

**ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA
DE LA ELECTRICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P., QUE DETERMINEN
LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE MEDIANTE
RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) A
NIVEL DE 34,5 kV EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA**

WILMER DE JESÚS TUTA TORRES



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2019

**ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA
DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P., QUE DETERMINEN
LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE MEDIANTE
RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) A
NIVEL DE 34,5 KV EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA**

WILMER DE JESÚS TUTA TORRES

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Dr. GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

Ingeniero Electricista

Codirector

Esp. WILTON ANTONIO FLÓREZ ORTÍZ

Ingeniero Electricista



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2019

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme salud, conocimiento y fortaleza para dar lo mejor de mí durante el transcurso de mi carrera y así poder lograr este gran objetivo.

A mis padres, Víctor Rafael Tuta Díaz y Anaceli Torres Rios porque han sido mi gran apoyo y siempre han creído en mí.

A mis hermanos, Edison Yamith, Jeniffer Carolina, Victor Esteban y Diana Estefania, porque soy feliz de tenerlos en mi vida y son un gran motivo para seguir adelante.

A mis abuelos, tíos, primos y demás familiares que estuvieron al tanto de mi formación académica y siempre con un mensaje de apoyo me animaban.

A mis amigos y demás personas con quienes compartí durante la carrera, muchas gracias, porque con su compañía han hecho agradable mi permanencia lejos de casa.

Al profesor Gabriel Ordoñez Plata por su labor como docente y director de mi proyecto de grado, por estar al tanto de mi proceso como practicante universitario en la Electrificadora de Santander.

A los compañeros del equipo de Operación Integrada de la Electrificadora de Santander en especial a los Ingenieros Wilton, Diego y Edinson, porque durante esta última etapa de mi carrera han estado presente y gracias a la ayuda de cada uno pude sacar adelante este proyecto de grado.

A la Electrificadora de Santander, por darme la oportunidad de realizar este proyecto de grado.

A la Universidad Industrial de Santander por formarme como Ingeniero Electricista.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2. OBJETIVOS	20
2.1 OBJETIVO GENERAL.	20
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
3. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO	21
3.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	21
3.1.1. Pérdidas no técnicas	22
3.1.2. Pérdidas técnicas	23
3.2 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	24
3.2.1 Cambio de conductores	25
3.2.2 Ubicación de condensadores	25
3.2.3 Elevación de los niveles de tensión del servicio	26
3.2.4 Reconfiguración de la Red	26
4. INFRAESTRUCTURA Y CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL AREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA	27
4.1 SUBESTACIONES EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA	27
4.2 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AL NIVEL DE TENSIÓN DE 34,5 KV	28
4.3 CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA A NIVEL DE 34,5 KV	29
5. RECONFIGURACIÓN DE LA RED Y METODOLOGÍA A USAR EN EL TRABAJO DE GRADO	31
5.1 MÉTODOS BASADOS EN CONOCIMIENTOS	31
5.1.1 Técnicas heurísticas	32
5.1.2 Programación lineal	33
5.1.3 Redes neuronales	33
5.1.4 Sistemas expertos	34

5.1.5 Lógica difusa	34
5.1.6 Método Montecarlo	35
5.1.7 Método Ataque de fuerza Bruta	35
5.2 METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL TRABAJO DE GRADO	36
6. CONFIGURACIÓN CON MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA METROPÓLITANA DE BUCARAMANGA	41
7. ANÁLISIS Y BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA CONFIGURACIÓN CON MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	46
8. ANÁLISIS Y BENEFICIO ECONÓMICO DE LA CONFIGURACIÓN ALTERNATIVA PLANTEADA	56
9. CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA	71
ANEXOS	

LISTA DE ILUSTRACIONES

	pág.
Ilustración 1. Pérdidas de energía eléctrica. Tomado de [1]	22
Ilustración 2. Configuración actual de área metropolitana de Bucaramanga.	29
Ilustración 3. Diagrama de flujo reconfiguración del área metropolitana de Bucaramanga.....	40
Ilustración 4. Configuración que presentó menores pérdidas.	43
Ilustración 5. Cargabilidad en líneas de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica ...	46
Ilustración 6. Tensión en barras a nivel de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica ...	47
Ilustración 7. Configuración alternativa planteada.	58
Ilustración 8. Cargabilidad en líneas de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración alternativa planteada.....	60
Ilustración 9. Tensión en barras a nivel de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración alternativa planteada.....	61

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Relación beneficio/costo de algunos métodos para reducir pérdidas técnicas.....	25
Tabla 2. Subestaciones del área metropolitana de Bucaramanga.....	27
Tabla 3. Líneas de distribución a 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga.....	28
Tabla 4. Interruptores NA en el área metropolitana de Bucaramanga.....	30
Tabla 5. Métodos para reconfiguración de la red.....	31
Tabla 6. Cuadro comparativo métodos de reconfiguración de la Red.	38
Tabla 7. Estado de los interruptores a maniobrar, configuración con menores pérdidas	42
Tabla 8. Reducción de pérdidas de potencia eléctrica periodo 19 con la configuración con menores pérdidas de potencia eléctrica.	43
Tabla 9. Reducción de pérdidas de potencia eléctrica en todos los periodos con la configuración de menores pérdidas	44
Tabla 10. Análisis de contingencias N-1 configuración con menores pérdidas de energía eléctrica aplicado en las líneas de 34,5 kV	48
Tabla 11. Análisis de contingencias N-1 configuración actual aplicado en las líneas de 34,5 kV	49
Tabla 12. Tipo de días característicos en un año	50
Tabla 13. Valor del componente de generación y transmisión, mes de octubre de 2018.....	51
Tabla 14. Ahorro por compra de energía con la configuración con menores pérdidas	51
Tabla 15. Líneas “cambiantes” en la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica respecto a la configuración inicial.....	52
Tabla 16. DNA en caso de contingencia en líneas “cambiantes” con la configuración de menores pérdidas de energía eléctrica.....	52

Tabla 17. Comparación del costo por salida en un año de la configuración actual y de menores pérdidas de energía eléctrica.....	53
Tabla 18. Beneficio económico para ESSA al año con la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica.....	55
Tabla 19. Estado de los interruptores a maniobrar en la configuración alternativa planteada.....	57
Tabla 20. Reducción de pérdidas de potencia eléctrica para el periodo 19 con la configuración alternativa planteada.....	59
Tabla 21. Reducción de pérdidas en todos los periodos con la configuración alternativa planteada.....	59
Tabla 22. Resultado del análisis de contingencias N-1 configuración alternativa planteada aplicado en las líneas de 34,5 kV.....	63
Tabla 23. Ahorro por compra de energía con la configuración alternativa planteada.....	64
Tabla 24. DNA en caso de contingencia en las líneas “cambiantes” en la configuración alternativa planteada.....	64
Tabla 25. Comparación del costo por salida en un año de la configuración actual y configuración alternativa planteada.....	65
Tabla 26. Beneficio económico para ESSA al año con la configuración planteada.....	66
Tabla 27. Índice de pérdidas con las tres configuraciones.....	66

LISTA DE ANEXOS

(Ver anexos adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Anexo 1. Configuraciones que registraron menores pérdidas de energía eléctrica.

Anexo 2. Reducción en pérdidas de energía y por compra de energía en el año que registró la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica y la configuración planteada.

Anexo 3. Análisis del beneficio económico para ESSA en la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica y configuración planteada teniendo en cuenta la demanda no atendida (DNA) y el número de eventos en las líneas cambiantes.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P., QUE DETERMINEN LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE MEDIANTE RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) A NIVEL DE 34,5 KV EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA*

AUTOR: WILMER DE JESÚS TUTA TORRES**

PALABRAS CLAVE: Pérdidas de energía, reconfiguración de la red, índice de pérdidas, maniobras operativas, SDL, operador de red, contingencia.

DESCRIPCIÓN

Las pérdidas de energía eléctrica han sido un problema debido al alto costo que estas representan al Operador de red. Una opción para disminuir las pérdidas de energía eléctrica es mediante la reconfiguración de la red, la cual consiste en modificar la topología de las redes a través de la apertura o cierre de interruptores. La idea central de la práctica empresarial es encontrar una configuración de la red que registre menores pérdidas de energía eléctrica en el SDL a nivel de 34,5 kV en el área metropolitana de Bucaramanga (AMB), con la finalidad de disminuir los índices de pérdidas de energía eléctrica actuales de la ESSA, y así acercarse a una de las metas empresariales de ESSA para el 2022, que consiste disminuir los índices de pérdidas de energía eléctrica al 10,87%, teniendo un valor actual del 12,06%. Con la finalidad de cumplir lo propuesto, se estudiaron las diferentes metodologías de reconfiguración de la red, partiendo de la configuración actual de la ESSA en el AMB debido a restricciones eléctricas. El método de búsqueda exhaustiva llamado ataque de fuerza bruta fue el seleccionado para realizar el análisis, en el cual se simula cada una de las posibles combinaciones de interruptores para así encontrar el que registre menores pérdidas de energía eléctrica. Las simulaciones y el código propuesto para la realización del estudio fueron simuladas en el software DlgSILENT PowerFactory. Después de identificar la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica, se verificó que no presentara restricciones eléctricas. Adicionalmente, se cuantificaron las pérdidas de energía eléctrica en todos los periodos y se estableció el posible beneficio económico. Por último, se realizó el análisis de confiabilidad con contingencias individuales N-1 y se calculó el valor de la energía no suministrada en caso de falla.

* Trabajo de Grado.

** Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, UIS. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE ELECTRICAL SCENARIOS OF THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P.'S POWER SYSTEM, THAT DETERMINE THE OF LOSSES REDUCTION BY JOULE EFFECT BY RECONFIGURING THE LOCAL DISTRIBUTION SYSTEM AT LEVEL OF 34.5 KV IN THE METROPOLITAN AREA OF BUCARAMANGA*

AUTHOR: WILMER DE JESÚS TUTA TORRES**

KEYWORDS: Energy losses, network reconfiguration, loss index, operational maneuvers, distribution local system, utility company, contingency.

DESCRIPTION

Electric power losses have been a problem due to the high cost that these represent to the utility companies. One option to reduce electrical energy losses is through the network reconfiguration, which consists on modifying the network topology by opening or closing switches. The Internship's central idea is to find the network configuration that registers lower electrical energy losses in the local distribution system, at the level of 34.5 kV, in the metropolitan area of Bucaramanga, in order to reduce the existing electricity's loss rates of ESSA, and thus approaching to one of the ESSA business goals for 2022, which is to reduce the electricity losses rates from 12,06% (actual) to 10,87%. In order to comply with the proposal, the different reconfiguration methodologies of the network were studied, starting from the current configuration of ESSA in the AMB due to electrical restrictions. The exhaustive search method called brute force attack was selected to carry out the analysis, in which each of the possible combinations of switches is simulated in order to find the one that registers the least electrical energy losses. Simulations and the proposed code for the development of the study were held by using DlgSILENT PowerFactory software. After identifying the configuration with the lowest electrical energy losses, it also was verified that this configuration does not present electrical restrictions. Additionally, the electrical energy losses were quantified for all periods, and it was established the possible economic benefit. Finally, the reliability analysis with individual contingencies N-1 was carried out, as well as, the value for unsupplied energy in case of failure was calculated.

* Degree work.

** School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering, UIS. Director: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

INTRODUCCIÓN

En el transporte de energía eléctrica son inevitables las pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule, que son causadas por la corriente que circula a través del conductor. Las pérdidas de energía eléctrica ocasionan mayores costos internos, produciendo un serio impacto sobre las tarifas eléctricas debido a que la energía eléctrica perdida se debe recuperar mediante el cobro a los usuarios que consumen la energía eléctrica. Este cobro se realiza con respecto al porcentaje pérdidas de energía eléctrica reconocidas que es diferente en cada nivel de tensión.¹ En otras palabras, al reducir las pérdidas de energía eléctrica, disminuye el índice de pérdidas de energía eléctrica, el cual representa para los operadores de red una medida de su eficiencia técnica, comercial y administrativa, además disminuye los costos en la operación del sistema, lo que conlleva a un mejor desempeño de su operación.

Las alternativas para disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica se pueden clasificar en aquellas que requieren inversiones en la infraestructura y en el otro conjunto de actividades que trabajan sobre la red existente. El primer caso consiste en expandir la red o sustituir elementos de ésta, por ejemplo: cambiar los conductores o construcción de nuevos elementos, como transformadores, líneas o subestaciones. Mientras que el segundo caso consiste en manipular los elementos de la red, mediante optimización de la tensión, rebalanceo de fases y reconfiguración de la red.²

La reconfiguración de la red es una de las alternativas más económicas para reducir pérdidas de energía eléctrica y es precisamente la empleada en este trabajo de

¹ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P. Estudio de pérdidas técnicas en los niveles de tensión II y III de ESSA. 2018.

² GHIA, A. and DEL ROSSO, A. Reducción de pérdidas en sistemas de transmisión y distribución. Cámara Argentina la Construcción, vol. I. 2013, p.34

grado, debido a que aprovecha la estructura de la red existente, sin realizar grandes inversiones. Esta metodología consiste en alterar la topología de las redes a través de la apertura o cierre de interruptores.³

Normalmente los alimentadores de distribución de energía eléctrica, están configurados radialmente para la coordinación efectiva de sus sistemas de protección, sin embargo estos sistemas tienen la posibilidad de formar un anillo o malla, lo cual permite alimentar a cada nodo de consumo desde dos o más circuitos diferentes, aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico e inclusive en algunos casos disminuyendo las pérdidas de energía eléctrica cuando el sistema opera en esta condición.⁴ El sistema eléctrico del área metropolitana de Bucaramanga (AMB) perteneciente a la ESSA en el nivel de tensión 34,5 kV, opera actualmente con una combinación de configuraciones tanto radial como mallada, así mismo, la configuración propuesta se mantiene mixta.

La configuración actual del sistema de potencia del área metropolitana de Bucaramanga a 34,5 kV fue la base o configuración inicial para iniciar el estudio, esto debido a restricciones eléctricas (límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación) y así asegurando que se atienda toda la demanda de energía eléctrica. Posteriormente, se aplicó el método de ataque por fuerza bruta, este método de búsqueda exhaustiva realiza la simulación de cada una de las posibles combinaciones de interruptores, encontrando así las configuraciones que registraron menores pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule.⁵

³ CARVAJAL, S.; LÓPEZ, J. y LEMOINE, C. Reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas. En: Con-ciencias, No. 24. 2009.

⁴ LLORENS IBORRA, F. Modelo lineal para la reconfiguración óptima de redes de media tensión urbanas. Universidad de Sevilla Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2010.

