

Reconfiguración dinámica de un sistema eléctrico de distribución con generación distribuida usando un enfoque de optimización determinística.

Carlos Eduardo Duque Escalante

Jhoan Sebastian Florez Prada

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Ph.D Jairo Blanco Solano

Ph.D en Ingeniería (Área Ingeniería Eléctrica)

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2021

Agradecimientos

A la Universidad industrial de Santander, por ofrecer todos los recursos disponibles para hacer realidad esta meta.

Al grupo de investigación GISEL, por poner a nuestra disposición las herramientas necesarias para ejecución de este trabajo de grado.

A mi director de proyecto, por su buen acompañamiento, recomendaciones y apoyo en todo momento.

A mi compañero de proyecto, por permitirme aprender a su lado, logrando el crecimiento personal y académico que alcanzamos cumpliendo esta meta.

A mi familia y amigos, por su apoyo y motivación en todo momento.

A mi madre, por siempre estar dispuesta a ayudarme, dándome su apoyo y amor incondicional.

Carlos Eduardo Duque Escalante

Agradecimientos

A la Universidad industrial de Santander, por ofrecer todos los recursos disponibles para hacer realidad esta meta.

Al grupo de investigación GISEL, por poner a nuestra disposición las herramientas necesarias para ejecución de este trabajo de grado.

A mi director de proyecto, por su buen acompañamiento, recomendaciones y apoyo en todo momento.

A todos aquellos docentes que lograron cambiar mi perspectiva e inculcaron en mí, el deseo de conocimiento.

A mi compañero de proyecto, por permitirme aprender a su lado, logrando el crecimiento personal y académico que alcanzamos cumpliendo esta meta.

A mi familia y amigos, por su apoyo y motivación en todo momento.

A mis abuelos, por siempre estar presentes y dispuestos a ayudarme, dándome su amor incondicional.

A mi compañera de vida, por ser mi soporte, brindándome el amor y motivación necesaria en todo el proceso.

Jhoan Sebastian Florez Prada

Tabla de contenido

Introducción	11
1. Objetivos	14
1.1. Objetivo general	14
1.2. Objetivos específicos.....	14
2. Formulación matemática del problema de reconfiguración óptima.....	15
2.1. Linealización de los modelos de carga.....	15
2.2. Modelado de los flujos de corriente	16
2.3. Restricciones del problema de reconfiguración óptima	18
2.3.1. Flujo de corriente.	18
2.3.2. Límites de corriente.....	18
2.3.3. Límites de tensión	18
2.3.4. Radialidad.....	19
2.4. Función objetivo.....	20
3. Herramienta automática para la reconfiguración dinámica.....	21
3.1. OpenDSS	21
3.2. Matlab.....	21
3.3. GAMS	22
4. Caso de estudio.....	23
4.1. Reconfiguración horaria.....	29

4.2. Reconfiguración única diaria	31
4.3. Reconfiguración por intervalos	31
4.4. Reconfiguración con pérdidas mínimas	32
5. Conclusiones	34
Referencias Bibliográficas	35

Lista de tablas

Tabla 1. Cargas del circuito IEEE 69 bus.	25
Tabla 2. Generación distribuida.	27
Tabla 3. Reconfiguraciones obtenidas.	27
Tabla 4. Reconfiguraciones básicas.	28
Tabla 5. Resultados de reconfiguración horaria.	29
Tabla 6. Reconfiguraciones diarias.	31
Tabla 7. Reconfiguración para 2 intervalos.	31
Tabla 8. Reconfiguración para 3 intervalos.	32
Tabla 9. Reconfiguración para 4 intervalos.	32
Tabla 10. Reconfiguración de menores pérdidas	33

Lista de figuras

Figura 1. Equivalente genérico del flujo de corriente.	16
Figura 2. Equivalente genérico de líneas conectadas a nodos fuente (subestaciones).	16
Figura 3. Implementación sistemática del método planteado.	22
Figura 4. Circuito IEEE 69-Bus	23
Figura 5. Perfil de generación de potencia activa en por unidad.	24
Figura 6. Perfil de demanda de potencia activa en por unidad.	24
Figura 7. Pérdidas a lo largo del día, casos básicos	29
Figura 8. Reconfiguración con pérdidas mínimas y caso base.	33
Figura 9. Comparación de pérdidas para el caso base y las reconfiguraciones.	33

Nomenclatura

P_0	Potencia activa consumida por un nodo.
Q_0	Potencia reactiva consumida por un nodo.
V_0	Tensión en los nodos.
L	Indicativo de línea.
m	Número de líneas.
n	Número de nodos.
$Z_{ci} - Z_{cj}$	Impedancia equivalente en nodos $i -$ nodo j .
Z_{Lk}	Impedancia de línea.
R_{Lk}	Resistencia de línea.
I_{Lk}	Corriente de línea.
$L_{S(i-j)}$	Indicativo de línea saliente (nodo $i -$ nodo j).
$L_{E(i-j)}$	Indicativo de línea entrante (nodo $i -$ nodo j).
E_i	Tensión de nodo fuente (subestación).
Z_{mxm}	Matriz de impedancias, tamaño mxm .
I_{1xm}	Matriz de corrientes de línea, tamaño $1xm$.
E_{1xm}	Matriz de tensiones tamaño $1xm$.
$R_{L mxm}$	Parte real de Z_{mxm} .
$X_{L mxm}$	Parte imaginaria de Z_{mxm} .
$I_L^{re} 1xm$	Parte real de I_{1xm} .
$I_L^{im} 1xm$	Parte imaginaria de I_{1xm} .
I_L^{max}	Magnitud del valor máximo de corriente.
$E_L^{re} 1xm$	Parte real de E_{1xm} .
$E_L^{im} 1xm$	Parte imaginaria de E_{1xm} .
α_L	Activador de líneas.
M	Escalar positivo.
V_i^{re}	Parte real de tensión de nodo.
V_i^{im}	Parte imaginaria de tensión de nodo.
β_{ij}	Variable de radialidad.

