

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**PLANIFICACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN
ZONAS URBANAS CONSOLIDADAS CONSIDERANDO
CRITERIOS DE CONFIABILIDAD**

**TESIS DE GRADO PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN**

CARLOS ALBERTO SOLÍS INTRIAGO
csolis.int@gmail.com

DIRECTOR: DR. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ
hugo.arcos@epn.edu.ec

Quito, mayo 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Carlos Alberto Solís Intriago, bajo mi supervisión.

DR. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Carlos Alberto Solís Intriago, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Carlos Alberto Solís Intriago

DEDICATORIA

A mi madre Gladys.

A mi esposa Ivonne.

A mis hijos Iván y Diego.

Por quienes me he aventurado en la exploración de nuevos derroteros, en la travesía de la vida.

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Politécnica Nacional, alma mater que me ha formado técnica y académicamente para concebir soluciones viables a los retos de la ingeniería mediante un enfoque crítico; inculcándome para ello en los más altos valores de la ética, disciplina y responsabilidad.

A la Empresa Eléctrica Ambato, noble institución que me ha brindado la oportunidad de aplicar mis conocimientos y esfuerzos en el desarrollo de la distribución eléctrica; permitiéndome de esta forma retribuir a mi país mediante el servicio a la comunidad y poder cumplir así, una etapa más, en mi más caro anhelo de realización profesional.

Al Dr. Hugo Arcos Martínez, quien con su guía oportuna, ideas acertadas y apoyo desinteresado, me ha permitido llevar adelante y culminar en feliz término, la presente Tesis de Grado.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Pregunta de Investigación.....	4
1.2. Objetivo General.....	4
1.3. Objetivos Específicos.....	4
1.4. Alcance.....	5
1.5. Marco Teórico.....	6
1.5.1. Planificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED).....	6
1.5.2. Descripción del problema de la Planificación en SED.....	7
1.5.3. Redes Eléctricas de Distribución Subterráneas.....	8
1.5.4. Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.....	10
1.5.5. Confiabilidad de los componentes del SED.....	11
1.5.5.1. Tasa de Falla.....	11
1.5.5.2. Tiempo Medio de Reparación.....	11
1.5.5.3. Concepto de Curva de Bañera.....	11
1.5.5.4. Confiabilidad.....	13
1.5.6. Confiabilidad de configuraciones empleadas en SED.....	13
1.5.6.1. Confiabilidad en sistemas en serie.....	14
1.5.6.2. Confiabilidad en sistemas en paralelo.....	15
1.5.7. Indicadores de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.....	16
1.5.8. Técnicas de optimización en Planificación de SED.....	19
1.5.8.1. Algoritmo k-Medoids.....	20
1.5.8.2. Algoritmo Genético (AG).....	21
1.5.8.3. Algoritmo Dijkstra.....	22
1.5.8.4. Optimización por Colonia de Hormiga.....	23
2. METODOLOGÍA.....	25
2.1. Formulación del problema de Optimización.....	25
2.1.1. Ubicación óptima de los centros de transformación.....	25

2.1.2.	Determinación del número óptimo de centros de transformación.....	26
2.1.3.	Configuración óptima del primario de MV en forma de anillo.....	27
2.1.4.	Distancias óptimas entre centros de transformación.....	28
2.2.	Descripción de la Metodología Propuesta.....	29
2.2.1.	Determinación del número óptimo de centros de transformación.....	30
2.2.2.	Ubicación óptima de los centros de transformación.....	30
2.2.3.	Distancias óptimas entre centros de transformación.....	31
2.2.4.	Determinación de la Red Óptima en Anillo para Alimentador Primario....	32
2.3.	Desarrollo Computacional de la Metodología Propuesta.....	33
2.3.1.	Ingreso de Datos.....	33
2.3.2.	Implementación de algoritmo para determinar el número óptimo de transformadores.....	34
2.3.3.	Implementación de algoritmo para ubicar los centros de transformación.....	37
2.3.4.	Implementación de algoritmo para determinar la distancia óptima entre centros de transformación.....	38
2.3.5.	Implementación de algoritmo para determinar la ruta óptima del circuito primario (open loop) entre centros de transformación.....	39
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	42
3.1.	Resultados.....	42
3.1.1.	Aplicación en red de prueba.....	42
3.1.2.	Aplicación en Alimentador <i>Ficoa</i>	46
3.1.3.	Aplicación en Alimentador <i>Subterránea</i>	53
3.2.	Discusión.....	61
3.2.1.	Análisis comparativo en Alimentador <i>Ficoa</i>	61
3.2.2.	Análisis comparativo en Alimentador <i>Subterránea</i>	64
4.	CONCLUSIONES.....	69
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	71
6.	ANEXOS.....	75
	ANEXO I.....	75
	ANEXO II.....	77
	ANEXO III.....	80
	ANEXO IV.....	93
	ANEXO V.....	106
	ORDEN DE EMPASTADO.....	108