⁵ SUÁREZ GIL, J. y PIÑEROS GUARNIZO, J. Comparación de métodos de reducción de pérdidas técnicas de energía empleando reconfiguración en sistemas de distribución radial. Universidad de la Salle, 2016.

Las simulaciones se realizaron para el periodo 19 (periodo que representa para la ESSA la más alta demanda y el periodo de mayores pérdidas de energía eléctrica de 18:00 a 18:59 horas) de un día tipo ordinario. En el estudio se usó el software DIGSILENT PowerFactory que es una herramienta empleada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, usando su lenguaje de programación DPL y otras herramientas del mismo. Este software es empleado en la Electrificadora de Santander y en él ya se encuentra modelado el sistema de potencia de ESSA a los distintos niveles de tensión, además este software se usa en otros operadores de Red como Electricaribe⁶, Codensa,⁷ y en otras empresas del sector eléctrico, entre ellas XM, por usar técnicas confiables y flexibles de modelados y algoritmos.⁸

En este trabajo de grado se presentan dos configuraciones, la primera, la que registró menores pérdidas de energía eléctrica y la segunda llamada configuración alternativa planteada, la cual se obtuvo dentro del 20% de las configuraciones con menores pérdidas de energía eléctrica. Esta configuración tiene mayor confiabilidad y por lo tanto menor demanda no atendida (DNA) que la primera configuración. A estas dos configuraciones se les realizó el cálculo de cargabilidad en líneas de distribución y tensión en barras en el área metropolitana de Bucaramanga, análisis de contingencias, DNA en caso de contingencia, reducción de pérdidas de energía eléctrica, disminución del índice de pérdidas de energía eléctrica y reducción en el costo por compra de energía eléctrica, para así ver la viabilidad de cada una y entregar el respectivo análisis a la ESSA quienes decidirán la posible implementación de alguna de las dos configuraciones encontradas que disminuyeron pérdidas respecto a la configuración actual, presentadas en este trabajo de grado.

⁶ RAMÍREZ GUERRA, E. Metodología para reducir las pérdidas técnicas en las redes de distribución de media tensión con aplicación en el circuito industrial norte. Corporación Universitaria de la Costa (CUC), 2005.

⁷ CODENSA. Taller de Confiabilidad. In: Vision OR, 2009, p. 25.

⁸ DIGSILENT, G. Power Factory User's Manual, vol. 49, No. 0. 2008, 48p.

Este documento está compuesto de 9 capítulos, El primer capítulo corresponde a la introducción, en el segundo capítulo se presenta la formulación del problema y los objetivos planteados, aquí se explica el por qué las pérdidas de energía eléctrica son un inconveniente en el sistema ESSA, el tercer capítulo constituye el marco teórico, dentro del que se define que son las pérdidas de energía eléctrica y las alternativas que existen para disminuirlas. El cuarto capítulo presenta la infraestructura del área metropolitana de Bucaramanga, las líneas de distribución a nivel de 34,5 kV y las subestaciones que lo conforman, el quinto capítulo menciona las diferentes técnicas para disminuir las pérdidas de energía eléctrica por medio de reconfiguración de la red y la metodología usada en el trabajo de grado, en el sexto capítulo se presenta la configuración que registro menores perdidas de energía eléctrica y las principales características del script que se realizó en el software DIgSILENT para llegar al resultado obtenido. El séptimo capítulo presenta el análisis de la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica, el octavo capítulo presenta la configuración planteada y su respectivo análisis anteriormente mencionado, Finalmente en el noveno capítulo se expone las conclusiones del trabajo de grado.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las pérdidas de energía eléctrica equivalen a la diferencia entre la energía eléctrica generada, recibida o suministrada y la energía eléctrica vendida, entregada o facturada por parte del operador de red.⁹ Estas pérdidas se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son propias de procesos físicos, entre ellos el calentamiento de conductores, conocido como efecto Joule.

Como ya se había mencionado en la introducción, las pérdidas de energía eléctrica producen sobrecostos en la tarifa de los usuarios y en la operación del sistema por parte del OR, además de afectar la eficiencia del sistema, es por ello que se buscan alternativas para disminuirlas.

Actualmente, el índice de pérdidas de energía eléctrica técnica y no técnica en la Electrificadora de Santander se encuentra en 12,06%. ESSA se propone cada año reducir este porcentaje con acciones y proyectos como el programa de reducción y control de pérdidas en el cual se tiene planteado recuperar 116,4 GWh-año a diciembre de 2022, con el objetivo de reducir el indicador de pérdidas de energía eléctrica para la misma fecha al 10,87%.¹⁰

En esta práctica empresarial se estudiará el sistema eléctrico de la ESSA, específicamente el área metropolitana de Bucaramanga a nivel de 34,5 kV, en busca de encontrar la configuración de la red que registre menores pérdidas de energía eléctrica, con el fin de reducir los indicadores de pérdidas, disminuyendo costos en la operación del sistema y mejorando la eficiencia de este. Para la

⁹ ESPINOSA REZA, A.; LÓPEZ MONTEJO, J. y RAZO MIRANDA, A. Pérdidas técnicas y no técnicas de energía. Boletín IIE Año 39, vol. 39. 2015, p. 165–225

¹⁰ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P. Informe de sostenibilidad 2017. ESSA, GRUPO EPM, 2017.

realización de esta práctica empresarial se plantearon los objetivos que se detallan a continuación.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL.

Analizar e identificar las configuraciones de la red eléctrica a 34,5 kV del Área metropolitana de Bucaramanga (AMB) que registren las menores pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule para el escenario “carga tipo día ordinario”.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar y determinar la metodología de reconfiguración de la red más conveniente a aplicar en la configuración de la infraestructura ESSA, de tal manera que permita disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica considerando la red actual de ESSA y sus respectivas restricciones.
- Identificar las configuraciones eléctricas del sistema ESSA que disminuyan las pérdidas técnicas de energía eléctrica en el periodo 19 (período de más alta demanda) para un día ordinario con el método seleccionado, cuantificando la reducción de pérdidas de energía eléctrica correspondientes a los demás periodos.
- Establecer los posibles beneficios económicos con la configuración propuesta para la disminución de pérdidas técnicas de energía eléctrica respecto a la configuración actual, teniendo en cuenta el impacto en la demanda no atendida y el análisis de contingencias N-1 de las líneas a 34,5 kV del AMB.

3. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

Las pérdidas de energía eléctrica constituyen para las empresas distribuidoras de energía un problema que se refleja en deficiencias operativas y técnicas [9]. Según lo presentado en el reporte del banco interamericano de desarrollo (BID) del 2014, llamado “Electricidad perdida”, Colombia en el año 2012 presentaba un nivel de pérdidas de energía eléctrica cercano al 20%, mayor al promedio en América latina y el caribe (ALC) el cual era para la fecha del 17%, y muy superior a los países que conforman la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) cuyo promedio estaba entre el 6% y 8%.¹¹ Este alto porcentaje de pérdidas de energía eléctrica ha causado que entes regulatorios establezcan mecanismos que estimulan al operador de red a invertir sobre este tema, descritos en resoluciones como la CREG 015 de 2018, haciendo que los OR se propongan metas anuales donde se reduzca el índice de pérdidas de energía eléctrica.

3.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

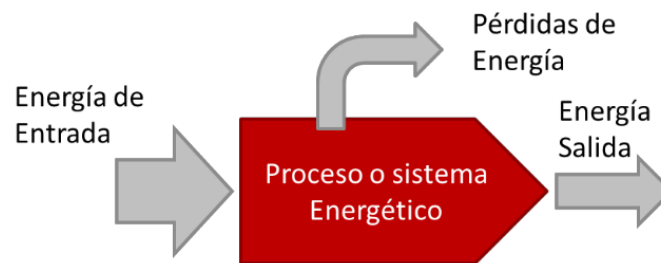
Las pérdidas de energía eléctrica es la diferencia entre las energías eléctricas de entrada y de salida, en un proceso energético¹² (ver

¹¹ JIMÉNEZ, R.A.; SEREBRISKY, T. and MERCADO DÍAZ, J.E. Power lost: sizing electricity losses in transmission and distribution systems in Latin America and the Caribbean. IDB Monogr. (Infrastructure Environ. Sect. Energy Div. IDB-MG-241. 2014.

¹² ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P. Estudio de pérdidas técnicas, Op. cit.

Ilustración 1), siendo su nivel un indicativo de la eficiencia técnica, comercial y administrativa del operador de red.

Ilustración 1. Pérdidas de energía eléctrica.



Fuente: ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P. Estudio de pérdidas técnicas en los niveles de tensión II y III de ESSA. 2018.

Dicho de otra manera, las pérdidas de energía eléctrica cuantifican la diferencia entre la electricidad disponible para consumo final y la energía facturada a los usuarios finales.¹³ Las pérdidas de energía eléctrica se dividen en pérdidas técnicas y no técnicas.

3.1.1. Pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas también llamadas perdidas comerciales, se dan principalmente en el sistema de distribución debido a que en esta etapa incluye, además del transporte de energía eléctrica, varias actividades como; la conexión, medición y el cobro por el servicio de energía. Estas pérdidas se refieren a la electricidad entregada pero no pagada por los usuarios. Están

¹³ JIMÉNEZ, R.A.; SEREBRISKY, T. and MERCADO DÍAZ, J.E., Op. cit.

relacionadas a la gestión de las empresas de energía y factores culturales del sector, se pueden atribuir a cuatro factores:¹⁴

- **Robo:** Ocurre cuando el usuario se conecta ilegalmente a la red.
- **Electricidad no contabilizada:** Es la electricidad usada tanto en señales de tráfico como en alumbrado público, en donde no se mide el consumo de energía.
- **Fraude:** Ocurre cuando el cliente modifica el equipo de medición, ocasionando que se registren niveles de consumo eléctrico más bajos que el caso real.
- **Problemas de gestión:** Ocurre por el mal mantenimiento de los equipos de medición lo que influye en una mala contabilización del consumo de energía.

3.1.2. Pérdidas técnicas. En los diferentes elementos de las redes eléctricas por ejemplo en líneas de transmisión, transformadores y bancos de capacitores, se originan en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas.¹⁵ Estas pérdidas de energía eléctrica se producen en todos los niveles de tensión y es imposible mitigarlas en su totalidad, aunque se pueden disminuir a niveles tolerables. Las pérdidas técnicas de energía eléctrica se dividen en pérdidas fijas y pérdidas variables.¹⁶

- **Pérdidas técnicas fijas:** Son proporcionales a la tensión e independientes del flujo de electricidad. Como la variación de la tensión es reducida en condiciones normales con respecto a su valor nominal se consideran pérdidas constantes. Las pérdidas fijas son causadas por deficiencias físicas como la histéresis, pérdidas en el núcleo de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión, Estas pérdidas representan entre 20% y 40% del total de las pérdidas técnicas.¹⁷

¹⁴ Ibid.

¹⁵ ESPINOSA REZA, A.; LÓPEZ MONTEJO, J. and RAZO MIRANDA, A., Op. cit.

¹⁶ JIMÉNEZ, R.A.; SEREBRISKY, T. and MERCADO DÍAZ, J.E., Op. cit.

¹⁷ ESPINOSA REZA, A.; LÓPEZ MONTEJO, J. and RAZO MIRANDA, A., Op. cit.

- **Pérdidas técnicas variables:** Son proporcionales a la resistencia en los conductores y del flujo de electricidad. Las pérdidas de energía eléctrica variables son causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de la red, las líneas de mayor tensión tienden a producir pérdidas menores de energía eléctrica.¹⁸

Dentro de las pérdidas variables de energía eléctrica se encuentra las causadas por **efecto Joule**, cuyo concepto es *“La cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica, depende directamente del cuadrado de la intensidad de la corriente, del tiempo que ésta circula por el conductor y de la resistencia que opone el mismo al paso de la corriente”*.¹⁹ Es decir, a mayor corriente que pasa por un conductor, mayores van a ser las pérdidas producidas por efecto Joule. La variación de la carga influye en el flujo de potencia lo cual es otro factor que incide en el aumento o disminución de las pérdidas técnicas de energía eléctrica [9].

3.2 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El diseño y construcción de los sistemas eléctricos de potencia, particularmente los sistemas de distribución de los operadores de red tienen gran influencia en las pérdidas técnicas de energía eléctrica que se producen y en la manera en que se pueden disminuir.²⁰ Estos sistemas de distribución están conformados típicamente por líneas de subtransmisión, subestaciones, transformadores, redes de distribución, dispositivos de interrupción, acometidas y medidores para usuarios finales.²¹

¹⁸ Ibid.

¹⁹ VÁSQUEZ GRANDA, P.M. Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas en sistemas de distribución. Universidad de Cuenca, 2014.

²⁰ GHIA A. and DEL ROSSO, A., Op. cit.

²¹ ESPINOSA REZA, A.; LÓPEZ MONTEJO, J. and RAZO MIRANDA, A., Op. cit.

Existen diferentes métodos para disminuir las pérdidas técnicas de energía eléctrica, la Tabla 1 muestra alguno de ellos junto con su relación beneficio costo.²²

Tabla 1. Relación beneficio/costo de algunos métodos para reducir pérdidas técnicas

MÉTODO DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS	BENEFICIO / COSTO
Cambio de conductores	0,6 a 7
Ubicación de condensadores	2 a 8
Elevación de los niveles de tensión del servicio	1,5 a 3
Reconfiguración	Mayor de 13

Fuente: Autor, adaptado de GRANOBLES, R.; DIAZ, J.; CAICEDO, G. and GERS, J. Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución. En: Energía y Comput., vol. 10, No. 17, p. 11, 2001

3.2.1 Cambio de conductores. Usar conductores con baja resistencia, es decir aumentando el calibre del conductor, disminuye las pérdidas de energía eléctrica causadas por efecto Joule.²³ No es viable económicamente cambiar el conductor (si está en buen estado) con el objetivo de disminuir pérdidas de energía eléctrica, pero esta decisión es considerada si el conductor a cambiar ya cumplió su vida útil.

3.2.2 Ubicación de condensadores. En este método inicialmente se determina en cuales barras del sistema de distribución deben ser adicionados condensadores y cuanta potencia reactiva debe ser adicionada a dichas barras. Esto ocasiona que mejore el perfil de la tensión, lo que conlleva a que la potencia reactiva que circula por la red sea de menor magnitud, logrando que las pérdidas de energía eléctrica en la red disminuyan.^{24,25}

²² GRANOBLES, R.; DIAZ, J.; CAICEDO, G. and GERS, J. Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución. En: Energía y Comput., vol. 10, No. 17, p. 11, 2001

²³ CASA N. I. and SUNCHA CÓNDOR, M. G. Control y reducción de pérdidas no técnicas de energía mediante el método balance de energía por transformador en 19 sectores de la provincia de Cotopaxi designados por ELEPCO S.A. UTC, 2009.

