij,d}^{ch}| \leq (\bar{V} \bar{I}_{ij}^{ch}) w_{ij} \quad (9)$$

$$|\Omega_l| + \sum_{ij \in \Omega_{ch}} w_{ij} = |\Omega_b| - 1 \quad (10)$$

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,d}^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad (11)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (12)$$

$$0 \leq I_{ij,d}^{ch,qdr} \leq (\bar{I}_{ij}^{ch})^2 w_{ij} \quad \forall ch \in \Omega_{ch}, \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (13)$$

$$\varepsilon_{i,d}, w_{ij} \text{ binario} \quad (14)$$

La función objetivo expuesta en (1) busca minimizar el costo de las pérdidas de potencia activa del sistema, mientras que el balance de potencia activa y reactiva en cada nodo se representa en las ecuaciones (2)-(3), también se calcula la caída de voltaje entre nodos en la ecuación (4), la restricción (5) define la magnitud de corriente a lo largo de los alimentadores del sistema, (6) es análogo a la ecuación

anterior, pero esta se aplica para los seccionadores. La ecuación (7) controla el voltaje entre nodos donde se encuentre un seccionador, la variable binaria limita a que los voltajes entre los nodos pueden variar libremente (seccionador abierto) o voltajes deben ser iguales (seccionador cerrado). Las ecuaciones (8), (9) y (13) coloca los límites de operación del seccionador, solo en caso de que el seccionador sea activado mientras que las restricciones (11) y (12) definen los límites de voltaje y corriente en la operación del sistema. El balance de potencia y la radicalidad de la red se aseguran mediante la ecuación (10). Finalmente (13) define la operación de capacitores y seccionadores como variables binarias.

3.2. Metodología para reconfiguración óptima de redes de distribución

El modelo propuesto en la sección anterior se presenta como un modelo no lineal entero mixto. La solución óptima en este tipo de problemas no lineales es difícil de garantizar; sin embargo, existen procesos de convexificación que ayudan a relajar el problema inicial y encontrar una solución cercana al modelo no lineal. Además de las ecuaciones (5) y (6) que presentan no linealidades, la ecuación (3) puede convertirse en no lineal si se incluye la operación de capacitores. Este cambio añade la variable auxiliar $Q_{i,d}^{sh}$ que representa la operación de capacitores, por lo tanto, esto reformularía el modelo mediante el cambio de la ecuación (3) y la adición de una nueva restricción de la siguiente manera:

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q + X_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + \sum_{ki \in \Omega_{ch}} Q_{ki,d}^{ch} - \sum_{ki \in \Omega_{ch}} Q_{ij,d}^{ch} \quad (15)$$

$$+ Q_{i,d}^s + Q_{i,d}^{sh} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

$$Q_{i,d}^{sh} = \varepsilon_{i,d} b_i^{sh} V_{i,d}^{qdr} \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (162)$$

Si se observa la ecuación (16) también presenta una ecuación no lineal, sin embargo, esta es reemplazada mediante una formulación disyuntiva o de Fortuny en las ecuaciones (17) y (18) para mantener también la variable discreta. Esta

formulación únicamente elimina la no linealidad, pero mantiene la respuesta de la formulación original, es decir, no se considera como relajación. es equivalente y no se la considera como relajación ya que la respuesta de esta reformulación es igual a la del problema original. Las ecuaciones se presentan a continuación:

$$-\varepsilon_{i,d}(b_i^{sh}\bar{V}^2) \leq Q_{i,d}^{sh} \leq \varepsilon_{i,d}(b_i^{sh}\bar{V}^2) \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (17)$$

$$\begin{aligned} -(b_i^{sh}\bar{V}^2)(1 - \varepsilon_{i,d}) \leq Q_{i,d}^{sh} - b_i^{sh}V_{i,d}^{qdr} \leq (b_i^{sh}\bar{V}^2)(1 - \varepsilon_{i,d}) \quad \forall i \\ \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \end{aligned} \quad (18)$$