Resumen

Título: Reconfiguración dinámica de un sistema eléctrico de distribución con generación distribuida usando un enfoque de optimización determinística.¹

Autores: Carlos Eduardo Duque Escalante, Jhoan Sebastian Florez Prada.²

Palabras Clave: Generación distribuida; programación no lineal entera mixta (MINLP); minimización de pérdidas de energía; reconfiguración de sistemas de distribución.

Descripción: En este artículo se presenta la implementación automática de un método determinístico para la reconfiguración dinámica de sistemas de distribución de energía eléctrica que incorporan generación distribuida, para la minimización de las pérdidas técnicas de energía eléctrica. Inicialmente se exponen las ventajas y principios conceptuales de un método de optimización determinística, que permite la reducción de las pérdidas técnicas de potencia en sistemas de distribución, basado en una aproximación lineal de las cargas. Los autores de este trabajo proponen la aplicación de esta aproximación para el modelamiento de las fuentes de generación distribuida, obteniendo una formulación matemática que explota la programación no lineal entera mixta en la solución del problema de reconfiguración óptima.

El método de reconfiguración dinámica se implementa de manera automatizada en una herramienta que integra las plataformas Matlab, OpenDSS y GAMS. El desempeño del método implementado se valida mediante la simulación en el sistema de prueba IEEE69-Bus. Se obtienen resultados dinámicos implementando la reconfiguración óptima, realizando los ajustes del modelado matemático ante las variaciones en el tiempo de la generación distribuida y los perfiles de demanda, emulando las características reales de la operación de los sistemas distribución de energía eléctrica. A partir de los resultados obtenidos por la herramienta automática de reconfiguración en el sistema de prueba, se plantean esquemas de reconfiguración que van desde una a veinticuatro acciones de control diarias, encontrando la mayor reducción de pérdidas con tres reconfiguraciones en el día.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingeniería Físico – Mecánica. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Abstract

Title: Dynamic reconfiguration for distribution power systems considering distributed generation based on a deterministic optimization approach.¹

Authors: Carlos Eduardo Duque Escalante, Jhoan Sebastian Florez Prada.²

Keywords: Distributed generation; mixed integer non-linear programming (MINLP); energy loss minimisation; distribution system reconfiguration.

Description: This article presents the automatic implementation of a dynamic reconfiguration method for power distribution system considering distributed generation. The reconfiguration objective is the power loss minimization. Initially, the advantages and conceptual principles of a deterministic optimisation method are exposed, which is based on a linear approximation of loads to reduction of technical power losses in distribution systems. We propose the application of this approach for the modelling of distributed generation sources. The advantage is the use of a mathematical formulation that exploits the mixed integer nonlinear programming in the solution of the optimal reconfiguration problem.

The dynamic reconfiguration method is implemented on automatic tool integrated for Matlab, OpenDSS and GAMS. The performance validation is made by simulation using the IEEE 69-Bus test system. Dynamic results are obtained by implementing the optimal reconfiguration strategy, that consists in dynamic adjustments of the mathematical modelling to variations in distributed generation demand profiles. This issue is needed to emulate behaviours close to actual operation of power distribution systems. A discussion on the results in the test system is made to propose some reconfiguration schemes for a practical implementation, finding an acceptable scheme that uses three reconfigurations per day.

¹ Bachelor tesis.

² Facultad de Ingeniería Físico – Mecánica. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.

Introducción

La continua expansión de los centros urbanos y la creciente demanda de energía eléctrica en Colombia, han llevado a la necesidad de supervisar continuamente la calidad del servicio eléctrico colombiano y la eficiencia en los procesos de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Esta tarea la ejercen principalmente las entidades regulatorias, como la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD) y la Comisión de regulación de energía y gas (CREG), las cuales emiten lineamientos y actuaciones en la medición y supervisión de los diferentes actores de la cadena del sector eléctrico. Un ejemplo de esto es la utilización de indicadores reconocidos como lo son el SAIFI y SAIDI, que han sido adoptados para evaluar la calidad del servicio de energía eléctrica (SSPD, 2018)(IEEE, 2012). La operación eficiente de los sistemas eléctricos es evaluada mediante la cuantificación de las pérdidas técnicas y el planteamiento de planes para su reducción (CREG, 2010). En este contexto se resalta también que la SSPD ha planteado una meta de reducción de las pérdidas totales a un valor igual al 2% de la demanda anual, lo que equivaldría a 1.300 GWh, en un plazo de 5 años (a partir de enero del 2018) (SSPD, 2018). En el contexto regional del departamento de Santander, Colombia, la Electrificadora de Santander S.A ESP (ESSA) reporta un índice de pérdidas del 12,06%, según el Informe de Sostenibilidad 2017, (ESSA, 2018) (Pallares, 2018). Estas cifras sustentan la necesidad de implementar soluciones efectivas, como la reconfiguración de sistemas de distribución (RSD), en donde se gestionan las topologías de operación de la red, reduciendo sus pérdidas técnicas (De Araujo Pegado & Rodriguez, 2018).

Desde el primer problema de RSD resuelto por Merlín y Back, se han realizado grandes avances en su implementación, los cuales pueden clasificarse según el método de solución empleado: heurístico, metaheurístico y determinístico (Teshome & Lian, 2018). Las técnicas heurísticas y metaheurísticas generan soluciones a partir de funciones aleatorias, teniendo como

desventaja la posibilidad de no obtener una única solución, convergiendo en soluciones locales subóptimas. Por lo tanto, el enfoque determinístico, que genera las soluciones en reglas estructuradas, se adapta con mayor precisión al obtener resultados óptimos (Kohinata et al., 2016). El problema de RSD puede ser formulado matemáticamente como un problema de programación no lineal entera mixta (MINLP, por sus siglas en inglés *mixed integer non-linear programming*), con el cual se aborda la naturaleza no lineal de las pérdidas de potencia. Algunas estrategias de linealización han sido propuestas en la literatura, como lo es la linealización del flujo de potencia (Jabr et al., 2012), de las pérdidas de potencia (Wu et al., 2018)(De Araujo Pegado & Rodriguez, 2018), de la demanda (Flaih et al., 2017). Para este caso, con el fin de reducir esfuerzos computacionales, el flujo de potencia se linealiza a partir de un modelado de carga, que aproxima el comportamiento de la relación potencia-tensión, basado en un equivalente de Thévenin. Proponiendo una adaptación, basada en modelos de fuentes ideales de tensión para los nodos subestación, e impedancia constante para cargas y generación distribuida (Ahmadi et al., 2015).