²⁴ GRANADA, M. ESCOBAR ZULUAGA, A. and GALLEGOS, R. Reducción de Pérdidas Técnicas Usando medidas Correctivas por Etapas. En: Rev. Colomb. Tecnol. Av., vol. 1, p. 8, 2006.

²⁵ GÓMEZ, J. R. and DIAZ, N. Solución del problema de localización de condensadores en circuitos de distribución primaria mediante algoritmo genético. En: Ing. Energética, vol. 32, pp. 65–74, 2011.

3.2.3 Elevación de los niveles de tensión del servicio. En redes de subtransmisión y redes de distribución elevar los niveles de tensión es uno de los métodos para disminuir pérdidas técnicas de energía de energía eléctrica. Esta práctica se puede realizar especialmente si las redes son antiguas, debido a que con menor tensión de operación mayor va a ser la corriente que circule por la red, lo que va a ocasionar mayores pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule.²⁶

3.2.4 Reconfiguración de la Red. La reconfiguración de la red consiste en alterar la estructura topológica de la red, mediante la apertura y/o cierre de interruptores. Considerando que el presente trabajo se desarrolla bajo este método, la descripción de este método se amplía en el Capítulo 5.

²⁶ CHINGUANO VELASCO, A. Reducción de pérdidas y de la duración de las interrupciones en alimentadores primarios mediante su reconfiguración óptima. Estudio de caso de la empresa eléctrica Riobamba. Escuela Politécnica Nacional, 2017.

4. INFRAESTRUCTURA Y CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL AREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA

El sistema eléctrico de potencia de la Electrificadora de Santander ESSA en el área metropolitana de Bucaramanga cuenta con un total de 18 subestaciones y 24 líneas de distribución de 34,5 kV, el cual fue el nivel de tensión analizado en esta práctica empresarial.

4.1 SUBESTACIONES EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA

Las subestaciones eléctricas (en adelante S/E) pertenecientes al área metropolitana de Bucaramanga tienen los siguientes valores de transformación: 1 subestación de 230/115/34,5/13,8 kV, 2 Subestaciones de 230/115/34,5 kV, 3 subestaciones de 115/34,5/13,8 KV, 11 subestaciones de 34,5/13,8 KV y una subestación de 34,5/13,8/11,4 kV. Estas subestaciones se describen en la Tabla 2.

Tabla 2. Subestaciones del área metropolitana de Bucaramanga

CÓDIGO ESSA	NOMBRE	CAPACIDAD	NIVEL DE TENSIÓN
4	BELLAVISTA	2,8 MVA	34,5/13,8 kV
5	LAS VILLAS	5 MVA	34,5/13,8 kV
6	BUCARAMANGA	300 MVA	230/115/34,5 kV
8	BUCARICA	27,5 MVA	34,5/13,8 kV
9	REAL DE MINAS	80 MVA	115/34,5/13,8 kV
10	CONUCO	62,5 MVA	34,5/13,8 kV
11	CANEYES	25 MVA	34,5/13,8 kV
12	EL BOSQUE	37,5 MVA	34,5/13,8 kV
20	NORTE	37,5 MVA	34,5/13,8 kV
21	HAMACAS	5 MVA	34,5/13,8 kV
22	LOS PALOS	150 MVA	230/115/34,5/13,8 kV
24	PALENQUE	120 MVA	115/34,5/13,8 kV
26	PRINCIPAL	30,6 MVA	34,5/13,8/11,4 kV

CÓDIGO ESSA	NOMBRE	CAPACIDAD	NIVEL DE TENSIÓN
28	SUR	51,66 MVA	34,5/13,8 kV
37	SAN CRISTÓBAL	12,5 MVA	34,5/13,8 kV
40	PIEDECUESTA	150 MVA	230/115/34,5 kV
41	LA GRANJA	12,5 MVA	34,5/13,8 kV
42	FLORIDA	80 MVA	115/34,5/13,8 kV

4.2 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN AL NIVEL DE TENSIÓN DE 34,5 KV

En la Tabla 3 se listan las líneas de transmisión (Ln) de 34,5 kV pertenecientes al área metropolitana de Bucaramanga y su respectivo ajuste de sobrecorriente, es decir la máxima corriente que puede pasar por el conductor en condición normal de operación.

Tabla 3. Líneas de distribución a 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga

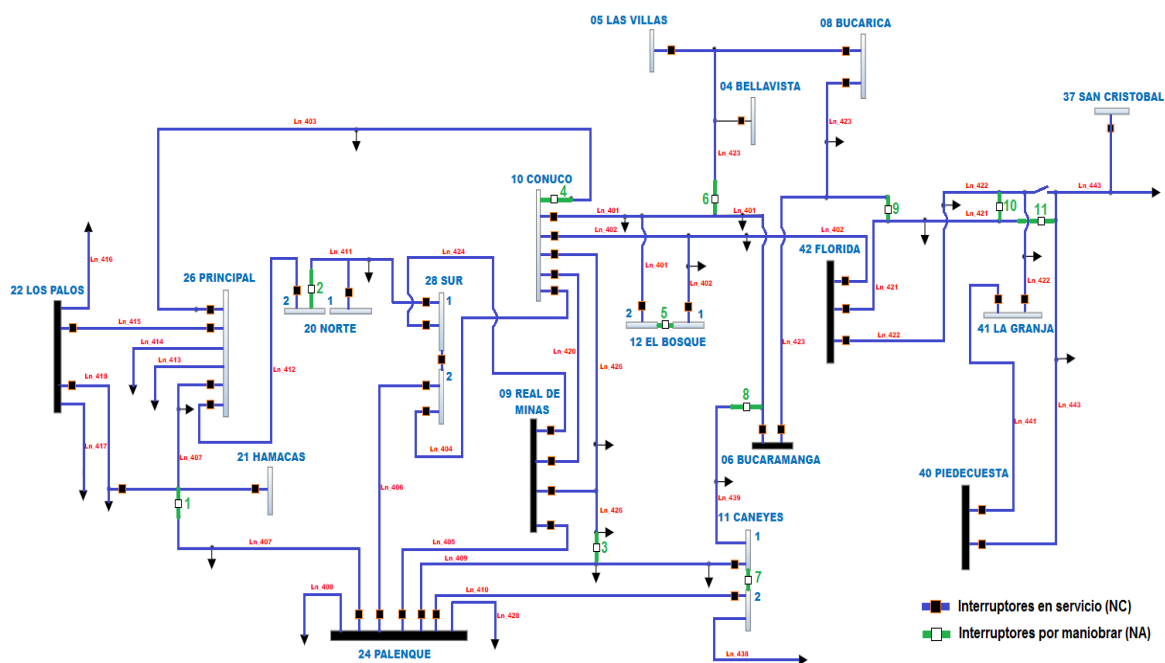
CÓDIGO	NOMBRE	MÁXIMO AJUSTE DE SOBRECORRIENTE, [A]
401	BUCARAMANGA - CONUCO	448
402	FLORIDA - CONUCO	438
403	CONUCO - PRINCIPAL	480
404	CONUCO - SUR	480
405	PALENQUE - REAL DE MINAS	480
406	PALENQUE - SUR	736
407	PALENQUE - PRINCIPAL	480
409	PALENQUE - TREFILCO	480
410	PALENQUE - ZAPATOCA	480
411	SUR - NORTE	480
412	PRINCIPAL - NORTE	480
413	PRINCIPAL - PALMAS I	400
414	PRINCIPAL - PALMAS II	400
415	PALOS - PRINCIPAL	480
418	PALOS - BAVARIA	455
420	REAL DE MINAS - CONUCO	480
421	FLORIDA - GUATIGUARA	480

CÓDIGO	NOMBRE	MÁXIMO AJUSTE DE SOBRECORRIENTE, [A]
422	FLORIDA - ICP	480
423	BUCARAMANGA - BUCARICA	380
424	REAL DE MINAS - SUR	912
426	REAL DE MINAS - CODIESEL - CONUCOS II	480
439	CANEYES - BUCARAMANGA	480
441	PIEDECUESTA - LA GRANJA	440
443	PIEDECUESTA - LA MESA	440

4.3 CONFIGURACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA A NIVEL DE 34,5 KV

En la Ilustración 2 se presenta la configuración actual del sistema eléctrico del área metropolitana de Bucaramanga, donde se pueden observar las líneas, subestaciones e interruptores que se tienen a la tensión de 34,5 kV.

Ilustración 2. Configuración actual de área metropolitana de Bucaramanga.



Como se observa en la Ilustración 2, dentro del área metropolitana de Bucaramanga hay 11 interruptores normalmente abiertos (NA) los cuales se pueden maniobrar. En la Tabla 4 se especifica el tipo de interruptor con su respectivo código.

Tabla 4. Interruptores NA en el área metropolitana de Bucaramanga.

NÚMERO	CÓDIGO	TIPO DE INTERRUPTOR	CONEXIÓN
1	AP-9245201	Reconectador	Une Ln 407 de 24 con 21
2	AP-237041	Seccionalizador	Une a S/E 20(1) con S/E 20(2)
3	AP-3048543	Seccionalizador	Suplencia Ln 426-409
4	403 Principal	Reconectador	Une S/E 26 con S/E 10
5	Int. Bosque	Seccionalizador	Une a S/E 12(1) con S/E 12(2)
6	AP-9502157	Reconectador	Une Ln_423 con Ln_401
7	Int. Caneyes	Seccionalizador	Une S/E 11(1) con S/E 11(2)
8	AP-8297223	Seccionalizador	Une Ln 439-401
9	AP-2065746	Seccionalizador	Suplencia Ln 421-423
10	AP-2493608	Seccionalizador	Suplencia Ln 421-422
11	AP-2751950	Seccionalizador	Suplencia Ln 443-421

5. RECONFIGURACIÓN DE LA RED Y METODOLOGÍA A USAR EN EL TRABAJO DE GRADO

La reconfiguración de la red permite reducir pérdidas técnicas de energía eléctrica, modificando la normalidad de los interruptores mediante la apertura o cierre de estos, acción que se puede realizar de manera local o remota. Los métodos para la reconfiguración de la red se pueden clasificar en dos grupos (ver Tabla 5).²⁷

Tabla 5. Métodos para reconfiguración de la red

MÉTODOS PARA RECONFIGURACIÓN DE LA RED	
MÉTODOS BASADOS EN CONOCIMIENTOS	MÉTODOS BASADOS EN TÉCNICAS EVOLUTIVAS
Técnicas heurísticas	Técnica de enfriamiento simulado
Programación lineal	Técnica de algoritmos genéticos
Redes neuronales	
Sistemas Expertos	
Lógica difusa	
Método Montecarlo	

5.1 MÉTODOS BASADOS EN CONOCIMIENTOS

Estos métodos se fundamentan en la experiencia de los operadores sobre las maniobras del sistema, identificando la configuración que cumpla con las restricciones eléctricas presentadas que, para el caso del sector eléctrico colombiano, lo establece la resolución CREG 035 de 1999; donde se verifica que cumpla con los límites térmicos admisibles en la operación de líneas de transmisión y equipos de transformación. Los métodos basados en conocimientos se dividen en 6 técnicas que se describen a continuación.

²⁷ Granobles, R. DIAZ, J. CAICEDO, G. and GERS, J., Op. cit.

5.1.1 Técnicas heurísticas. Esta técnica se “*fundamenta en el conocimiento y la experiencia, buscando la solución en un camino particularmente conveniente, con tiempos de computo rápidos*”.²⁸

En las técnicas heurísticas los interruptores se clasifican en dos tipos:

- Interruptores de seccionamiento: Interruptores normalmente cerrados (NC) que se abren
- Interruptores de frontera: Interruptores normalmente abiertos (NA) que separan un circuito de otro.

Los primeros en plantear el tema de reconfiguración en la red mediante técnicas heurísticas fueron Merlín y Back en 1975, quienes propusieron como función objetivo la disminución de las pérdidas de energía eléctrica. Más adelante, Shirmohammadi modificó la propuesta de Merlín y Back, adicionando la consideración sobre las restricciones de tensión y corriente. En éste se planteó cerrar todos los interruptores de frontera hasta formar una red enmallada y a partir de flujos de carga óptimos abrir los interruptores de seccionamiento, en este caso con el menor flujo de corriente hasta llegar a una topología radial, encontrando así la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica.²⁹

Otra metodología heurística fue planteada por Civanlar et al,³⁰ la cual se basa en el intercambio de ramas (tramos de red), iniciando con una red de configuración radial, cuyos interruptores propuestos para maniobrar son aquellos en donde se puede trasladar carga de un alimentador a otro. La metodología se basa en cerrar un

²⁸ GAVRILAS, M. Heuristic and metaheuristic optimization techniques with application to power systems. 12th WSEAS Int. Conf. Mathematical Methods Comput. Tech. Electr. Eng. (MMACTEE'10), Sel. Top. Math. Methods Comput. Tech. Electr. Eng., p. 95–103, 2010.

²⁹ SHIRMOHAMMADI D. and HONG, H. W. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. IEEE Trans. Power Deliv., vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, 1989.

³⁰ CIVANLAR, S. GRAINGER, J. J. YIN, H. and LEE, S. S. H. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction. IEEE Trans. Power Deliv., vol. 3, no. 3, pp. 1217–1223, 1988.

interruptor y a su vez abrir otro, alimentando todas las cargas y manteniendo la topología radial. En cada configuración se ejecuta un flujo de carga para luego validar que se cumplan las restricciones definidas.

La metodología propuesta fue mejorada por Baran y Wu,³¹ quienes introducen dos fórmulas aproximadas del flujo de potencia cuando se transfieren las cargas de un alimentador a otro, incluyendo en la propia fórmula las restricciones eléctricas, sin necesidad de verificarlas posteriormente.

5.1.2 Programación lineal. El método de programación lineal es una técnica de optimización, el cual ha sido usado para calcular costos de distribución y transmisión en el sistema eléctrico.³² Esta técnica implica tomar como función objetivo el costo de la operación el cual debe ser minimizado cumpliendo con las siguientes restricciones en el sistema. i) Configuración radial del sistema de distribución, ii) Niveles de tensión aceptables y iii) Fiabilidad, entre otros.³³

Como la ecuación de pérdidas $P = I^2 * R$ no es lineal; depende del cuadrado de la corriente, el método de programación lineal no puede tomar como función objetivo la disminución de pérdidas y por ende no es adecuado para realizar un estudio sobre el mismo.³⁴

5.1.3 Redes neuronales. Las redes neuronales se encargan de reconocer un patrón de carga a partir de datos obtenidos de mediciones en el alimentador, luego encuentra una topología y las opciones de conmutación necesarias para

³¹ BARAN M. E. and WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. Power Deliv. IEEE Trans., vol. 4, No. 2. 1989, p. 1401–1407

³² ADAIL, A. S. Network Reconfiguration for Loss Reduction in Electrical Distribution System Using Genetic Algorithm. Al-Azhar University, 2012.