Finalmente, para solucionar la no linealidad de (5) y (6) se relaja el modelo y se modifican las ecuaciones mencionadas de la siguiente manera:

$$I_{ij,d}^{qdr}V_{j,d}^{qdr} \geq P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (19)$$

$$I_{ij,d}^{qdr}V_{j,d}^{qdr} \geq (P_{ij,d}^{ch})^2 + (Q_{ij,d}^{ch})^2 \quad \forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d \quad (20)$$

El modelo resultante considera los siguientes parámetros: pérdidas de potencia activa, resistencias diferentes de cero en los ramales, una operación radial del sistema de distribución y que los variables de voltaje y corriente son cuadráticas.

3.3. Modelo Final

El modelo final se presenta como un problema de programación cónico de segundo orden entero mixto que es equivalente al problema no lineal entero mixto. Al mostrarse como un problema convexo se puede garantizar una solución mínimo o máximo global. A continuación, se presenta el modelo relajado de reconfiguración de redes de distribución.

Función Objetivo:

$$\min v = \sum_{d \in \Omega_d} c_d^{ls} \alpha_d \left(\sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij} I_{ij,d}^{qdr} + \sum_{ij \in \Omega_l} R_{ij}^{ch} I_{ij,d}^{ch,qdr} \right) \quad (21)$$

Sujeto a:

Ecuaciones de Balance de Potencia

$$\sum_{ki \in \Omega_l} P_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + \sum_{ki \in \Omega_{ch}} P_{ki,d}^{ch} - \sum_{ki \in \Omega_{ch}} P_{ij,d}^{ch} + P_{i,d}^S = P_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (22)$$

$$\sum_{ki \in \Omega_l} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^{qdr}) + \sum_{ki \in \Omega_{ch}} Q_{ki,d}^{ch} - \sum_{ki \in \Omega_{ch}} Q_{ij,d}^{ch} + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^{Sh} = Q_{i,d}^D \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (23)$$

Ecuación de Perdida Voltaje

$$V_{i,d}^{qdr} - 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) - Z_{ij}^2 I_{ij,d}^{qdr} - V_{j,d}^{qdr} = 0 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (24)$$

Restricción de Corriente en el Ramo

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} \geq P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (25)$$

Restricción de Corriente por el seccionador

$$I_{ij,d}^{qdr} V_{j,d}^{qdr} \geq (P_{ij,d}^{ch})^2 + (Q_{ij,d}^{ch})^2 \quad \forall ij \in \Omega_{ch}, \forall d \in \Omega_d \quad (36)$$

Restricción de voltaje en nodos adyacentes al seccionador

$$|V_{j,d}^{qdr} - V_{i,d}^{qdr}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2)(1 - w_{ij}) \quad (27)$$

Restricción de potencia activa y reactiva máxima en seccionador

$$|P_{ij,d}^{ch}| \leq (\bar{V}\bar{I}_{ij}^{ch})w_{ij} \quad (28)$$

$$|Q_{ij,d}^{ch}| \leq (\bar{V}\bar{I}_{ij}^{ch})w_{ij} \quad (29)$$

Restricción de Radialidad

$$|\Omega_l| + \sum_{ij \in \Omega_{ch}} w_{ij} = |\Omega_b| - 1 \quad (30)$$

Restricción de límite de voltaje en los nodos

$$\underline{V}^2 \leq V_{i,d}^{qdr} \leq \bar{V}^2 \quad (31)$$

Restricción de límite de corriente en el ramo

$$0 \leq I_{ij,d}^{qdr} \leq \bar{I}_{ij}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (32)$$

Restricción de límite de corriente en seccionador

$$0 \leq I_{ij,d}^{ch,qdr} \leq (\bar{I}_{ij}^{ch})^2 w_{ij} \quad \forall ch \in \Omega_{ch}, \forall ij \in \Omega_l, \forall d \in \Omega_d \quad (33)$$