En este trabajo se implementa un análisis dinámico del sistema para obtener una aproximación a un escenario real, debido a la necesidad de considerar la naturaleza variable de la demanda, y la energía inyectada por las fuentes de generación distribuida(Mazzara & Bhattacharyya, 2010) (Abdul kadir et al., 2013). La solución del problema de RSD se encuentra mediante el *solver* BARON del programa GAMS, planteando una formulación matemática MINLP, donde es posible considerar la no linealidad de las pérdidas de potencia, y el modelado binario de la apertura y cierre de líneas eléctricas.

La estrategia se implementa computacionalmente, integrando las plataformas MATLAB y OpenDSS para la construcción sistematizada del modelado eléctrico ante cambios en los perfiles

de demanda y generación, obteniendo la información de entrada requerida para obtener la solución en GAMS. El análisis dinámico de los resultados obtenidos permite realizar una discusión en la toma de decisiones para la reducción de pérdidas diarias de energía.

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Reconfigurar un sistema de distribución de energía eléctrica que incorpora generación distribuida, aplicando una técnica basada en optimización determinística para la reducción de sus pérdidas técnicas.

1.2. Objetivos específicos

- Identificar una técnica para la reconfiguración de un sistema de distribución de energía eléctrica basado en la optimización determinística evaluando sus ventajas, principios conceptuales y efectividad.
- Obtener la solución dinámica para el problema de reconfiguración de un sistema de distribución de energía eléctrica que incorpora generación distribuida.
- Verificar la efectividad de la reconfiguración en la reducción de pérdidas por medio de simulaciones.

2. Formulación matemática del problema de reconfiguración óptima

Debido a la no linealidad de las ecuaciones de flujo de potencia, se realiza un análisis matemático de flujo de corriente (Ahmadi et al., 2015).

2.1. Linealización de los modelos de carga

Para la simplificación del problema, se opta por modelar las cargas como impedancias definidas según el consumo de potencia neto en cada nodo, con tensión nominal constante:

$$Z_{Ci} = \left(\frac{P_0}{V_0^2} - j \frac{Q_0}{V_0^2} \right)^{-1} \quad (1)$$

$$\therefore V_0 = 1 \text{ p.u.}$$

$$P_0 = P_c - P_g$$

Nótese que en casos de potencia cero, la impedancia Z_{Ci} tiende a infinito, por lo tanto, para evitar indeterminaciones, se toma un valor representativamente mayor, en proporción a los demás nodos.

Adicionalmente, en los nodos con generación distribuida, se debe considerar la potencia inyectada por los generadores (P_g) que contrarresta el consumo de las cargas (P_c), en consecuencia, cuando la generación sobrepase la demanda, la impedancia se ve representada con valores negativos.

2.2. Modelado de los flujos de corriente

Figura 1.

Equivalente genérico del flujo de corriente.

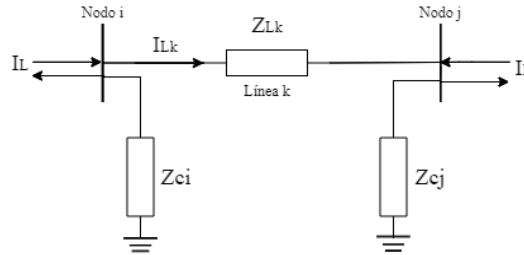
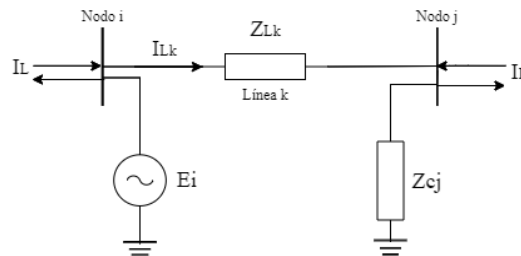


Figura 2.

Equivalente genérico de líneas conectadas a nodos fuente (subestaciones).



Para el cálculo de corrientes en cada línea, se aplica la ley de tensiones de Kirchhoff en el camino formado a través de la carga conectada al nodo i , la línea k , y la carga conectada al nodo j , imponiendo una dirección arbitraria de flujo de corriente (Figura 1) (Ahmadi et al., 2015), dando como resultado la siguiente ecuación:

$$(Z_{Ci} + Z_{Cj} + Z_{Lk})I_{Lk} - Z_{Ci} \sum_{L \in LEi} I_L + Z_{Ci} \sum_{L \in LSi} I_L + Z_{Cj} \sum_{L \in LEj} I_L - Z_{Cj} \sum_{L \in LSj} I_L = 0 \quad (2)$$

En el análisis del nodo de la subestación (Figura 2), la ecuación LVK se iguala a la tensión asignada al generador, obteniendo lo siguiente:

$$(Z_{Ci} + Z_{Cj} + Z_{Lk})I_{Lk} - Z_{Ci} \sum_{L \in LEi} I_L + Z_{Ci} \sum_{L \in LSi} I_L + Z_{Cj} \sum_{L \in LEj} I_L - Z_{Cj} \sum_{L \in LSj} I_L = E_i \quad (3)$$