³³ KHODR, H. ALARABY, E. E. and ABDEL-HALIM, M. Methodology for Minimizing Power Losses in Feeders of Large Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming. Qassim Univ. J. Eng. Comput. Sci., vol.7. 2014, p. 157–199

³⁴ ADAIL, A. S., Op. cit.

reconfigurar dicha topología y así reducir las pérdidas de energía eléctrica,³⁵ las redes neuronales encuentran las topologías pero no realiza la reconfiguración de la red en una topología existente,³⁶ por lo tanto esta metodología no se puede aplicar con la infraestructura estudiada.

5.1.4 Sistemas expertos. Los sistemas expertos se basan en el conocimiento; en este, se crea un programa de inteligencia artificial, el cual realiza una tarea de alta dificultad, que también puede ser realizado por personas expertas en el tema.³⁷ Los sistemas expertos para reconfiguración de la red proponen encontrar una combinación particular entre los estados de los interruptores para llegar al objetivo que es disminuir las pérdidas de energía de energía eléctrica.

Como lo presenta Liu y colaboradores,³⁸ se usa el sistema SCADA para obtener las variables de tensión y corriente, en lugar de realizar flujos de carga, si al realizar la maniobra el operador observa que se violan las restricciones eléctricas, procede a deshacerla y realiza otra maniobra con base en el conocimiento del sistema. La realización de algoritmos y/o uso basados en sistemas expertos se fundamentan en metodologías heurísticas.

5.1.5 Lógica difusa. Esta técnica es implementada mediante reglas heurísticas, lo cual permite solucionar el problema con menos carga computacional. Inicialmente se parte de una red enmallada, luego se selecciona el interruptor que se va a maniobrar, para esta decisión se tiene en cuenta varios criterios, como los tramos donde las corrientes son más bajas, tramos con altos índices óhmicos es decir con

³⁵ KIM, H. KO, Y. and JUNG, K. H. Artificial neural–network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. IEEE Trans. Power Deliv., vol. 8, No. 3. 1993, p. 1356–1366

³⁶ BARAN, M. E. and WU, F. F., Op. cit.

³⁷ FORTUNA, J. M. Una introducción a los sistemas expertos en la empresa. Universidad de Valladolid, 1991.

³⁸ LIU, C. C. JAE LEE, S. and VENKATA, S. S., An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems," Power Syst. Restor. Methodol. Implement. Strateg., vol. 3, no. 2, 2000, p. 584–590.

alta resistencia e impedancia; la selección sirve para llegar a una red radial con menores pérdidas de energía eléctrica que las iniciales. La apertura se empieza desde la malla más cercana a la fuente y en cada maniobra se verifica que no viole las restricciones que afectan el funcionamiento del sistema.³⁹

5.1.6 Método Montecarlo. Este método consiste en maniobrar los interruptores de forma aleatoria consiguiendo así diferentes tipos de configuraciones. Luego para cada una de ellas se realiza el flujo de carga correspondiente, para conocer las pérdidas de energía eléctrica en el sistema, tensión en los nodos y corrientes que circulan a través de las líneas.⁴⁰ Una vez obtenida esta información, se identifican las configuraciones que más disminuyan las pérdidas de energía eléctrica y se verifica que cumpla con las restricciones eléctricas del sistema.

5.1.7 Método Ataque de fuerza Bruta. Esta técnica está basada en las posibles combinaciones en el análisis matemático. Por ejemplo para un número de tres dígitos tenemos mil combinaciones posibles (000–999) y solo hay una solución al tomar todas las combinaciones posibles y al organizarlas podemos obtener nuestra solución requerida.⁴¹ Esta técnica tiene similitud con la metodología Montecarlo, pero con esta técnica se simulan todas las posibles configuraciones y a cada una se le realiza el flujo de carga y análisis de pérdidas, para así identificar la configuración que registra menores pérdidas de energía eléctrica y realizarle posterior análisis del cumplimiento de restricciones eléctricas.

5.1.8 Métodos basados en técnicas evolutivas. Estos métodos se basan en la imitación del comportamiento de procesos físicos y biológicos que existen en la

³⁹ GRANOBLES, R. DIAZ, J. CAICEDO G., and GERS, J., Op. cit.

⁴⁰ SUÁREZ GIL J. and PIÑEROS GUARNIZO, D., Op. cit.

⁴¹ KUMAR K. S. and JAYABARATHI, T. Optimal Power System Restoration and Reconfiguration in Distribution Circuit Using BFAM and BPSO. J. Electromagn. Anal. Appl., vol. 01, No. 03. 2009, p. 163–169.

naturaleza. Dentro de estos métodos están las técnicas de enfriamiento simulado y las técnicas de algoritmos genéticos, que se nombrarán a continuación.

5.1.9 Técnica de enfriamiento simulado. El enfriamiento simulado es un algoritmo de búsqueda basado en la termodinámica; se fundamenta en una relación entre la temperatura del material y las pérdidas de energía eléctrica, siendo la temperatura el parámetro de control que detiene el proceso al encontrar el menor índice de pérdidas de potencia eléctrica.⁴²

5.1.10 Técnica de algoritmos genéticos. Los algoritmos genéticos (AG) también son denominados métodos metaheurísticos y son estrategias de búsqueda utilizadas para resolver problemas complejos. En este caso se busca una solución mediante algoritmos de optimización basados en la naturaleza adaptativa y la genética natural para encontrar la mejor configuración de la red y así disminuir las pérdidas de energía eléctrica.⁴³ Primeramente, se genera la población inicial es decir la topología a la cual se le va a realizar la reconfiguración y se le realiza el flujo de carga; luego se seleccionan los individuos, en este caso los interruptores a maniobrar. La selección de más de dos individuos genera los padres, por último, se realiza el cruzamiento entre padres, generando así nuevas configuraciones a las cuales se les realiza el flujo de carga y se verifica el cumplimiento de restricciones eléctricas hasta encontrar la solución con menores pérdidas de energía eléctrica.⁴⁴

5.2 METODOLOGÍA UTILIZADA EN EL TRABAJO DE GRADO

Para la ejecución de este trabajo de grado, se realizó un estudio del área metropolitana de Bucaramanga, identificando la configuración actual del sistema de potencia (ver ilustración 2), a la cual se le realizó el flujo de carga, análisis de

⁴² GRANOBLES, R. DIAZ, J. CAICEDO G., and GERS, J., Op. cit.

⁴³ Ibid.

⁴⁴ SUÁREZ GIL J. and PIÑEROS GUARNIZO, D., Op. cit.

pérdidas de energía eléctrica y la verificación del cumplimiento de restricciones eléctricas, conociendo así algunas de las maniobras que no se pueden realizar en el sistema. Además, se identificó que el sistema eléctrico del área metropolitana de Bucaramanga, opera bajo una configuración mixta. Lo anterior se debe a que no es posible mantener la configuración netamente radial en períodos de alta y media demanda del sistema porque ocasionaría fallas en la operación del sistema.

Para seleccionar la metodología a usar en este trabajo de grado se consideraron los siguientes criterios:

i) Topología y configuración actual del área metropolitana de Bucaramanga:

Al ser un estudio de reconfiguración de red, la topología del sistema no va a cambiar; es decir no se añadirán ni quitaran elementos al sistema de potencia actual, además, como el área metropolitana mantiene una configuración mixta, en las configuraciones encontradas se admitirá que el sistema tenga una configuración mixta, siempre y cuando no vulnere las restricciones eléctricas.

ii) Tiempo de simulación: El tiempo de simulación no es prioritario, debido a que no se necesita el resultado en tiempo real.

iii) Porcentaje esperado de disminución de pérdidas de energía eléctrica.: Es el criterio más significativo, debido a que se busca una configuración que disminuya significativamente las pérdidas de energía eléctrica en el AMB

En los criterios ii) y iii) se tuvo en cuenta lo presentado en [5], donde se comparan algunos métodos de reducción de pérdidas técnicas de energía eléctrica empleando reconfiguración de la red. El estudio realizado por Jimmy Suarez y Danilo Piñeros, se realizó en un sistema de 33 nodos del IEEE, el cuadro comparativo de los distintos métodos de reconfiguración se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6. Cuadro comparativo métodos de reconfiguración de la Red.

MÉTODO	PÉRDIDAS [kW]	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS [%]	TIEMPO DE SIMULACIÓN [S]
Heurístico (intercambio de ramas)	144,4	31,56	4,65
Algoritmo Genético	132,4	37,25	23,82
Montecarlo	123,1	41,66	67594,32

Fuente: Autor, adaptado de SUÁREZ GIL J. and PINEROS GUARNIZO, D. Comparación de métodos de reducción de pérdidas técnicas de energía empleando reconfiguración en sistemas de distribución radial. Universidad de la Salle, 2016.

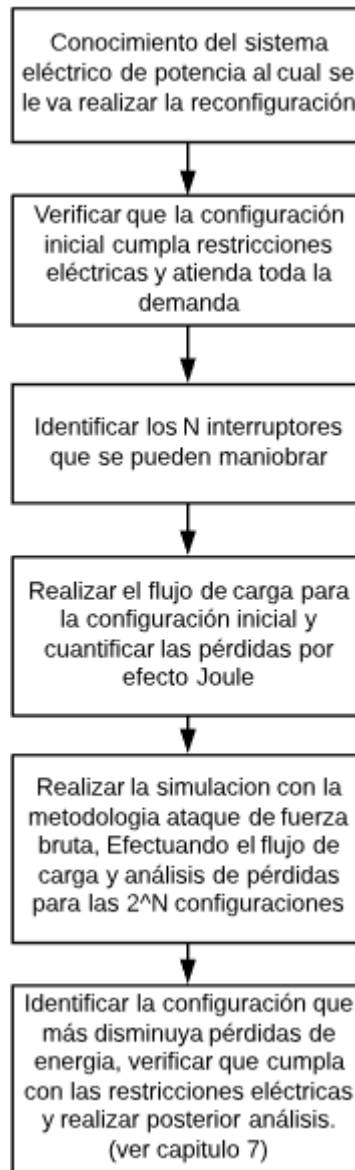
Como se observa en la tabla 6, el método heurístico obtiene buenos resultados en reducción de pérdidas con tiempos de simulación cortos; mientras que el método Montecarlo obtuvo mejores resultados con tiempos de simulación elevados respecto a los demás métodos. Considerando el nivel de reducción de pérdidas de Montecarlo, se decide realizar el total de las simulaciones, usando el método de fuerza bruta, para encontrar la configuración con menor número de pérdidas, se puede aumentar el tiempo de simulación, pero se puede dar un resultado más óptimo que por los métodos considerados anteriormente.

Teniendo en cuenta que sobre la red existen 40 elementos habilitados para operar remotamente en el sistema eléctrico de potencia del área metropolitana de Bucaramanga (AMB), al realizar la reconfiguración únicamente por el método ataque de fuerza bruta, se simularían 2^{40} configuraciones es decir más de un billón de simulaciones que tardarían tiempo extremadamente alto en realizarse, siendo el tiempo aproximado por simulación de 5 segundos. Por cuestión de tiempo y carga computacional no es posible la realización de la reconfiguración utilizando únicamente la metodología ataque de fuerza bruta.

Al realizar apertura de algunos de los interruptores que pertenecen a la configuración actual, existirían configuraciones que no son posibles de realizar por cumplimiento de la demanda y por restricciones eléctricas, por ejemplo, si se decide abrir el interruptor en la bahía de línea 418 existiría una sobrecarga en la línea 415 lo que ocasionaría un colapso parcial del sistema en la zona norte del AMB. Debido a lo anterior, para la realización de este trabajo de grado se tomó como caso base la configuración actual del área metropolitana de Bucaramanga, asegurando de esta manera que todas las cargas sean alimentadas y evitando restricciones eléctricas. En seguida, se identificó el número de interruptores por maniobrar, para así emplear la metodología ataque por fuerza bruta, con la cual se simularon cada una de las posibles configuraciones, en este caso fueron 2048 las configuraciones simuladas y el tiempo de simulación cercano a 3 horas, maniobrando los 11 interruptores presentados en la Tabla 4, realizando los flujos de potencia para cada una de las configuraciones.

El uso de la metodología ataque de fuerza bruta permite obtener resultados relevantes en disminución de pérdidas. Usar la configuración actual como caso base permite llegar a una solución que disminuya pérdidas de energía eléctrica, sin realizar un número de maniobras y modificaciones considerables sobre el escenario actual, además esto garantiza que todas las cargas pertenecientes al sistema de potencia sean alimentadas. Todo lo anterior se representa en el diagrama de flujo de la Ilustración 3.

Ilustración 3. Diagrama de flujo reconfiguración del área metropolitana de Bucaramanga



6. CONFIGURACIÓN CON MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ÁREA METROPÓLITANA DE BUCARAMANGA

Con la metodología presentada en el capítulo anterior se realizó un script en el lenguaje de programación DPL del software DigSILENT PowerFactory, y estas son sus principales características:

- Inicialmente se identificaron los interruptores a maniobrar (NI). Para el estudio fueron 11, los cuales se muestran en la Tabla 8. Se les asigna el valor de 0 (cero) si el interruptor está en posición normalmente cerrado (NC) y 1 (uno) si se encuentra normalmente abierto (NA).
- Como el estado de los interruptores están determinados con los valores de 0 o 1, se creó una matriz binaria de 2^{NI} . En este caso, como son 11 interruptores se tienen 2048 configuraciones, dependiendo del estado de los interruptores.
- Se crearon dos conjuntos, el primero contiene todas las líneas a 34,5 kV y el otro contiene todas las cargas dentro del sistema eléctrico de potencia simulado, en ambos casos, correspondientes al área metropolitana de Bucaramanga.
- A cada configuración simulada se le determinó: i) Cargabilidad y pérdidas de energía eléctrica en las líneas del primer conjunto, ii) Suma de la potencia suministrada por las cargas del segundo conjunto y iii) Total de pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule en las líneas del área metropolitana de Bucaramanga y en el sistema de potencia de ESSA, al nivel de 34,5 kV.
- Los datos obtenidos se exportaron a una tabla de Excel para su posterior análisis. Esta tabla se incluye en el Anexo 1.

Con los datos exportados en la tabla del Anexo 1, se identificaron las configuraciones de menores pérdidas en el área metropolitana de Bucaramanga. Se seleccionó la configuración que presentó menores pérdidas de energía eléctrica en el periodo 19, y se cuantificó la disminución de pérdidas de energía eléctrica

respecto al escenario actual, comprobando que en los demás periodos también disminuyeran estas pérdidas.