Restricción de Operación de capacitores Shunt

$$-\varepsilon_{i,d}(b_i^{sh}\bar{V}^2) \leq Q_{i,d}^{sh} \leq \varepsilon_{i,d}(b_i^{sh}\bar{V}^2) \quad \forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d \quad (34)$$

$$-(b_i^{sh}\bar{V}^2)(1 - \varepsilon_{i,d}) \leq Q_{i,d}^{sh} - b_i^{sh}V_{i,d}^{qdr} \leq (b_i^{sh}\bar{V}^2)(1 - \varepsilon_{i,d}) \quad (35)$$

$$\forall i \in \Omega_b, \forall d \in \Omega_d$$

Restricción de variables auxiliares

$$\varepsilon_{i,d}, w_{ij} \text{ binario} \quad (36)$$

4. Resultados

El modelo matemático planteado se implementa en un sistema de distribución de 34 nodos, que consiste en una troncal principal cuya barra conectada a la subestación es la barra 1. Se compara un caso bases sin seccionadores y el mismo sistema incluyendo seccionadores con el fin de comparar cuál es su impacto. A continuación, se presenta una representación gráfica de la red de 34 nodos.

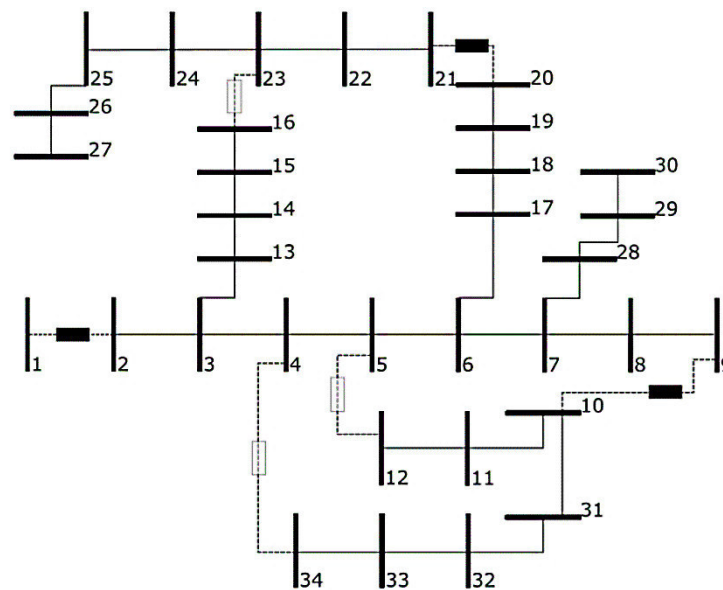


Fig. 1. Sistema de 34 nodos con seccionadores

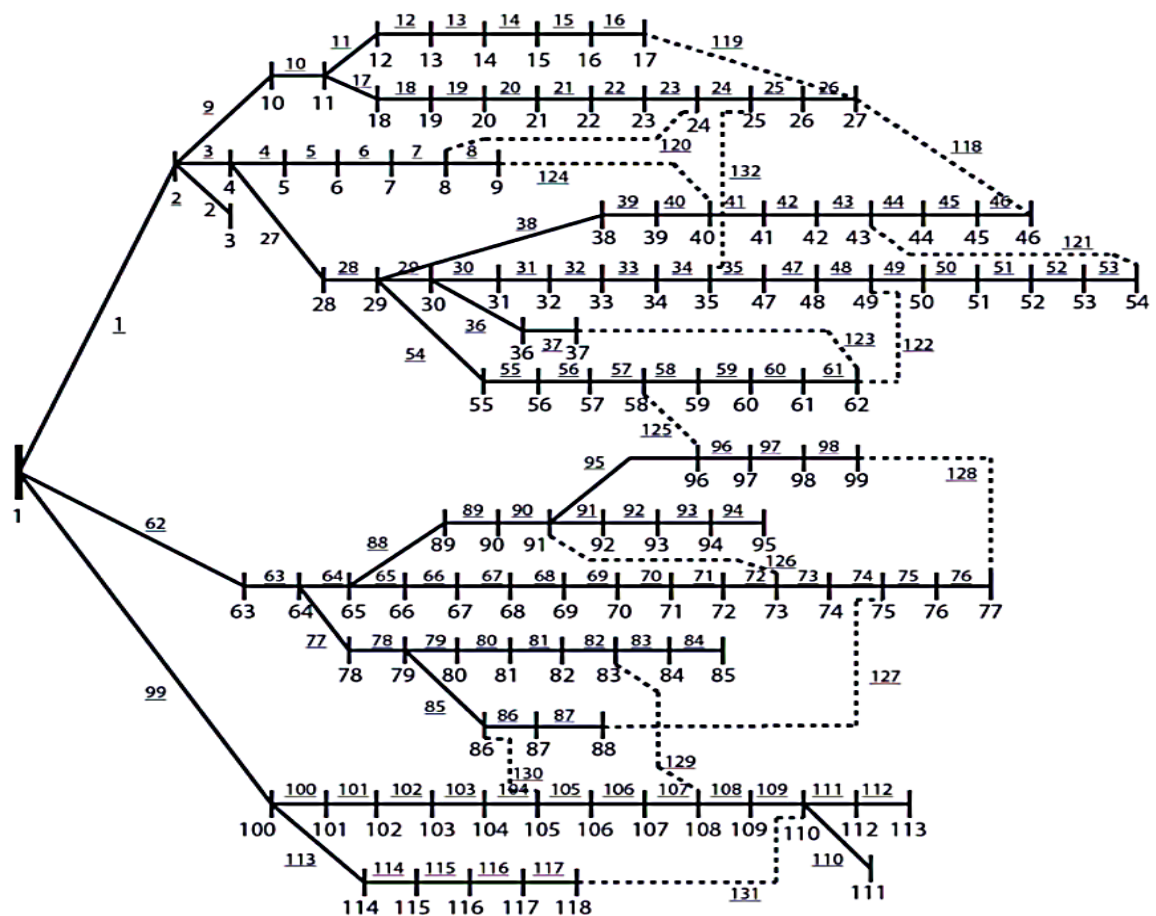


Fig. 2. Sistema de 118 nodos con sección 1

Adicional se aplica el método a un sistema con mayor número de barras para observar el crecimiento del problema ya que este determina por la cantidad de seccionadores presentes $N_c = |\Omega_{ch}|$ por la ecuación $2^{(N_c)}$, es decir que el primer sistema posee un total de 64 topologías posibles, mientras que el segundo caso poseería 32768 topologías. De estas posibles topologías, gran número de posibilidades no son prácticas, debido a que no cumplen con el requisito de radialidad o el de evitar zonas sin abastecimiento de energía.

3.1. Análisis de discusión

Analizando los resultados obtenidos del software (Julia-Jump) en conjunto de los solvers (CPLEX, IpOpt) es posible verificar el comportamiento de la red de distribución para distintos estados de demanda, al igual que para distintas configuraciones de la red. Es importante mostrar la eficacia de la herramienta que para este caso de estudio fue la minimización de una función de pérdidas, pero puede ser utilizada con otras funciones dependiendo del criterio a ser utilizado. Para el primer caso de estudio que posee 3 estados de demanda, es posible comprobar que el modelo relajado planteado presenta una respuesta casi igual a la del modelo no lineal habiendo una diferencia entre funciones objetivo del 0.0002%, que para términos prácticos no es considerada. Aun así, en casos donde la relajación no encuentre un punto mínimo o máximo del problema no lineal, si es una información muy importante ya que este punto suele utilizarse como punto inicial para a solución del problema original por su gran cercanía al óptimo global.