En consecuencia, la ecuación (2) y (3) se puede expresar como (Ahmadi et al., 2015):

$$\mathbf{Z}\mathbf{I} = \mathbf{E} \quad (4)$$

Donde; \mathbf{Z} (mxm), es una matriz compleja que representa las impedancias de la red; \mathbf{I} (1xm), es el vector de corrientes de línea; y \mathbf{E} (1xm), corresponde a la diferencia de tensión entre las fuentes de generación conectadas en los nodos i y j de cada línea. Para el cálculo sistemático de la ecuación (2) y (3), se define la matriz \mathbf{Z} (Ahmadi et al., 2015):

$$\mathbf{Z} = \begin{cases} Z_{Ci} + Z_{Cj} + Z_{Lk}, & L = Lk \\ -Z_{Ci}, & L \in LEi \\ Z_{Ci}, & L \in LSi \\ Z_{Cj}, & L \in LEj \\ -Z_{Cj}, & L \in LSj \end{cases} \quad (5)$$

Debido a que GAMS realiza operaciones únicamente entre números reales, se separa la ecuación (4) en sus componentes rectangulares:

$$\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j\mathbf{X}; \quad \mathbf{I} = \mathbf{I}^{re} + j\mathbf{I}^{im}; \quad \mathbf{E} = \mathbf{E}^{re} + j\mathbf{E}^{im}$$

$$\sum_{L=1}^m (R_L I_L^{re} - X_L I_L^{im}) = E_L^{re} \quad (6)$$

$$\sum_{L=1}^m (X_L I_L^{re} + R_L I_L^{im}) = E_L^{im} \quad (7)$$

2.3. Restricciones del problema de reconfiguración óptima

2.3.1. Flujo de corriente. La reconfiguración del sistema implica desconexión de líneas, y a su vez, la necesidad de eliminar las ecuaciones de flujo asociadas. Para esto, se integra la variable α_L como indicador de estado de la línea en las ecuaciones (6) y (7), reescribiéndolas de la siguiente manera (Ahmadi et al., 2015):

$$(\alpha_L - 1)M \leq \sum_{L=1}^m (R_L I_L^{re} - X_L I_L^{im}) - E_L^{re} \leq (1 - \alpha_L)M \quad (8)$$

$$(\alpha_L - 1)M \leq \sum_{L=1}^m (X_L I_L^{re} + R_L I_L^{im}) - E_L^{im} \leq (1 - \alpha_L)M \quad (9)$$

Donde M es un escalar positivo suficientemente grande, para no restringir el flujo de corriente cuando la línea esté desactivada.

2.3.2. Límites de corriente. La intensidad de corriente a través de una línea está limitada por la capacidad física del conductor, lo cual se representa de la siguiente manera (Ahmadi et al., 2015):

$$|I_L^{re}|^2 + |I_L^{im}|^2 \leq |I_L^{max}|^2 \alpha_L \quad (10)$$

2.3.3. Límites de tensión. Para calcular las tensiones nodales, se tiene en cuenta la ecuación (11).

$$V_i^{re} + jV_i^{im} = E_i + Z_{Ci} \left(-I_{Lk} + \sum_{L \in LEi} I_L - Z_{Ci} \sum_{L \in LSi} I_L \right) \quad (11)$$

Nótese que E_i es igual a cero en todos los casos, exceptuando los nodos fuente (subestaciones). También, que V_i^{re} y V_i^{im} hacen referencia a la parte real e imaginaria de las tensiones de nodo.

Las tensiones de operación del sistema se ven restringidas por los límites de regulación, en este caso $\pm 5\%$ (Ahmadi et al., 2015):

$$V_i^{min} \leq V_i^{re} \leq V_i^{max} \quad (12)$$

2.3.4. Radialidad. Debido a la simplicidad en la coordinación de protecciones y la reducción de costos, se implementa el funcionamiento radial del sistema. Para esto, se definen las variables β_{ij} y β_{ji} , asegurando que cada nodo cuente con una única línea alimentadora (Jabr et al., 2012).

$$\beta_{ij} + \beta_{ji} = \alpha_L, \quad L = 1, \dots, m \quad (13)$$

$$\sum_{j \in N(i)} \beta_{ij} = 1, \quad i = 1, \dots, n \quad (14)$$

$$\beta_{0i} = 0 \quad j \in N(0) \quad (15)$$

$$\beta_{ij} \in \{0,1\}, \quad i = 1, \dots, n, \quad j \in N(i) \quad (16)$$

$$0 \leq \alpha_L \leq 1, \quad L = 1, \dots, m. \quad (17)$$

La ecuación (13) activa las líneas basándose en la dirección de alimentación:

- $\beta_{ij} = 1$, nodo j alimenta nodo i
- $\beta_{ji} = 1$, nodo i alimenta nodo j

La ecuación (14) restringe a un solo alimentador j por cada nodo i , exceptuando el nodo fuente, que no debe ser alimentado, ecuación (15). En la ecuación (16) se define la variable β_{ij} como binaria, permitiendo que α_L se tome como variable continua, delimitada entre cero y uno en la ecuación (17) (Jabr et al., 2012).

2.4. Función objetivo

La finalidad de la optimización es la reducción de pérdidas, por consiguiente, se plantea la función objetivo (Ahmadi et al., 2015):

$$P\acute{e}rdidas = \sum_{Lk=1}^m R_{Lk} \left(|I^{re}_{Lk}|^2 + |I^{im}_{Lk}|^2 \right) \quad (18)$$

Donde R_{Lk} representa las resistencias de línea.

La implementación MINLP en la minimización de la ecuación (18), se encuentra sujeta a las siguientes restricciones:

- Ecuaciones (8) y (9) – Flujo de corriente.
- Ecuación (10) – Capacidad de corriente.
- Ecuación (11) – Tensiones nodales.
- Ecuación (12) – Regulación de tensión.
- Ecuaciones (13) a (17) – Radialidad.

3. Herramienta automática para la reconfiguración dinámica

La implementación del método planteado se lleva a cabo en un computador con procesador Intel® Core™ CPU i7 2.80GHz y memoria RAM de 16GB, usando principalmente 3 softwares con el fin de optimizar, simular, almacenar y procesar datos:

3.1. OpenDSS

Es una herramienta de simulación de código abierto para sistemas de distribución de energía eléctrica, que permite incorporar generación distribuida, diferentes modelos de cargas y cambios de topología en los circuitos. En este software se ingresan todos los datos necesarios para el análisis de flujo de potencia del sistema de distribución a optimizar, obteniendo las pérdidas de potencia en los diferentes casos de reconfiguración planteados.