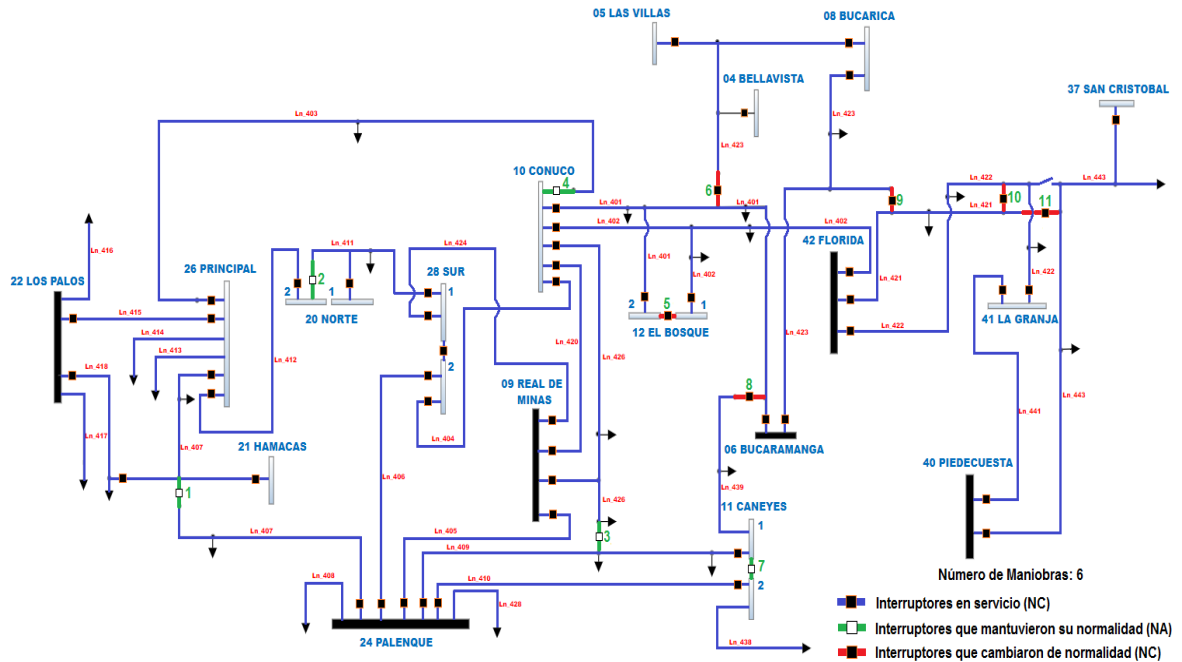
La configuración que presentó menores pérdidas de energía eléctrica se obtuvo en la simulación 1937 (ver Anexo 1), los estados de los interruptores en esta simulación se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Estado de los interruptores a maniobrar, configuración con menores pérdidas

NÚMERO	CÓDIGO	ESTADO DEL INTERRUPTOR (0=CERRADO,1=ABIERTO)	CONEXIÓN
1	AP-9245201	1	Une Ln 407 de 24 con 21
2	AP-237041	1	Une a S/E 20(1) con S/E 20(2)
3	AP-3048543	1	Suplencia Ln 426-409
4	403 Principal	1	Une S/E 26 con S/E 10
5	Int. Bosque	0	Une a S/E 12(1) con S/E 12(2)
6	AP-9502157	0	Une Ln_423 con Ln_401
7	Int. Caneyes	1	Une S/E 11(1) con S/E 11(2)
8	AP-8297223	0	Une Ln 439-401
9	AP-2065746	0	Suplencia Ln 421-423
10	AP-2493608	0	Suplencia Ln 421-422
11	AP-2751950	0	Suplencia Ln 443-421

La representación gráfica de la configuración encontrada es la presentada en la Ilustración 4

Ilustración 4. Configuración que presentó menores pérdidas.



Como se puede evidenciar en la Tabla 7 y en la Ilustración 4, el número de interruptores que se maniobraron en la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica son 6 de los 11 propuestos, el porcentaje de disminución de pérdidas en el periodo 19 respecto al escenario actual en el área metropolitana de Bucaramanga se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Reducción de pérdidas de potencia eléctrica periodo 19 con la configuración con menores pérdidas de potencia eléctrica.

PÉRDIDAS DE POTENCIA ELÉCTRICA POR EFECTO JOULE EN EL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA PERÍODO 19			
Configuración inicial [MWh]	Configuración con menores pérdidas de potencia eléctrica [MWh]	Reducción de las pérdidas de potencia eléctrica [MWh]	Reducción porcentual de las pérdidas de potencia eléctrica [%]
3,348832	2,18867	1,160162	35%

De la misma forma se cuantificó la reducción de pérdidas de potencia eléctrica en los demás periodos para corroborar que la configuración encontrada de menores pérdidas disminuyera las pérdidas de energía eléctrica en todos los periodos (ver Tabla 9).

Tabla 9. Reducción de pérdidas de potencia eléctrica en todos los periodos con la configuración de menores pérdidas

PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE ÁREA METROPOLITANA			
Periodo	Configuración inicial [MW]	Configuración de menores pérdidas de potencia eléctrica [MW]	Reducción en [%]
1	1,053769	0,634228	40%
2	0,994657	0,595327	40%
3	0,965559	0,574442	41%
4	0,974193	0,574762	41%
5	1,028081	0,609099	41%
6	1,164072	0,725904	38%
7	1,323623	0,85217	36%
8	2,282079	1,614859	29%
9	2,62812	1,872619	29%
10	3,112401	2,208324	29%
11	3,376434	2,342485	31%
12	2,667038	1,88419	29%
13	2,779561	1,917294	31%
14	3,186937	2,245736	30%
15	3,217444	2,290246	29%
16	3,052884	2,176098	29%
17	2,684437	1,926249	28%
18	2,991346	1,986524	34%
19	3,348832	2,18867	35%
20	3,076461	1,992513	35%
21	2,556674	1,689503	34%
22	1,933414	1,180487	39%
23	1,418467	0,866243	39%
24	1,153234	0,701964	39%

En la Tabla 9 se puede observar que las pérdidas de potencia eléctrica en las líneas de distribución de 34,5 kV varían respecto al periodo en el que se encuentran, esto ocurre debido a que la carga que se maneja es diferente en cada periodo. La reducción de pérdidas de potencia eléctrica con la configuración que presentó menores pérdidas para el periodo 19 es superior al 28% en todos los periodos, lo que es un resultado positivo en el estudio.

En el siguiente capítulo se realizará: el análisis de la cargabilidad en las líneas de 34,5 kV, el análisis de contingencias N-1, la demanda no atendida por falla en la configuración de menores pérdidas de potencia eléctrica; para considerar la viabilidad de su posible implementación.

7. ANÁLISIS Y BENEFICIOS ECONÓMICOS DE LA CONFIGURACIÓN CON MENORES PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La configuración con menores pérdidas de energía eléctrica cumple con las restricciones eléctricas descritas anteriormente. La cargabilidad en las líneas de distribución a 34,5 kV y las tensiones en las barras al mismo nivel de tensión se muestran a continuación en las ilustraciones 5 y 6 respectivamente.

Ilustración 5. Cargabilidad en líneas de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica

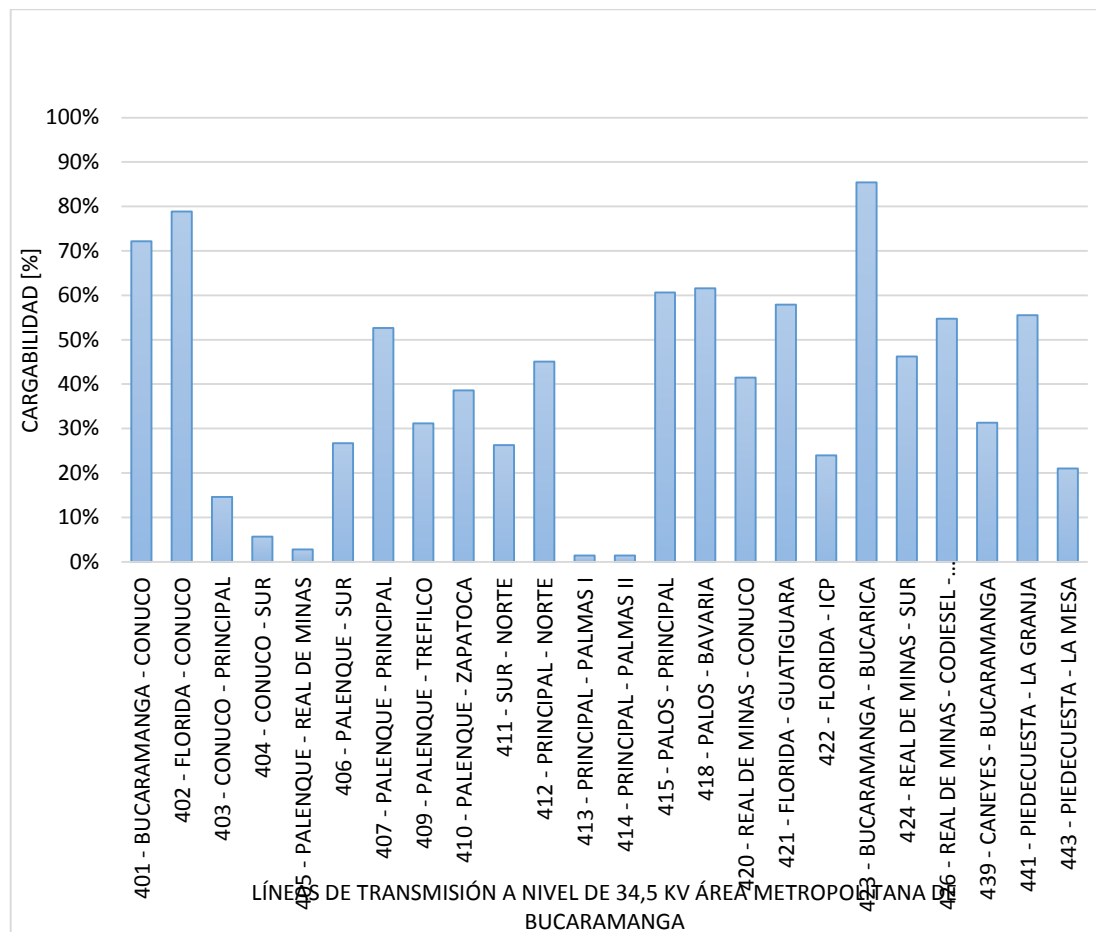
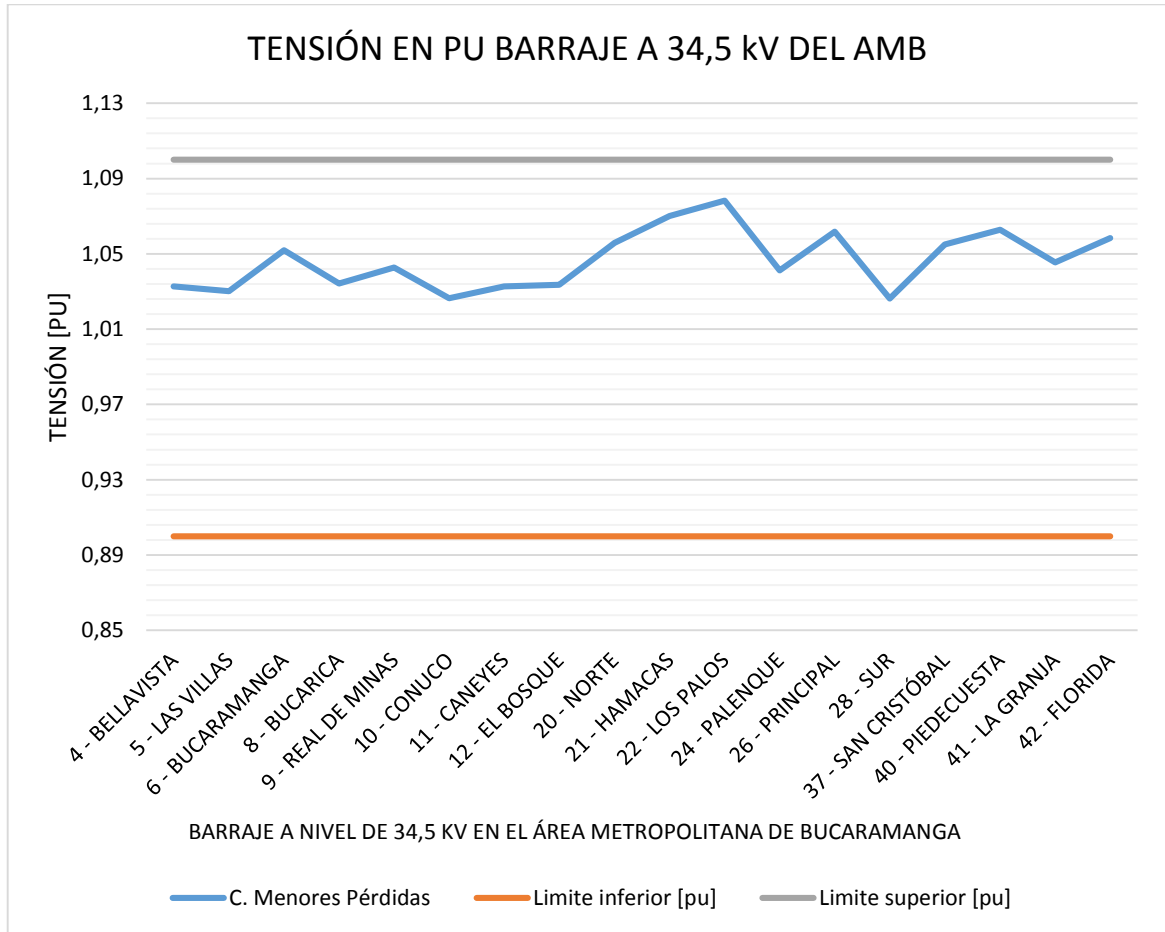


Ilustración 6. Tensión en barras a nivel de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica



Como se puede observar en las anteriores ilustraciones, la cargabilidad no supera límites térmicos, manteniéndose por debajo de su ajuste de sobrecorriente. También se validó que las tensiones en las barras se mantienen dentro del 0,9 y 1,1 [pu] permitido.

Luego se realizó el análisis de contingencias N-1 para la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica. Este análisis se realiza como criterio de confiabilidad, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 10 .