Tabla 1. Resultados Caso I 1

MODELO	Operación del SDE sin Reconfiguración	Operación del SDE sin Reconfiguración	Operación del SDE con Reconfiguración
Tipo	No Lineal	Relajado Cónico	Cónico entero mixto
Solver	Ipopt-No lineal	CPLEX-Cónico	CPLEX Cónico entero mixto
Función Objetivo [\$]	616295.6697	616297.2222	523188.2367
Potencia Barra Slack			
Estado de Demanda Máxima[kW]	2812.41	2812.4	2786.53
Potencia Barra Slack			
Estado de Demanda Media [kW]	1606.67	1606.66	1598.47
Potencia Barra Slack			
Estado de Demanda Baja [kW]	948.371	948.364	936.565

Para el primer caso de estudio, la disminución de la función objetivo es notable del 12.34% como muestra la tabla 1. Este caso de estudio fue modificado para este fin, donde se colocaron seccionadores cercanos a ramales largos donde normalmente existen caídas de tensión y por tanto pérdidas considerables. Otra variable a ser considerada en este análisis es la potencia entregada por la subestación (Barra Slack) que al ser una variable que influye en la función objetivo de manera indirecta también es optimizada. El mayor beneficio en la reducción de potencia se presenta en el estado de demanda máxima donde la potencia necesaria bajo en 25.87 kW,

pero porcentualmente, el estado de demanda baja es aquel que reduce más la potencia necesaria en un 1.24%.

Tabla 2. Posición de Seccionadores Caso 1

Seccionador	Operación del SDE sin Reconfiguración			Operación del SDE con Reconfiguración		
	D. Máxima	D. Media	D. Baja	D. Máxima	D. Media	D. Baja
1	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado
2	Abierto	Abierto	Abierto	Cerrado	Cerrado	Cerrado
3	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto
4	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	Abierto	Abierto
5	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Cerrado
6	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto

También es posible analizar la respuesta del modelo para las variables binarias que son el foco de este trabajo, en el caso de la relajación o del problema no lineal son constantes, pero para el caso de la reconfiguración se vuelven variables de decisión lo que nos da un mayor grado de libertad en la operación del sistema. Para el caso I los seccionadores deben tener un comportamiento abierto o cerrado que se muestra en la Tabla 2.

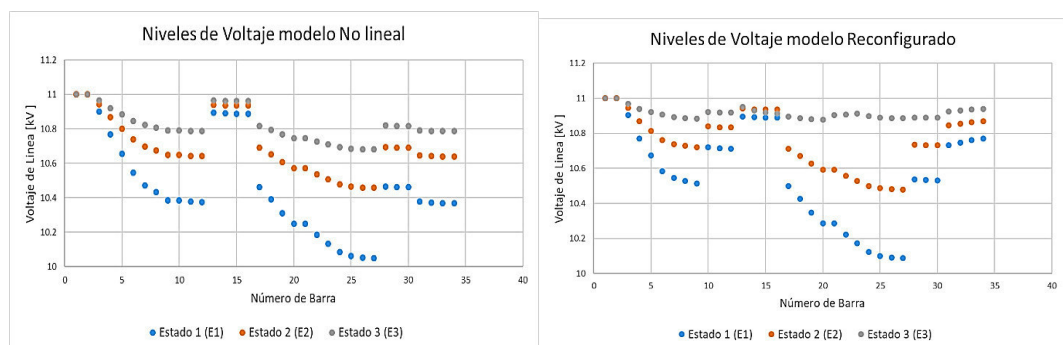


Fig. 3. Niveles de voltaje modelo No-lineal (izquierda) y reconfiguración (derecha) 1

De igual manera analizando el voltaje del sistema del caso I podemos observar que una vez realizado la reconfiguración, el perfil de voltaje para el estado de demanda baja (E3) se encuentra muy cerca de los valores nominales a diferencia del modelo no lineal inicial. Del mismo modo para los estados de demanda media (E2) y máxima (E1) este perfil aumenta y por tanto existe una menor diferencia de voltaje entre barras. Para el caso del sistema de 118 barras existe el problema que inicialmente no existen seccionadores cerrados por lo que se consideró a los inicios de cada ramal como candidatos para ser seccionados en caso de utilizar un seccionador, es decir que pueden tener dos estados abiertos o cerrados, pero esto aumenta la complejidad del problema ya que incrementa el número de variables.