3.2. Matlab

Es un sistema de computación numérico, que permite la manipulación y procesamiento de datos en forma vectores, matrices y estructuras. En este software se realizan las siguientes funciones sistemáticas:

- Extracción de los datos del circuito implementado en OpenDSS.
- Cálculo de parámetros necesarios para la optimización en GAMS, a partir de los datos extraídos.
- Exportación de datos para la optimización del problema en GAMS.
- Importación de los resultados de la optimización a través de Excel.
- Validación y comparación de resultados, controlando OpenDSS con un enfoque dinámico.

3.3. GAMS

Es un sistema general de modelado algebraico utilizado en problemas complejos y a gran escala, enfocado en las optimizaciones lineales, no lineales y mixtas mediante la programación matemática de las formulaciones de los problemas. En este software se resuelve el problema de optimización mediante una formulación matemática MINLP, importando desde Excel los datos necesarios previamente procesados en Matlab.

Figura 3.
Implementación sistemática del método planteado.



Figura 5.
Perfil de generación de potencia activa en por unidad.

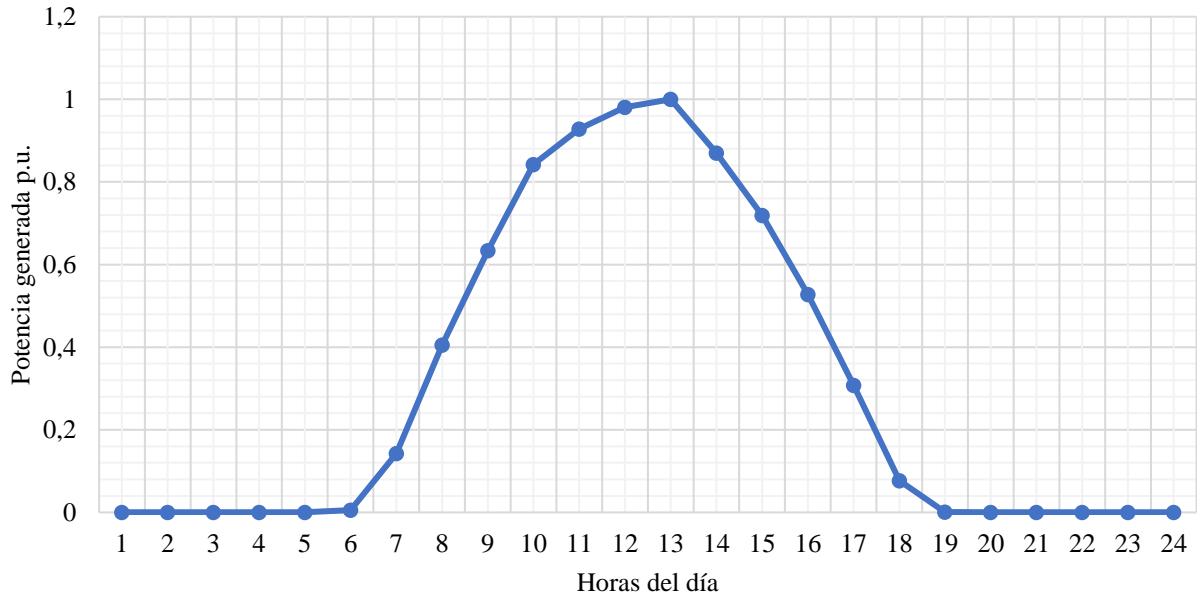


Figura 6.
Perfil de demanda de potencia activa en por unidad.

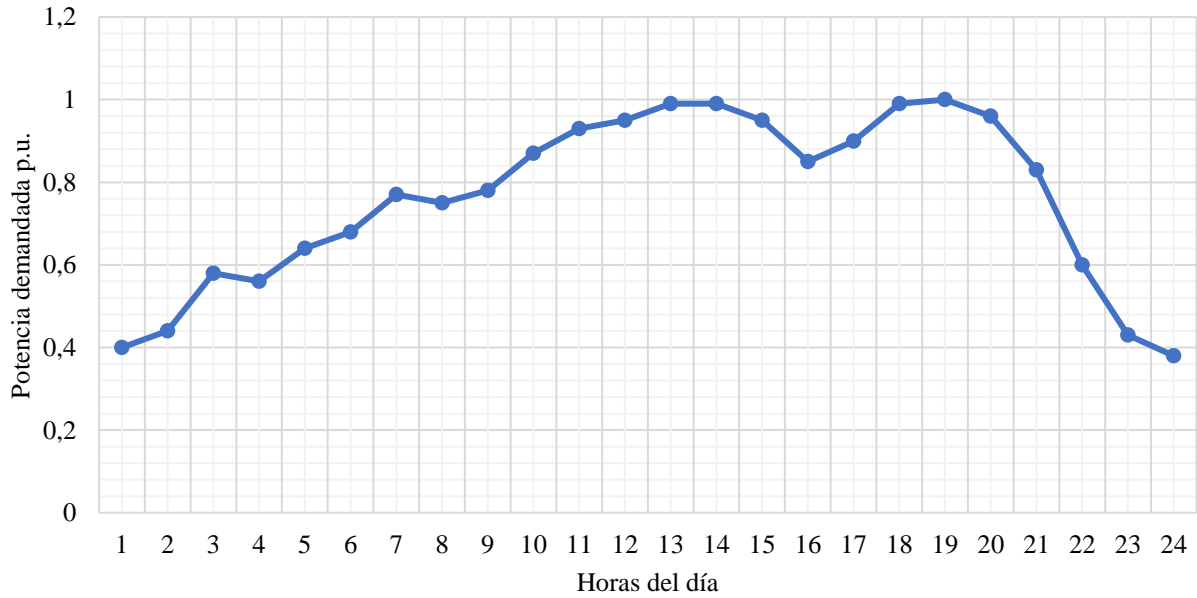


Tabla 1.