Tabla 10. Análisis de contingencias N-1 configuración con menores pérdidas de energía eléctrica aplicado en las líneas de 34,5 kV

LÍNEA	MÁXIMA CARGABILIDAD [%]	CONTINGENCIA
401 - BUCARAMANGA - CONUCO	101%	423 - BUCARAMANGA - BUCARICA
402 - FLORIDA - CONUCO	108%	423 - BUCARAMANGA - BUCARICA
403 - CONUCO - PRINCIPAL	15%	415 - PALOS - PRINCIPAL
404 - CONUCO - SUR	66%	424 - REAL DE MINAS - SUR
405 - PALENQUE - REAL DE MINAS	16%	424 - REAL DE MINAS - SUR
406 - PALENQUE - SUR	45%	424 - REAL DE MINAS - SUR
407 - PALENQUE - PRINCIPAL	8%	401 - BUCARAMANGA - CONUCO
409 - PALENQUE - TREFILCO	64%	401 - BUCARAMANGA - CONUCO
410 - PALENQUE - ZAPATOCA	39%	401 - BUCARAMANGA - CONUCO
411 - SUR - NORTE	27%	424 - REAL DE MINAS - SUR
412 - PRINCIPAL - NORTE	46%	415 - PALOS - PRINCIPAL
413 - PRINCIPAL - PALMAS I	3%	414 - PRINCIPAL - PALMAS II
414 - PRINCIPAL - PALMAS II	3%	413 - PRINCIPAL - PALMAS I
415 - PALOS - PRINCIPAL	119%	418 - PALOS - BAVARIA
418 - PALOS - BAVARIA	128%	415 - PALOS - PRINCIPAL
420 - REAL DE MINAS - CONUCO	66%	424 - REAL DE MINAS - SUR
421 - FLORIDA - GUATIGUARA	91%	402 - FLORIDA - CONUCO
422 - FLORIDA - ICP	40%	441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA
423 - BUCARAMANGA - BUCARICA	119%	402 - FLORIDA - CONUCO
424 - REAL DE MINAS - SUR	58%	406 - PALENQUE - SUR
426 - REAL DE MINAS - CODIESEL - CONUCOS II	81%	424 - REAL DE MINAS - SUR
439 - CANEYES - BUCARAMANGA	48%	409 - PALENQUE - TREFILCO
441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA	71%	443 - PIEDECUESTA - LA MESA
443 - PIEDECUESTA - LA MESA	66%	421 - FLORIDA - GUATIGUARA

Como se observa en la Tabla 10, las líneas de distribución con códigos 401, 402, 415, 418, 423, se sobrecargan y por ende se dispararían si ocurre una contingencia en las líneas 423, 423, 418, 415, 402 respectivamente. Para compararlo con respecto al escenario actual, es necesario realizar de igual manera un análisis de contingencias N-1 (ver Tabla 11).

Tabla 11. Análisis de contingencias N-1 configuración actual aplicado en las líneas de 34,5 kV

LÍNEA	MÁXIMA CARGABILIDAD [%]	CONTINGENCIA
401 - BUCARAMANGA - CONUCO	73%	423 - BUCARAMANGA - BUCARICA
402 - FLORIDA - CONUCO	49%	424 - REAL DE MINAS - SUR
403 - CONUCO - PRINCIPAL	15%	415 - PALOS - PRINCIPAL
404 - CONUCO - SUR	62%	424 - REAL DE MINAS - SUR
405 - PALENQUE - REAL DE MINAS	21%	424 - REAL DE MINAS - SUR
406 - PALENQUE - SUR	49%	424 - REAL DE MINAS - SUR
407 - PALENQUE - PRINCIPAL	8%	424 - REAL DE MINAS - SUR
409 - PALENQUE - TREFILCO	64%	424 - REAL DE MINAS - SUR
410 - PALENQUE - ZAPATOCA	39%	424 - REAL DE MINAS - SUR
411 - SUR - NORTE	27%	424 - REAL DE MINAS - SUR
412 - PRINCIPAL - NORTE	46%	415 - PALOS - PRINCIPAL
413 - PRINCIPAL - PALMAS I	3%	414 - PRINCIPAL - PALMAS II
414 - PRINCIPAL - PALMAS II	3%	413 - PRINCIPAL - PALMAS I
415 - PALOS - PRINCIPAL	120%	418 - PALOS - BAVARIA
418 - PALOS - BAVARIA	128%	415 - PALOS - PRINCIPAL
420 - REAL DE MINAS - CONUCO	78%	424 - REAL DE MINAS - SUR
421 - FLORIDA - GUATIGUARA	9%	424 - REAL DE MINAS - SUR
422 - FLORIDA - ICP	30%	441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA
423 - BUCARAMANGA - BUCARICA	98%	424 - REAL DE MINAS - SUR
424 - REAL DE MINAS - SUR	64%	406 - PALENQUE - SUR
426 - REAL DE MINAS - CODIESEL - CONUCOS II	94%	424 - REAL DE MINAS - SUR
439 - CANEYES - BUCARAMANGA	18%	424 - REAL DE MINAS - SUR
441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA	37%	422 - FLORIDA - ICP
443 - PIEDECUESTA - LA MESA	67%	422 - FLORIDA - ICP

En la configuración actual (inicial) las líneas de distribución 415 y 418 se sobrecargan si ocurre una contingencia en las líneas de distribución 418 y 415 respectivamente. En comparación de la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica, la configuración actual es más confiable debido a que existen menos escenarios que podrían llevar a un sector del sistema a colapsar por

sobrecarga en caso del disparo de alguna línea de distribución. Sin embargo, se calcula el posible beneficio económico de la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica con respecto a la configuración actual.

Para encontrar el posible beneficio económico se simuló la configuración actual y la de menores pérdidas para tres tipos de días característicos del sistema, día tipo ordinario (lunes a viernes), día tipo sábado y día tipo domingo o feriado (domingos y festivos). Una vez cuantificadas las pérdidas de energía eléctrica por efecto Joule en cada periodo de los tres tipos de día, se calculó la diferencia entre el total de pérdidas de energía eléctrica de cada tipo de día en la configuración inicial con respecto a la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica (ver Anexo 2). El análisis se proyectó para el lapso de tiempo de un año, considerando el total de días para cada tipo de día característico en un año (2018). Los resultados se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12. Tipo de días característicos en un año

TIPO DE DÍA	TOTAL DIAS/AÑO
Ordinario	244
Sábado	51
Domingo o feriado	70

Al ser este un estudio realizado en el nivel III de tensión, el cálculo del ahorro por compra de energía eléctrica se realiza con respecto al costo de los componentes de generación y transmisión de energía eléctrica, este valor varía mensualmente aunque no en forma significativa. El valor de la suma de estos componentes se multiplica con la diferencia de las dos configuraciones en cada tipo de día en [kW] y teniendo en cuenta el número de días de cada uno se calcula el ahorro en un año. El valor de generación y transmisión (en el mes de octubre del 2018) se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13. Valor del componente de generación y transmisión, mes de octubre de 2018

COMPONENTE	VALOR [kWh]
Generación [G]	\$ 178,28
Transmisión [T]	\$ 34,05
Total [G+T]	\$ 212,33

El ahorro en compra de energía eléctrica, utilizando la configuración de menores pérdidas en un año se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14. Ahorro por compra de energía con la configuración con menores pérdidas

TIPO DE DÍA	COSTO AHORRO POR DÍA	COSTO AHORRO TOTAL DÍAS
Ordinario	\$ 3.827.166,74	\$ 933.828.684,54
Sábado	\$ 3.318.246,84	\$ 169.230.588,72
Domingo o feriado	\$ 2.933.618,61	\$ 205.353.302,55
Total Ahorro por compra de energía		\$ 1.308.412.575,81

El ahorro con la configuración encontrada de menores pérdidas es considerable, superando los mil millones de pesos al año. En contraste se tiene que identificar la demanda no atendida (en adelante DNA) causada por alguna contingencia, tanto en la configuración actual, como en la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica, para ello se obtuvo la tasa de fallas en las líneas donde se está modificando su distribución de carga de una configuración a otra y la DNA que provocaría si ocurriese una falla ya sea transitoria o permanente en dichas líneas en las dos configuraciones analizadas, Los cálculos se pueden revisar en el Anexo 3, el análisis de DNA se realizó en el periodo 19 del día tipo ordinario.

Las líneas de distribución que cambiaron su repartición de carga considerablemente debido a la maniobra de los interruptores (en adelante líneas “cambiantes”) y a las

cuales se les realizó el cálculo de la DNA en caso de contingencia y la tasa de fallas al año, se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Líneas “cambiantes” en la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica respecto a la configuración inicial.

CÓDIGO	NOMBRE	FALLAS/AÑO
401	BUCARAMANGA - CONUCO	13
402	FLORIDA - CONUCO	4
421	FLORIDA - GUATIGUARA	10
422	FLORIDA - ICP	7
423	BUCARAMANGA - BUCARICA	5
439	CANEYES - BUCARAMANGA	24
443	PIEDRECUESTA - LA MESA	5

Para encontrar la tasa de fallas al año se indagó en la base de datos de eventos del 2016 hasta agosto de 2018 y se halló un valor promedio de fallas (ver Anexo 3). La DNA en las dos configuraciones analizadas (actual y menores pérdidas de energía eléctrica) se presenta en la Tabla 16.

Tabla 16. DNA en caso de contingencia en líneas “cambiantes” con la configuración de menores pérdidas de energía eléctrica

CÓDIGO	NOMBRE	DNA ACTUAL[MW]	C. MENORES PÉRDIDAS[MW]
401	BUCARAMANGA - CONUCO	7,770	42,851
402	FLORIDA - CONUCO	12,756	42,851
421	FLORIDA - GUATIGUARA	2,692	38,571
422	FLORIDA - ICP	1,117	38,571
423	BUCARAMANGA - BUCARICA	20,993	38,571
439	CANEYES - BUCARAMANGA	4,896	42,851
443	PIEDRECUESTA - LA MESA	13,768	38,571

Una vez obtenido los valores de la DNA en las dos configuraciones se procede a realizar la comparación en costos. Siendo evidente que en caso de contingencia o

falla en cualquiera de las líneas propuestas en la Tabla 15, la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica presentaría mayor DNA que la configuración inicial (ver Tabla 16). Ahora se identifica el costo por salida (en adelante CPS) durante un año de las líneas de distribución que se mencionaron en la Tabla 15, teniendo en cuenta la tasa de fallas y que el dinero que dejaría de recibir la empresa por DNA, es el del componente de comercialización (cv), el cual para el mes de octubre de 2018 presentó un valor de \$ 54.9086 [kWh]. En la Tabla 17 se presenta el CPS en las dos configuraciones y luego se comparan.

Tabla 17. Comparación del costo por salida en un año de la configuración actual y de menores pérdidas de energía eléctrica

CÓDIGO	CPS C. ACTUAL [\$]	CPS C. MENORES PÉRDIDAS [\$]	DIFERENCIA DE CPS [\$]	DIFERENCIA DE CPS AL AÑO [\$/AÑO]
401	\$ 426.645,91	\$ 2.352.891,47	\$ 1.926.245,57	\$ 25.041.192,39
402	\$ 700.427,34	\$ 2.352.891,47	\$ 1.652.464,13	\$ 6.609.856,52
421	\$ 147.813,95	\$ 2.117.872,41	\$ 1.970.058,45	\$ 19.700.584,55
422	\$ 61.352,56	\$ 2.117.872,41	\$ 2.056.519,85	\$ 14.395.638,93
423	\$ 1.152.704,25	\$ 2.117.872,41	\$ 965.168,16	\$ 4.825.840,79
439	\$ 268.829,70	\$ 2.352.891,47	\$ 2.084.061,77	\$ 50.017.482,57
443	\$ 756.001,64	\$ 2.117.872,41	\$ 1.361.870,76	\$ 6.809.353,82
				\$ 127.399.949,57

Luego se contrasta el ahorro presentado en la Tabla 14 con la comparación del costo por salidas en el año presentado en la Tabla 17 y así se identifica un aproximado del beneficio económico que obtendría la empresa durante un año con el uso de la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica encontrada en este trabajo de grado (ver

Tabla 18).

Tabla 18. Beneficio económico para ESSA al año con la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica

FACTOR	VALOR
Ahorro por compra de energía al Año	\$ 1.308.412.575,81
Comparación del CPS/Año	\$ 127.399.949,57
Beneficio económico para ESSA	\$ 1.181.012.626,25

El beneficio económico para ESSA es considerable en la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica, aun teniendo en cuenta el costo por salida de las líneas de distribución analizadas en la Tabla 15, no obstante, realizando el análisis de contingencias N-1 (ver Tabla 11) ocurrirían más contingencias que conllevarían a contingencias N-2, siendo esta una configuración menos confiable que la configuración actual y por ende no sería recomendable realizarla sin antes realizar un caso de estudio, donde se identifique las adecuaciones que requerirían las líneas y subestaciones en el área de influencia previo a la puesta en operación de los proyectos con el objetivo de disminuir el impacto causado en caso de contingencias N-1.

Debido al escenario anterior se propuso otra configuración que está dentro del 20% de configuraciones que más disminuyeron pérdidas de energía eléctrica del total de configuraciones analizadas (ver Anexo 1). Esta configuración (en adelante configuración alternativa) cumple con restricciones eléctricas, mantiene las contingencias presentadas con la configuración actual, y la DNA es menor que en la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica. En el siguiente capítulo se realiza el mismo análisis a esta configuración que a la de menores pérdidas de energía eléctrica.