tabla 3. se muestran los resultados del Caso II 1

MODELO	Operación del SDE sin Reconfiguración	Operación del SDE sin Reconfiguración	Operación del SDE con Reconfiguración	
MODELO	RELAJADO	CONICO	CONICO MIXTO	ENTERO
SOLVER	IPOPT	CPLEX	CPLEX	
FUNCION OBJETIVO [\$]	1.860.097.985	1.860.094.146	1.846.809.815	
Potencia de Barra Slack [kW]	2.430.203.931	2.544.242.892	2.547.949.933	

Los resultados en el caso de 118 barras son conservadores y los comportamientos en sus variables similares al caso 1, la función objetivo se reduce en un 1% pero considerando la complejidad del sistema y las condiciones planteadas inicialmente es posible mejorar la respuesta si se considera otras líneas como posibles elementos de maniobra, pero a costa de que el problema incrementa exponencialmente su complejidad. De igual manera en la tabla 4 se presenta las posiciones después del proceso de reconfiguración el mismo que solo fue aplicado en un seccionador ya que para este caso en particular se partió de un punto de Operación muy cercano al mínimo.

Tabla 4. Posición de Seccionadores Caso II 1

Seccionador	Operación del SDE	Operación del SDE
	sin Reconfiguración	con Reconfiguración
1	Abierto	Abierto
2	Abierto	Abierto
3	Abierto	Abierto
4	Abierto	Abierto
5	Abierto	Abierto
6	Abierto	Abierto
7	Abierto	Cerrado
8	Abierto	Abierto
9	Abierto	Abierto
10	Abierto	Abierto

11	Abierto	Abierto
12	Abierto	Abierto
13	Abierto	Abierto
14	Abierto	Abierto
15	Abierto	Abierto
16	Cerrado	Cerrado
17	Cerrado	Cerrado
18	Cerrado	Cerrado
19	Cerrado	Abierto
20	Cerrado	Cerrado
21	Cerrado	Cerrado
22	Cerrado	Cerrado
23	Cerrado	Cerrado
24	Cerrado	Cerrado
25	Cerrado	Cerrado
26	Cerrado	Cerrado

4. Conclusiones

Este trabajo propone un modelo convexo entero-mixto como una aproximación al problema de reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica, que se formula como un modelo no lineal entero-mixto. La aproximación propuesta permite resolver el problema con mayor eficiencia y confiabilidad que el modelo original, usando programas computacionales disponibles. Se comparan los resultados de los modelos propuestos con dos sistemas de prueba de 34 y 118 barras, mostrando los beneficios de la aproximación en términos de precisión y ventaja computacional.

El análisis computacional revela que, para redes de distribución de energía eléctrica con topologías radiales, el modelo cónico de segundo orden es una buena aproximación al modelo no lineal del problema, lo que demuestra su relevancia

tanto en la investigación como en las aplicaciones reales. Se logra reducir el costo de operación del sistema de distribución entre un 1% y 12% en ambos casos de estudio. Se debe destacar que cambiar el estado de operación de los seccionadores no implica un costo extra para el sistema. Además, el modelo propuesto ofrece beneficios en el consumo de potencia activa, que es un aspecto clave para la toma de decisiones en la operación del sistema.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS´

Referencias

[1] Alexander, R., & Ochoa, P. (2020). *Reconfiguración óptima de redes de distribución que contienen generación distribuida hidroeléctrica, aplicando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21039>

[2] Badran, O., Mekhilef, S., Mokhlis, H., & Dahalan, W. (2017). Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 854–867. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.02.010>

[3] Bahadoorsingh, S., Milanović, J. V., Zhang, Y., Gupta, C. P., & Dragovic, J. (2007). Minimization of voltage sag costs by optimal reconfiguration of distribution network Using genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4), 2271–2278. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.899524>

[4] Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebarsari, A., Pons, E., Bompard, E., Patti, E., & Acquaviva, A. (2016). Emerging smart meters in electrical distribution systems: Opportunities and challenges. *2016 24th Iranian Conference on Electrical*

Engineering, ICEE 2016, 1082–1087.
<https://doi.org/10.1109/IRANIANCEE.2016.7585682>

[5] Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(1), 735–743. <https://doi.org/10.1109/61.19266>