Cargas del circuito IEEE 69 bus.

Nodo	Potencia activa [kW]	Potencia reactiva [kVAR]
6	2,6	2,2
7	40,4	30
8	75	54
9	30	22
10	28	19
11	145	104
12	145	104
13	8	5
14	8	5,5
16	45,5	30
17	60	35
18	60	35
20	1	0,6
21	114	81
22	5	3,5
24	28	20
26	14	10
27	14	10
28	26	18,6
29	26	18,6
33	14	10
34	19,5	14
35	6	4

36	26	18,55
37	26	18,55
39	24	17
40	24	17
41	1,2	1
43	6	4,3
45	39,22	26,3
46	39,22	26,3
48	79	56,4
49	384,7	274,5
50	384,7	274,5
51	40,5	28,3
52	3,6	2,7
53	4,35	3,5
54	26,4	19
55	24	17,2
59	100	72
61	1244	888
62	32	23
64	227	162
65	59	42
66	18	13
67	18	13
68	28	20
69	28	20

Tabla 2.
Generación distribuida.

Nodos	Potencia nominal de generación [kW]
21	594
61	1794

Al realizar la optimización hora a hora del problema, se obtienen las siguientes reconfiguraciones:

Tabla 3.
Reconfiguraciones obtenidas.

Reconfiguración	Interruptores abiertos
R-hora 1	14-58-61-69-70
R-hora 2	14-54-61-69-70
R-hora 3	14-57-63-69-70
R-hora 4	14-56-61-69-70
R-hora 5	14-58-62-69-70
R-hora 6	12-55-62-69-70
R-hora 7	14-58-61-69-70
R-hora 8	12-55-62-69-70
R-hora 9	14-58-61-69-70
R-hora 10	12-14-55-62-69
R-hora 11	10-13-19-58-64
R-hora 12	9-14-20-57-64
R-hora 13	10-14-19-54-64
R-hora 14	10-19-55-64-71
R-hora 15	10-14-55-64-71
R-hora 16	11-52-62-69-70

R-hora 17	12-56-62-69-70
R-hora 18	12-20-57-63-69
R-hora 19	13-56-61-69-70
R-hora 20	12-20-52-63-69
R-hora 21	10-14-19-58-61
R-hora 22	7-13-58-62-70
R-hora 23	18-41-43-57-62
R-hora 24	10-12-14-55-62

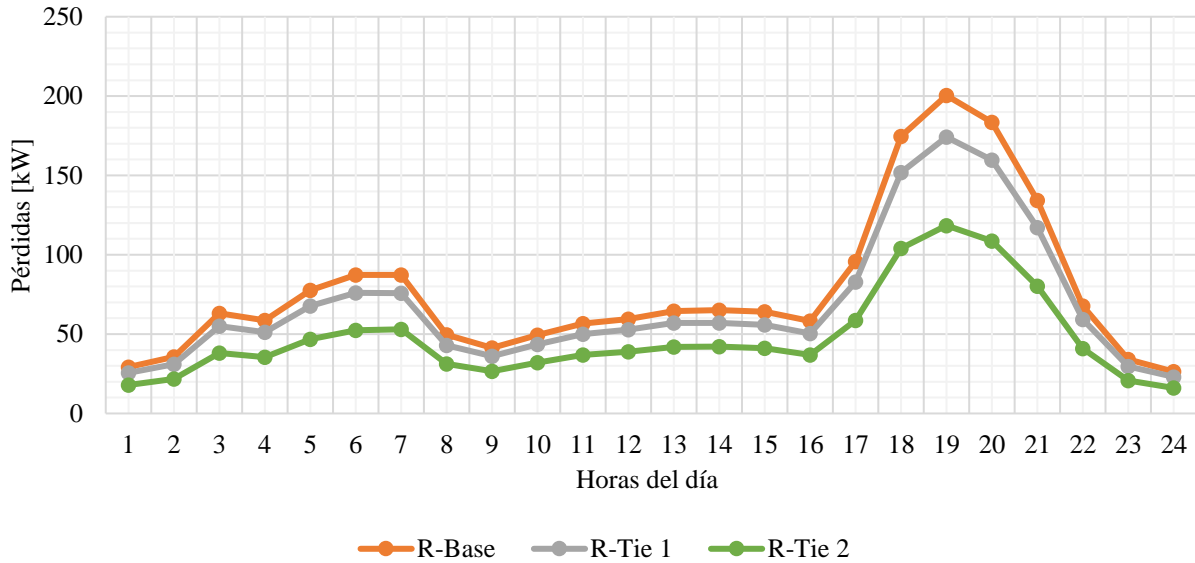
Inicialmente, se emplean reconfiguraciones radiales que se obtienen únicamente mediante los *tie-switches*, usando un análisis intuitivo, y se comparan con el caso base (sistema sin reconfiguración) (Figura 7).

Tabla 4.
Reconfiguraciones básicas.

Reconfiguración		Pérdidas diarias	Reducción
R-Base	69, 70, 71, 72, 73	1863,883 [kW-h]	-
R-Tie 1	10, 70, 71, 72, 73	1625,565 [kW-h]	12,786%
R-Tie 2	58, 69, 70, 71, 73	1140,698 [kW-h]	38,800%

Con estas reconfiguraciones básicas, observamos que es posible lograr una reducción de pérdidas hasta del 38% , (ver Tabla 4).

Figura 7.
Pérdidas a lo largo del día, casos básicos



Con la implementación del método propuesto, se buscan diferentes soluciones, teniendo en cuenta el número de reconfiguraciones diarias y el valor obtenido de pérdidas de potencia.

4.1. Reconfiguración horaria

Implementando las reconfiguraciones hora a hora, al seguir los resultados de la Tabla 3, se obtienen los valores de pérdidas.

Tabla 5.
Resultados de reconfiguración horaria.