8. ANÁLISIS Y BENEFICIO ECONÓMICO DE LA CONFIGURACIÓN ALTERNATIVA PLANTEADA

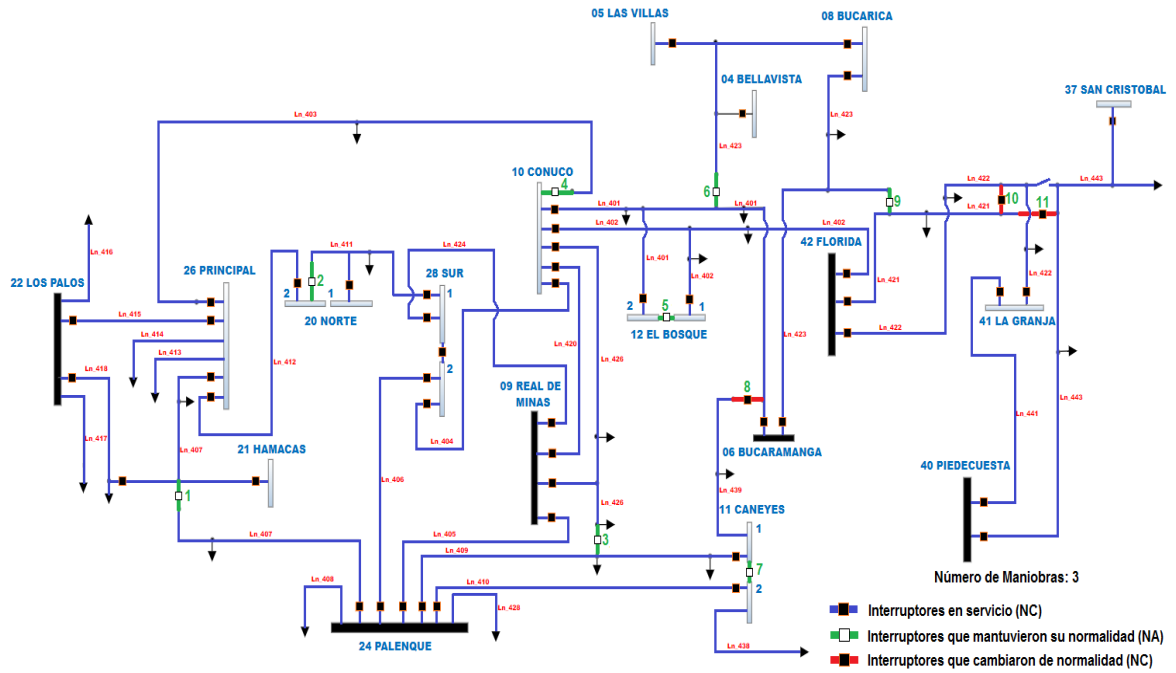
La configuración alternativa planteada se obtuvo en la simulación 2037 (ver Anexo 1). Los estados de los interruptores en esta simulación se presentan en la Tabla 19 y la representación gráfica se muestra en la

Ilustración 7.

Tabla 19. Estado de los interruptores a maniobrar en la configuración alternativa planteada

NÚMERO	CÓDIGO	ESTADO DEL INTERRUPTOR (0=CERRADO,1=ABIERTO)	CONEXIÓN
1	AP-9245201	1	Une Ln 407 de 24 con 21
2	AP-237041	1	Une a S/E 20(1) con S/E 20(2)
3	AP-3048543	1	Suplencia Ln 426-409
4	403 Principal	1	Une S/E 26 con S/E 10
5	Int. Bosque	1	Une a S/E 12(1) con S/E 12(2)
6	AP-9502157	1	Une Ln_423 con Ln_401
7	Int. Caneyes	1	Une S/E 11(1) con S/E 11(2)
8	AP-8297223	0	Une Ln 439-401
9	AP-2065746	1	Suplencia Ln 421-423
10	AP-2493608	0	Suplencia Ln 421-422
11	AP-2751950	0	Suplencia Ln 443-421

Ilustración 7. Configuración alternativa planteada



El número de maniobras realizadas en la configuración alternativa planteada fueron 3 como se evidencia en la

Ilustración 7 y en la Tabla 19, tres menos que en la configuración de menores pérdidas de energía eléctrica, lo que conlleva a usar una configuración que disminuya pérdidas de energía eléctrica sin modificar considerablemente la configuración inicial. El porcentaje de disminución de pérdidas en el periodo 19 en la configuración alternativa planteada respecto a la configuración inicial se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20. Reducción de pérdidas de potencia eléctrica para el periodo 19 con la configuración alternativa planteada

PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA PERÍODO 19			
Configuración inicial [MWh]	Configuración alternativa planteada [MWh]	Reducción [MWh]	Reducción [%]
3,348832	2,432329	0,916502	27%

La reducción que se encontró en el periodo 19 fue del 27%, lo cual con respecto a la configuración de menores pérdidas (35%) sigue siendo considerable. También se cuantificó la reducción en los demás periodos con su respectivo porcentaje de disminución de pérdidas de energía eléctrica respecto a la configuración inicial (ver Tabla 21).

Tabla 21. Reducción de pérdidas en todos los periodos con la configuración alternativa planteada

PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE ÁREA METROPOLITANA			
Periodo	Configuración inicial [MW]	Configuración Menores Pérdidas [MW]	Reducción [%]
1	1,053769	0,725246	31%
2	0,994657	0,679498	32%
3	0,965559	0,650883	33%
4	0,974193	0,631817	35%
5	1,028081	0,6646	35%

PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE ÁREA METROPOLITANA			
Periodo	Configuración inicial [MW]	Configuración Menores Pérdidas [MW]	Reducción [%]
6	1,164072	0,783925	33%
7	1,323623	0,92698	30%
8	2,282079	1,699074	26%
9	2,62812	1,974374	25%
10	3,112401	2,329239	25%
11	3,376434	2,503851	26%
12	2,667038	2,034982	24%
13	2,779561	2,052892	26%
14	3,186937	2,38076	25%
15	3,217444	2,428295	25%
16	3,052884	2,310558	24%
17	2,684437	2,054591	23%
18	2,991346	2,154949	28%
19	3,348832	2,432264	27%
20	3,076461	2,255801	27%
21	2,556674	1,900266	26%
22	1,933414	1,365097	29%
23	1,418467	1,00384	29%
24	1,153234	0,800619	31%

La reducción de pérdidas supera el 24% en todos los periodos del día ordinario, la cual sigue siendo considerable al igual que la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica que era superior al 28% en todos los periodos.

La configuración alternativa planteada cumple con las restricciones eléctricas, manteniendo la cargabilidad en las líneas del área metropolitana y la tensión de las barras en valores permisibles como se muestra en las ilustraciones 8 y 9.

Ilustración 8. Cargabilidad en líneas de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración alternativa planteada

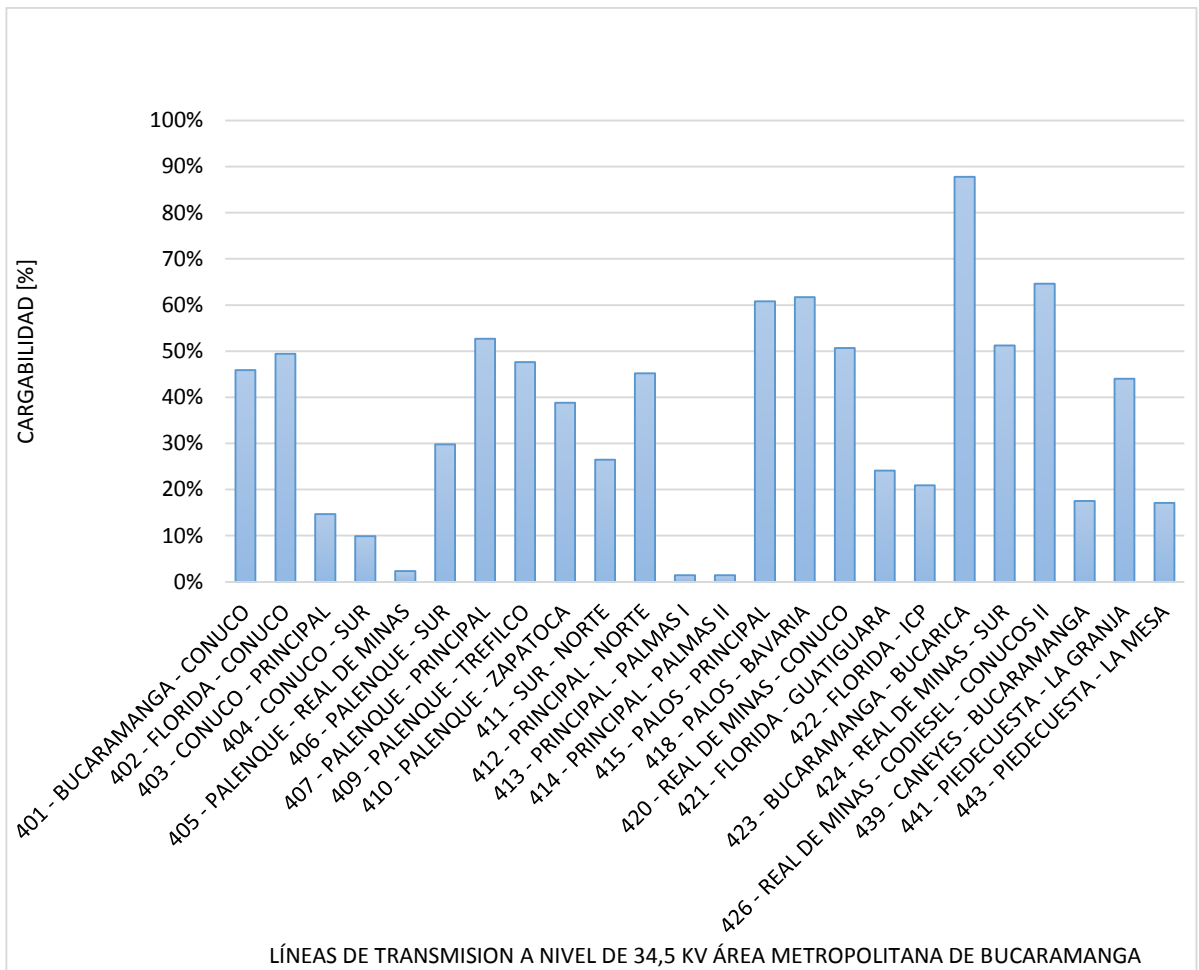
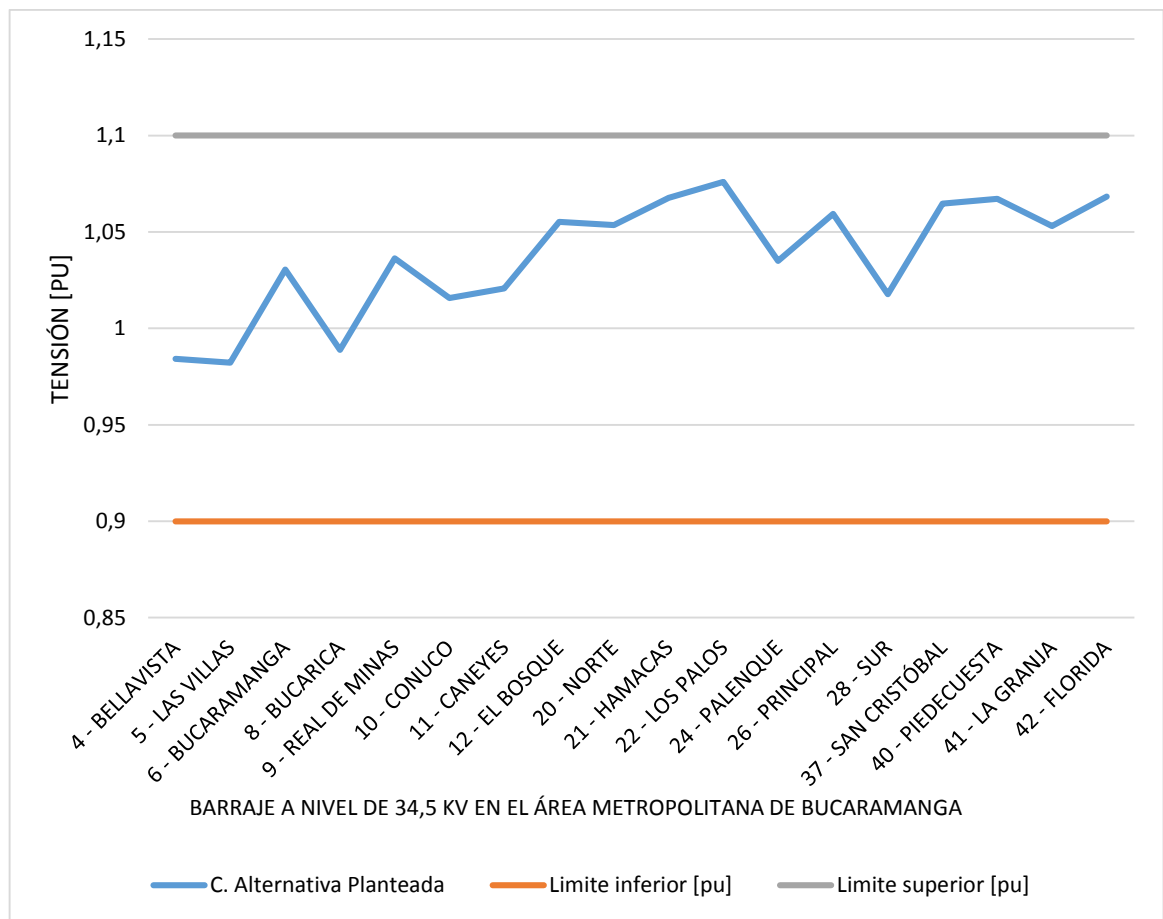


Ilustración 9. Tensión en barras a nivel de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración alternativa planteada



Ahora al igual que a la configuración inicial y la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica, se le realizará el análisis de contingencias N-1 a las líneas de distribución del área metropolitana de Bucaramanga, lo cual es un criterio de confiabilidad para la correcta operación del sistema.

Tabla 22. Resultado del análisis de contingencias N-1 configuración alternativa planteada aplicado en las líneas de 34,5 kV

LÍNEA	MÁXIMA CARGABILIDAD [%]	CONTINGENCIA
401 - BUCARAMANGA – CONUCO	90%	423 - BUCARAMANGA - BUCARICA
402 - FLORIDA – CONUCO	50%	441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA
403 - CONUCO – PRINCIPAL	15%	415 - PALOS - PRINCIPAL
404 - CONUCO – SUR	58%	424 - REAL DE MINAS - SUR
405 - PALENQUE - REAL DE MINAS	18%	406 - PALENQUE - SUR
406 - PALENQUE – SUR	52%	424 - REAL DE MINAS - SUR
407 - PALENQUE – PRINCIPAL	8%	401 - BUCARAMANGA - CONUCO
409 - PALENQUE – TREFILCO	64%	401 - BUCARAMANGA - CONUCO
410 - PALENQUE – ZAPATOCA	39%	401 - BUCARAMANGA - CONUCO
411 - SUR – NORTE	27%	424 - REAL DE MINAS - SUR
412 - PRINCIPAL – NORTE	46%	415 - PALOS - PRINCIPAL
413 - PRINCIPAL - PALMAS I	3%	414 - PRINCIPAL - PALMAS II
414 - PRINCIPAL - PALMAS II	3%	413 - PRINCIPAL - PALMAS I
415 - PALOS – PRINCIPAL	120%	418 - PALOS - BAVARIA
418 - PALOS – BAVARIA	128%	415 - PALOS - PRINCIPAL
420 - REAL DE MINAS – CONUCO	80%	424 - REAL DE MINAS - SUR
421 - FLORIDA – GUATIGUARA	35%	422 - FLORIDA - ICP
422 - FLORIDA – ICP	38%	441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA
423 - BUCARAMANGA - BUCARICA	98%	424 - REAL DE MINAS - SUR
424 - REAL DE MINAS – SUR	65%	406 - PALENQUE - SUR
426 - REAL DE MINAS - CODIESEL - CONUCOS II	96%	424 - REAL DE MINAS - SUR
439 - CANEYES – BUCARAMANGA	49%	409 - PALENQUE - TREFILCO
441 - PIEDECUESTA - LA GRANJA	57%	443 - PIEDECUESTA - LA MESA
443 - PIEDECUESTA - LA MESA	66%	421 - FLORIDA - GUATIGUARA

Como se evidencia en la Tabla 22 ocurrirían las mismas contingencias que con la configuración inicial, ver Tabla 15 (contingencias que con la configuración actual del sistema son imposibles mitigarlas, debido al nivel de corriente que soportan las líneas 415 y 418 y a la carga que alimentan en periodos de alta demanda en este caso periodo 19).