[6] Butler, K. L., Sarma, N. D. R., & Ragendra Prasad, V. (2001). Network reconfiguration for service restoration in shipboard power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4), 653–661. <https://doi.org/10.1109/59.962410>

[7] Capitanescu, F., Ochoa, L. F., Margossian, H., & Hatziargyriou, N. D. (2015). Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1), 346–356. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2320895>

[8] Castillo, J. N., Carrillo, G. G., Freire, L. O., & Corrales, B. P. (2022). Energy modeling and simulation of a building to perform sensitivity analysis of energy consumption. *Energy Reports*, 8. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.197>

[9] Cavlovic, M. (2011). Challenges of optimizing the integration of distributed generation into the distribution network. *2011 8th International Conference on the European Energy Market, EEM 11*, 419–426. <https://doi.org/10.1109/EEM.2011.5953048>

[10] Dall’Anese, E., & Giannakis, G. B. (2014). Sparsity-leveraging reconfiguration of smart distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(3), 1417–1426. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2302912>

[11] Freire, L. O., Resabala, V. F., Casillo, J. N., & Corrales, B. P. (2019). Proposal of an electric power optimization alternative plan. *Espacios*, 40(30).

[12] Hashemi-Dezaki, H., Askarian-Abyaneh, H., & Haeri-Khiavi, H. (2015). Reliability optimization of electrical distribution systems using internal loops to

minimize energy not-supplied (ENS). *Journal of Applied Research and Technology*, 13(3), 416–424. <https://doi.org/10.1016/J.JART.2015.07.008>

[13] Jabr, R. A., Singh, R., & Pal, B. C. (2012). Minimum loss network reconfiguration using mixed-integer convex programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2), 1106–1115. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2180406>

[14] B. B. Navarro and M. M. Navarro, “A comprehensive solar pv hosting capacity in mv and lv radial distribution networks,” in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–6, 2017.

[15] M. Rossi, G. Vigan`o, and D. Moneta, “Hosting capacity of distribution networks: Evaluation of the network congestion risk due to distributed generation,” in *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 716–722, 2015.

[16] K. Ezzeddine and N. Etherden, “A topology agnostic estimation method for pv hosting capacity of distribution grids,” in *2021 IEEE Madrid PowerTech*, pp. 1–6, 2021.

[17] A. Alrushoud and N. Lu, “Impacts of pv capacity allocation methods on distribution planning studies,” in *2020 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TyD)*, pp. 1–5, 2020.

[18] S. Wang, S. Chen, L. Ge, and L. Wu, “Distributed generation hosting capacity evaluation for distribution systems considering the robust optimal operation of oltc and svc,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 1111–1123, 2016.

[19] S. J. U. Hassan, T. Gush, and C.-H. Kim, “Maximum hosting capacity assessment of distribution systems with multitype ders using analytical opf method,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 100665–100674, 2022.

[20] L. N. Ochoa and J. Quiros-Tortos, “Advanced modelling of smart distribution networks using opendss,” *Tutorial material, IEEE ISGT Asia*, 2015.

- [21] A. Hariri, A. Newaz, and M. O. Faruque, "Open-source python-openss interface for hybrid simulation of pv impact studies," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 12, pp. 3125–3133, 2017.
- [22] "Ieee recommended practice for power quality data interchange format (pqdif)," *IEEE Std 1159.3-2019 (Revision of IEEE Std 1159.3-2003)*, pp. 1–185, 2019.
- [23] I. J. A. A. CHAVARRÍA, *CONTROL DE INVERSOR FOTOVOLTAICO PARA REDES ELECTRICAS INTELIGENTES*. PhD thesis, UNIVERSIDAD AUTONOMA DE YUCATÁN, 2015.
- [24] M. Parajeles, J. Quirós-Tortós, and G. Valverde, "Assessing the performance of smart inverters in large-scale distribution networks with pv systems," in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–6, 2017.
- [25] M. Matthias, Paudyal and W. Kersting, "Analytic considerations and design basis for the ieee distribution test feeders," 2017.