Hora	Reconfiguración	Pérdidas [kW]
1	R-hora 1	13,530
2	R-hora 2	16,683
3	R-hora 3	29,108
4	R-hora 4	26,848
5	R-hora 5	35,610
6	R-hora 6	39,973
7	R-hora 7	39,553

8	R-hora 8	23,824
9	R-hora 9	22,164
10	R-hora 10	28,065
11	R-hora 11	33,004
12	R-hora 12	34,987
13	R-hora 13	38,072
14	R-hora 14	38,454
15	R-hora 15	37,615
16	R-hora 16	31,827
17	R-hora 17	44,015
18	R-hora 18	80,014
19	R-hora 19	88,664
20	R-hora 20	87,399
21	R-hora 21	64,652
22	R-hora 22	35,516
23	R-hora 23	15,921
24	R-hora 24	12,981
Total [kW-h]		918,482
Total caso base [kW-h]		1863,883
Reducción		52,487%

4.2. Reconfiguración única diaria

Es posible discutir la pertinencia de un único esquema de reconfiguración aplicado en el día. Se plantean dos soluciones de este tipo. El caso pico de demanda (R-hora 19), cuya ventaja es la implicación de un único análisis, y la reconfiguración con mejores resultados (R-hora 6).

Tabla 6.
Reconfiguraciones diarias.

Hora	Reconfiguración	Pérdidas [kW-h]
1-24	R-hora 19	890,193
1-24	R-hora 4	889,944

Obteniendo reducciones del 52,240% y el 52,253%, respectivamente.

4.3. Reconfiguración por intervalos

Otra discusión se basa en la selección de esquemas por franjas horarias. Para el caso de estudio se analizan los intervalos de tiempo según el comportamiento dinámico del sistema, definiendo de 2 a 4 reconfiguraciones repartidas equitativamente durante el día.

Tabla 7.
Reconfiguración para 2 intervalos.

Hora	Reconfiguración	Pérdidas [kW-h]
1-12	R-hora 17	343,128
12-24	R-hora 4	546,486
Total		889,614
Reducción		52,271%

Tabla 8.

Reconfiguración para 3 intervalos.

Hora	Reconfiguración	Pérdidas [kW-h]
1-8	R-hora 4	223,878
8-16	R-hora 17	251,425
16-24	R-hora 4	410,316
Total		885,619
Reducción		52,485%

Tabla 9.

Reconfiguración para 4 intervalos.

Hora	Reconfiguración	Pérdidas [kW-h]
1-6	R-hora 4	160,473
6-12	R-hora 17	180,932
12-18	R-hora 17	256,655
18-24	R-hora 4	288,993
Total		887,053
Reducción		52,408%

4.4. Reconfiguración con pérdidas mínimas

Debido a la diferencia del modelo de cargas en la optimización (impedancia constante), y la simulación (potencia constante), la reconfiguración de cada hora no siempre culminará en el valor de pérdidas mas bajo. Por consiguiente, para obtener este resultado es necesario identificar el valor mínimo de pérdidas hora a hora y su reconfiguración. Teniendo en cuenta lo anterior, se obtuvieron tres franjas horarias de reconfiguración (ver Tabla 10), al compararse con el caso base, se observa una reducción de pérdidas técnicas significativa (Figura 8).

Tabla 10.

Reconfiguración de menores pérdidas

Hora	Reconfiguración	Pérdidas [kW-h]
1-7	R-hora 4	200,027
7-16	R-hora 17	275,249
16-24	R-hora 4	410,316
Total		885,592
Reducción		52,487%

Figura 8.

Reconfiguración con pérdidas mínimas y caso base.

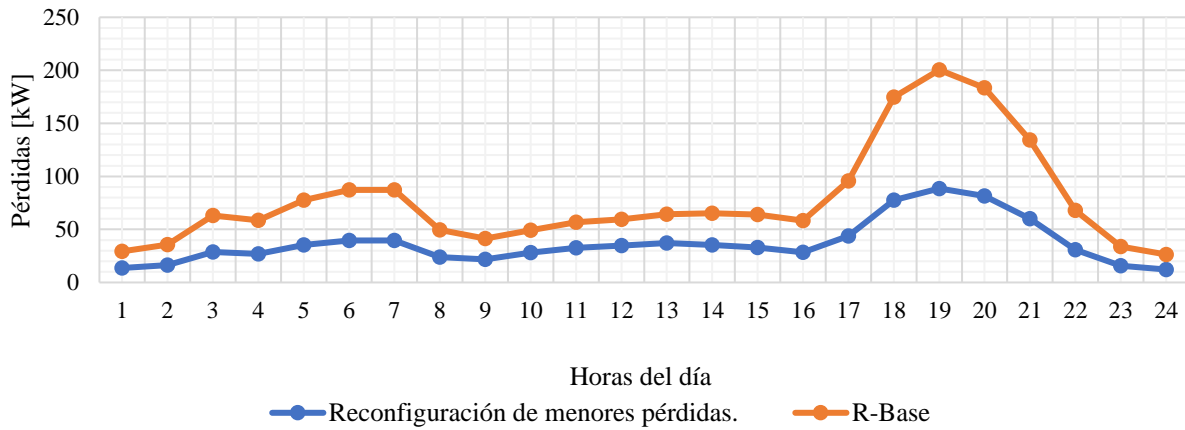
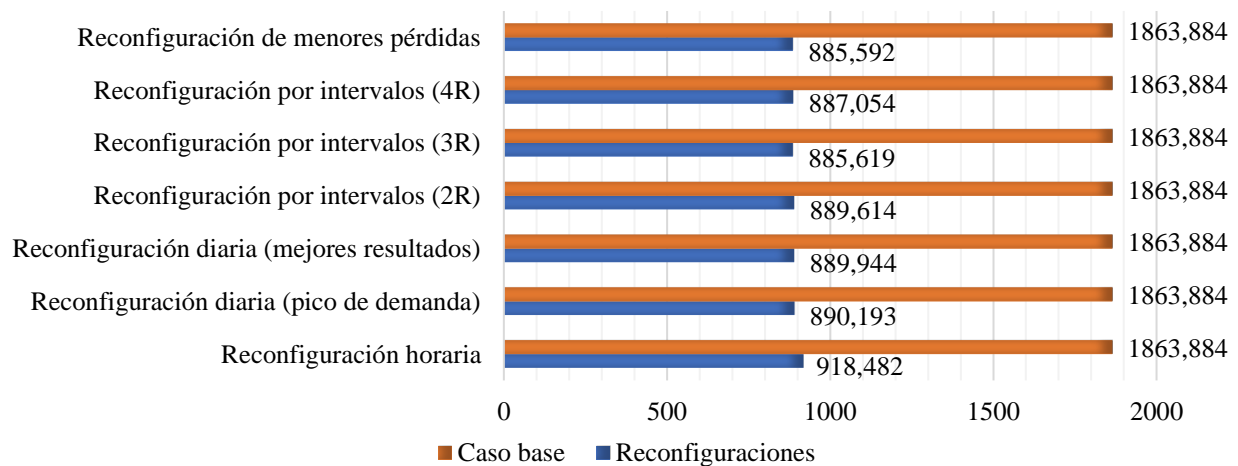