Los cálculos para determinar el ahorro por compra de energía se presentan en el Anexo 2, y el resultado se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23. Ahorro por compra de energía con la configuración alternativa planteada

TIPO DE DIA	COSTO AHORRO POR DÍA	COSTO AHORRO TOTAL DÍAS
Ordinario	\$ 3.162.868,13	\$ 771.739.823,03
Sábado	\$ 2.616.854,96	\$ 133.459.602,82
Domingo	\$ 2.281.299,97	\$ 159.690.997,84
Total Ahorro por compra de energía		\$ 1.064.890.423,69

Ahora se identificará la demanda no atendida ocasionada por alguna contingencia en la configuración alternativa planteada en el periodo 19 del día tipo ordinario. Como ya se obtuvieron anteriormente los datos de DNA en la configuración inicial se procede a comparar con la DNA de la configuración alternativa planteada teniendo en cuenta la tasa de fallas en las líneas de distribución presentadas en la Tabla 15. Los cálculos de la DNA en la configuración alternativa planteada y su comparación con la configuración inicial se detallan en el Anexo 3, el resultado de dichos cálculos se presenta en la Tabla 24.

Tabla 24. DNA en caso de contingencia en las líneas “cambiantes” en la configuración alternativa planteada

CÓDIGO	NOMBRE	DNA C. ACTUAL [MW]	DNA C. PLANTEADA [MW]
401	BUCARAMANGA - CONUCO	7,770	12,666
402	FLORIDA - CONUCO	12,756	12,756
421	FLORIDA - GUATIGUARA	2,692	17,578
422	FLORIDA - ICP	1,117	17,578
423	BUCARAMANGA - BUCARICA	20,993	20,993
439	CANEYES - BUCARAMANGA	4,896	12,666
443	PIEDRECUESTA - LA MESA	13,768	17,578

Como se puede observar en la Tabla 24 al ocurrir una contingencia en la línea 402 y 423, ocasionaría la misma DNA en la configuración actual y en la configuración alternativa planteada. En las demás líneas analizadas, 401, 421, 422, 439 y 443 aumentó la DNA en la configuración alternativa planteada con respecto a la configuración actual, pero en menor proporción en que ocurría con la configuración que registró menores pérdidas de energía eléctrica como se muestra en la Tabla 16.

Ahora se comparará el costo por salida de la configuración alternativa planteada con respecto a la configuración inicial (ver Tabla 25).

Tabla 25. Comparación del costo por salida en un año de la configuración actual y configuración alternativa planteada

CÓDIGO	CPS C. ACTUAL [\$]	CPS C. PLANTEADA [\$]	DIFERENCIA DE CPS [\$]	DIFERENCIA DE CPS AL AÑO [\$/AÑO]
401	\$ 426.645,91	\$ 695.475,61	\$ 268.829,70	\$ 3.494.786,11
402	\$ 700.427,34	\$ 700.427,34	\$ -	\$ -
421	\$ 147.813,95	\$ 965.168,16	\$ 817.354,20	\$ 8.173.542,05
422	\$ 61.352,56	\$ 965.168,16	\$ 903.815,60	\$ 6.326.709,18
423	\$ 1.152.704,25	\$ 1.152.704,25	\$ -	\$ -
439	\$ 268.829,70	\$ 695.475,61	\$ 426.645,91	\$ 10.239.501,73
443	\$ 756.001,64	\$ 965.168,16	\$ 209.166,51	\$ 1.045.832,57
				\$ 29.280.371,63

Como se puede observar en la Tabla 25, la comparación del CPS de la configuración alternativa planteada respecto a la configuración inicial es menor a la comparación del CPS de la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica respecto a la configuración inicial el cual fue de \$ 127.399.949,57 (ver Tabla 17). Ahora se identificará el beneficio económico que obtendría la empresa si operan la red del área metropolitana de Bucaramanga con la configuración alternativa planteada

Tabla 26. Beneficio económico para ESSA al año con la configuración planteada

FACTOR	VALOR
Ahorro por compra de energía Año	\$ 1.064.890.423,69
Comparación del CPS/Año	\$ 29.280.371,63
Beneficio económico ESSA	\$ 1.035.610.052,06

La configuración alternativa planteada mantiene la confiabilidad que se tiene actualmente para operar el sistema, sin presentar restricciones eléctricas y al igual que la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica reduce estas pérdidas de forma considerable. El beneficio económico al año supera los mil millones de pesos, dinero que ahorraría directamente la empresa por compra de energía eléctrica.

Un indicador que revela la eficiencia en la prestación del servicio en los operadores de red es el índice de pérdidas, el cual actualmente (año 2018) se encuentra en 12,06% y se espera que disminuya al año 2022 al 10,87%. Si se implementa alguna configuración de las presentadas en este trabajo de grado, ya sea la de menores pérdidas de energía eléctrica (después de realizar estudios que puedan mitigar el impacto debido a contingencias N-1 y demanda no atendida por falla) o la configuración alternativa planteada, los índices de pérdidas se reducirán como se muestra en la Tabla 27.

Tabla 27. Índice de pérdidas con las tres configuraciones

CONFIGURACIÓN	ÍNDICE DE PÉRDIDAS
Actual (2018)	12,06%
Menores Pérdidas	11,86%
Planteado	11,90%

El índice de pérdidas usando la configuración de menores pérdidas de energía eléctrica disminuye en 0,2% y con la configuración alternativa planteada en 0,16%. En las dos situaciones, la reducción es significativa debido a que se reduce estos

índices sin realizar inversión económica, sólo realizando maniobras de reconfiguración en el sistema para que opere más eficiente.

9. CONCLUSIONES

La realización del trabajo de grado en modalidad de práctica empresarial ha permitido proponer a la Empresa Electrificadora de Santander unas alternativas de configuración del sistema de 34,5 kV del área metropolitana de Bucaramanga que impacta positivamente en la reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

A continuación, se mencionan los logros alcanzados con la realización del trabajo de grado.

Se tomó la configuración actual del área metropolitana de Bucaramanga como caso base para la realización del estudio, lo anterior debido a restricciones eléctricas que presenta el sistema y asegurando que se atiende toda la demanda de energía eléctrica y el método ataque de fuerza bruta como técnica para realizar la reconfiguración de la red, donde se simularon 2048 configuraciones para encontrar la que registro menores pérdidas de energía eléctrica.

Se identificó la configuración con menores pérdidas de energía eléctrica, la cual disminuiría el índice de pérdidas en un 0,2%. Esta configuración cumple con las restricciones eléctricas ya mencionadas, pero al realizar el análisis de contingencias N-1 en las líneas a 34,5 kV presentaría más sobrecargas que la configuración actual, ocasionando que la configuración de menores pérdidas de energía eléctrica sea menos confiable respecto a la actual.

Se planteó una configuración alternativa, que se encuentra dentro del 20% de las configuraciones que más disminuyeron pérdidas del total de simulaciones, verificando que cumpliera con las restricciones eléctricas y tuviese un comportamiento menor o similar en la cargabilidad de las líneas a nivel de 34,5 kV en caso de contingencia. Esta configuración fue planteada en la ESSA y

actualmente se encuentra en estudio para su posible implementación, debido a que el número de maniobras a realizar son 3 con respecto a la configuración actual, con lo cual se pretende disminuir aproximadamente alrededor de 5 GWh de energía al año, reduciendo los índices de pérdidas de energía eléctrica en un 0,16%.

La reconfiguración de la red como método para encontrar las configuraciones con menores pérdidas de energía es muy útil en cuanto relación beneficio/costo, debido a que el beneficio es alto (se disminuyen los índices de pérdidas, disminuyendo costos en la operación del sistema) y su implementación no requiere gastos económicos significantes.

Los resultados obtenidos en el trabajo de grado muestran que el beneficio económico para la empresa sería de más de mil millones pesos al año en el caso de implementar la configuración que registró menores pérdidas o la configuración alternativa planteada. Este beneficio se calculó teniendo en cuenta la demanda no atendida y el costo por salida de las líneas de distribución al año.

El script que se efectuó para la realización del estudio quedará a disposición de la ESSA para que a futuro pueda ser utilizado nuevamente en caso de cambios en la infraestructura de la red, para que se pueda realizar internamente un estudio como el presentado en este trabajo de grado. Lo anterior teniendo en cuenta la entrada de nuevos proyectos, repotenciación y reposición de elementos.

Finalmente, esta etapa final de mi formación como Ingeniero Electricista, me ha permitido afianzar mis conocimientos adquiridos durante el transcurso de la carrera. La realización de la práctica empresarial ha sido una experiencia muy satisfactoria, por la cual estoy agradecido tanto con la Universidad industrial de Santander como con la Electrificadora de Santander por permitir estos espacios de relacionamiento entre empresa y universidad en donde el conocimiento adquirido por parte de los

compañeros de la empresa es muy bueno y se puede aportar de lo aprendido en el aula de clase.

BIBLIOGRAFÍA

ADAIL, A. S. Network Reconfiguration for Loss Reduction in Electrical Distribution System Using Genetic Algorithm. Al-Azhar University, 2012.

BARAN M. E. and WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. Power Deliv. IEEE Trans., vol. 4, No. 2. 1989, p. 1401–1407

CARVAJAL, S.; LÓPEZ, J. y LEMOINE, C. Reconfiguración de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de optimización basado en colonia de hormigas. En: Con-ciencias, No. 24. 2009.

CASA N. I. and SUNCHA CÓNDROR, M. G. Control y reducción de pérdidas no técnicas de energía mediante el método balance de energía por transformador en 19 sectores de la provincia de Cotopaxi designados por ELEPCO S.A. UTC, 2009.

CHINGUANO VELASCO, A. Reducción de pérdidas y de la duración de las interrupciones en alimentadores primarios mediante su reconfiguración óptima. Estudio de caso de la empresa eléctrica Riobamba. Escuela Politécnica Nacional, 2017.

CIVANLAR, S. GRAINGER, J. J. YIN, H. and LEE, S. S. H. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction. IEEE Trans. Power Deliv., vol. 3, no. 3, pp. 1217–1223, 1988.

CODENSA. Taller de Confiabilidad. In: Vision OR, 2009, p. 25.

DIGSILENT, G. Power Factory User's Manual, vol. 49, No. 0. 2008, 48p.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P. Estudio de pérdidas técnicas en los niveles de tensión II y III de ESSA. 2018.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P. Informe de sostenibilidad 2017. ESSA, GRUPO EPM, 2017.

ESPINOSA REZA, A.; LÓPEZ MONTEJO, J. y RAZO MIRANDA, A. Pérdidas técnicas y no técnicas de energía. Boletín IIE Año 39, vol. 39. 2015, p. 165–225

FORTUNA, J. M. Una introducción a los sistemas expertos en la empresa. Universidad de Valladolid, 1991.

GAVRILAS, M. Heuristic and metaheuristic optimization techniques with application to power systems. 12th WSEAS Int. Conf. Mathematical Methods Comput. Tech. Electr. Eng. (MMACTEE'10), Sel. Top. Math. Methods Comput. Tech. Electr. Eng., p. 95–103, 2010.

GHIA, A. and DEL ROSSO, A. Reducción de pérdidas en sistemas de transmisión y distribución. Cámara Argentina la Construcción, vol. I. 2013, p.34

GÓMEZ, J. R. and DIAZ, N. Solución del problema de localización de condensadores en circuitos de distribución primaria mediante algoritmo genético. En: Ing. Energética, vol. 32, pp. 65–74, 2011.

GRANADA, M. ESCOBAR ZULUAGA, A. and GALLEGOS, R. Reducción de Pérdidas Técnicas Usando medidas Correctivas por Etapas. En: Rev. Colomb. Tecnol. Av., vol. 1, p. 8, 2006.

GRANOBLES, R.; DIAZ, J.; CAICEDO, G. and GERS, J. Estado del arte en reconfiguración de sistemas de distribución. En: *Energía y Comput.*, vol. 10, No. 17, p. 11, 2001

JIMÉNEZ, R.A.; SEREBRISKY, T. and MERCADO DÍAZ, J.E. Power lost: sizing electricity losses in transmission and distribution systems in Latin America and the Caribbean. IDB Monogr. (Infrastructure Environ. Sect. Energy Div. IDB-MG-241. 2014.

KHODR, H. ALARABY, E. E. and ABDEL-HALIM, M. Methodology for Minimizing Power Losses in Feeders of Large Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming. *Qassim Univ. J. Eng. Comput. Sci.*, vol.7. 2014, p. 157–199

KIM, H. KO, Y. and JUNG, K. H. Artificial neural–network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8, No. 3. 1993, p. 1356–1366

KUMAR K. S. and JAYABARATHI, T. Optimal Power System Restoration and Reconfiguration in Distribution Circuit Using BFAM and BPSO. *J. Electromagn. Anal. Appl.*, vol. 01, No. 03. 2009, p. 163–169.

LIU, C. C. JAE LEE, S. and VENKATA, S. S., An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems,” *Power Syst. Restor. Methodol. Implement. Strateg.*, vol. 3, no. 2, 2000, p. 584–590.

LLORENS IBORRA, F. Modelo lineal para la reconfiguración óptima de redes de media tensión urbanas. Universidad de Sevilla Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2010.

RAMÍREZ GUERRA, E. Metodología para reducir las pérdidas técnicas en las redes de distribución de media tensión con aplicación en el circuito industrial norte. Corporación Universitaria de la Costa (CUC), 2005.

SHIRMOHAMMADI D. and HONG, H. W. Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction. IEEE Trans. Power Deliv., vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, 1989.

SUÁREZ GIL, J. y PIÑEROS GUARNIZO, J. Comparación de métodos de reducción de pérdidas técnicas de energía empleando reconfiguración en sistemas de distribución radial. Universidad de la Salle, 2016.

VÁSQUEZ GRANDA, P.M. Parametrización, control, determinación y reducción de pérdidas en sistemas de distribución. Universidad de Cuenca, 2014.