Figura 9.

Comparación de pérdidas para el caso base y las reconfiguraciones.



5. Conclusiones

El presente trabajo de grado fue desarrollado en el marco del proyecto interno de investigación de capital semilla titulado: “*Método de estimación de estado para la gestión operativa en redes de distribución de energía eléctrica que incorporan fuentes no convencionales de energía renovable*”, financiado por la Universidad Industrial de Santander a través del código VIE-UIS 2691.

Se ha implementado y evaluado un método de reconfiguración dinámica de sistemas de distribución de energía eléctrica, con base en un modelo de linealización de cargas y generación distribuida. Su implementación se consolida en una herramienta automática con potencial aplicación práctica, adaptándose a la variabilidad de la demanda y la generación en sistemas reales.

En las pruebas de desempeño en el IEEE69-Bus se han obtenido reconfiguraciones horarias, desarrollando una discusión sobre los resultados con miras en la toma de decisiones de implementación de los equipos de reconfiguración en la red. Se evidencia que los cambios de topología se realizan a través de un grupo limitado de líneas, por lo tanto, se puede estimar la ubicación de los interruptores necesarios.

En la comparación entre los esquemas de reconfiguración planteados, se observa que el porcentaje de reducción de pérdidas no varía significativamente respecto a la cantidad de reconfiguraciones realizadas con una resolución horaria (Figura 9). Por lo tanto, los esquemas operativos que requieren pocos cambios de topología pueden ser soluciones viables para un operador de red que proyecta una inversión de nuevos equipos para la minimización de pérdidas de energía eléctrica.

Referencias Bibliográficas

- Abdul kadir, A. F., Mohamed, A., Shareef, H., & Che Wanik, M. Z. (2013). Optimal placement and sizing of distributed generations in distribution systems for minimizing losses and THDv using evolutionary programming. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 21(SUPPL. 2), 2269–2282. <https://doi.org/10.3906/elk-1205-35>
- Ahmadi, H., Member, S., & Mart, J. R. (2015). *Linear Current Flow Equations With Application to Distribution Systems Reconfiguratio*. 30(4), 2073–2080.
- Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia. IDEAM. (2015). In *Ideam*. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html%0Ahttp://atlas.ideam.gov.co/presentacion/>
- CREG. (2010). *Metodología de remuneración de planes de reducción de pérdidas. Comisión de regulación de energía y gas. CREG*.
- De Araujo Pegado, R., & Rodriguez, Y. P. M. (2018). Distribution network reconfiguration with the OpenDSS using improved binary particle swarm optimization. *IEEE Latin America Transactions*, 16(6), 1677–1683. <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8444386>
- Flaih, F. M. F., Lin, X., Abd, M. K., Dawoud, S. M., Li, Z., & Adio, O. S. (2017). A new method for distribution network reconfiguration analysis under different load demands. *Energies*, 10(4). <https://doi.org/10.3390/en10040455>
- IEEE. (2012). IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. In *Distribution* (Vol. 1997, Issue May). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6209381>
- 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>
- Kohinata, K., Kurihara, T., Shindo, T., & Jinno, K. (2016). A Novel Deterministic Multi-Agent

- Solving Method. *Proceedings - 2015 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, SMC 2015*, 1758–1763. <https://doi.org/10.1109/SMC.2015.308>
- Mazzara, M., & Bhattacharyya, A. (2010). On modelling and analysis of dynamic reconfiguration of dependable real-time systems. *Proceedings - 3rd International Conference on Dependability, DEPEND 2010*, 173–181. <https://doi.org/10.1109/DEPEND.2010.33>
- Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución. E.S.S.A. (2004).*
<http://eprints.uanl.mx/5481/1/1020149995.PDF>
- Pallares, E. F. (2018). *Mirada a la aplicación :Estudio de caso de Electrificadora de Santander S . A . Universidad Santo Tomás.*
- Savier, J. S., & Das, D. (2007). Impact of network reconfiguration on distribution systems performance. *International Review on Modelling and Simulations*, 22(4).
<https://doi.org/10.15866/iremos.v7i2.531>
- SSPD. (2018). Diagnóstico De La Calidad Del Servicio De Energía Eléctrica En Colombia 2017. In *Informe Ejecutivo*. https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD Publicaciones/Publicaciones/2018/Oct/diagnosticodecalidad2017_version_06072018_1.pdf
- Teshome, D. F., & Lian, K. L. (2018). Comprehensive mixed-integer linear programming model for distribution system reconfiguration considering DGs. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 12(20), 4515–4523. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.5242>
- Wu, Y., Wang, J., & Li, D. (2018). A Network Reconfiguration Method for Three-phase Distribution Network using Simplified Power Flow Model. *2018 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2018 - Proceedings*, 1573–1578.
<https://doi.org/10.1109/POWERCON.2018.8602356>