RESUMEN

En la presente investigación se describe el planteamiento de una nueva metodología de planificación de redes eléctricas de distribución subterráneas en zonas urbanas consolidadas y su implementación mediante un programa computacional de tipo académico desarrollado en lenguaje m. de Matlab®. La metodología se centra en la determinación del costo económico óptimo para la ubicación de los centros de transformación MV/BV y la configuración open loop de la red de media tensión que los alimenta, basados en criterios de confiabilidad y empleando como parámetros de entrada la información que reside en la base de datos del sistema de información geográfica (SIG) de las empresas de distribución eléctrica ecuatorianas. La propuesta contempla el uso de varios algoritmos metaheurísticos, de optimización con teoría de grafos y de clustering. El proceso de optimización toma en cuenta el cumplimiento de límites para caídas de voltaje en circuitos de baja tensión, mejora de índices de confiabilidad del servicio y el dimensionamiento de los transformadores MV/BV en base al método de la REA. Finalmente, se realiza la aplicación de la metodología propuesta en dos zonas urbanas consolidadas de la ciudad de Ambato que actualmente son abastecidas, una mediante una red aérea y la otra mediante una red subterránea. Los resultados obtenidos permiten comprobar el adecuado funcionamiento de las rutinas desarrolladas y son validados utilizando para ello un software de análisis de redes de distribución. Mediante el presente trabajo se sintetiza el proceso de planificación de los sistemas de distribución subterránea de las áreas urbanas de las ciudades.

PALABRAS CLAVE: Planificación, distribución, soterramiento, algoritmos, metaheurísticas, urbano, consolidado.

ABSTRACT

In the present investigation a new underground electrical distribution networks planning methodology in consolidated urban areas is described and it implemented through a computer program of academic type developed in m. language of Matlab®. Methodology focuses on determining the optimal economic cost for the location of the MV/LV transformation centers and the open loop configuration of the medium voltage network that feeds them, based on reliability criteria and using the information which resides in the geographic information system database (GIS) of the Ecuadorian electrical distribution utilities as input parameters. The proposal contemplates use of several metaheuristic algorithms, optimization with graph theory and clustering. The optimization process takes into account compliance with limits for voltage drops in low voltage circuits, improvement of service reliability indexes and the sizing of MV/LV transformers based on the REA method. Finally, the proposed methodology is applied in two consolidated urban areas Ambato city that are currently supplied, one through an aerial network and the other through an underground network. The results obtained allow verifying the proper functioning of the developed routines and are validated using distribution network analysis software. By means of the present work, the underground electrical distribution network planning of the cities urban areas is synthesized.

KEYWORDS: Planning, distribution, underground, algorithms, metaheuristics, urban, consolidated.

[...] este hombre, por una parte, cree que sabe algo, mientras que no sabe nada.
Por otra parte, yo, que igualmente no sé nada, tampoco creo saber algo.

Platón. Apología de Sócrates.

1. INTRODUCCIÓN

En nuestro país tanto la planificación como el diseño de redes eléctricas de distribución no incorporan adecuadamente en sus análisis las premisas de calidad del servicio técnico que recibirá el usuario final. En este sentido, no se evalúan los costos económicos que representa la confiabilidad del servicio eléctrico y por tanto, no se considera su repercusión en las tasas de retorno de la inversión realizada ni en los ahorros que se obtendrían en el tiempo por el empleo de criterios de optimalidad.

Un aspecto específico dentro de la planeación o diseño de los sistemas eléctricos de distribución en nuestro medio, es aquel que se lo desarrolla en zonas urbanas consolidadas que ya cuentan con el servicio, pero que requieren una remodelación integral de su sistema como es el caso de migrar de redes aéreas hacia redes subterráneas. Esta remodelación integral implica la implementación desde cero de una nueva infraestructura de servicio y por consiguiente el retiro completo de las redes eléctricas existentes que prestaban el servicio en la zona, aspecto que configura un problema de planificación de la distribución conocido en la literatura técnica especializada como "*Greenfield Planning*"[1].

La principal tarea de la Planificación de la Distribución consiste en proyectar los sistemas eléctricos de medio voltaje y de bajo voltaje, lo cual normalmente tiene un tratamiento separado debido a la gran complejidad que implica el solucionar integralmente el problema. La planificación de los sistemas de medio voltaje (PMV) consiste en encontrar de manera conjunta la ubicación de subestaciones y la configuración de alimentadores primarios, mientras que la planificación en bajo voltaje (PBV) determina la ubicación de transformadores de distribución simultáneamente con la configuración de las redes secundarias [2].

Tradicionalmente en nuestro país la Planificación de la Distribución se ha realizado de forma empírica, basada únicamente en el buen criterio del planificador, quien por la complejidad del problema y sin disponer de las herramientas adecuadas, la desarrolla fundamentalmente hasta el nivel de subtransmisión en donde se podría decir que se efectúan inversiones planificadas; en tanto que para el resto del sistema de distribución no se lo realiza de una forma adecuada, dejando de lado las técnicas de optimización

para la ubicación de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios.

Aprovechando el acelerado desarrollo informático de las últimas décadas, mismo que se traduce en la mejora de los tiempos de procesamiento y manejo de grandes volúmenes de información, se han impulsado una serie de investigaciones, tanto en el ámbito académico como empresarial, que abordan la planificación de los sistemas de distribución mediante el uso de algoritmos de optimización que pueden ser implementados en sistemas computacionales.

Durante la etapa de planificación de redes de distribución se deben analizar diferentes alternativas que cumplan con el objetivo principal de abastecer la demanda de los usuarios con adecuados niveles de confiabilidad. Estas alternativas se pueden diferenciar en función del tipo de materiales empleados, ubicación de centros de transformación, configuración y recorridos de las redes primarias y secundarias [3], entre otros; razón por la que el problema debe ser abordado mediante técnicas de optimización que permitan seleccionar la mejor opción, minimizando el costo total de la inversión y a su vez garantizando la mayor confiabilidad del sistema hacia el usuario final [4].

Debido a la importancia, cada vez mayor, que va adquiriendo en nuestro país la dotación de un servicio eléctrico confiable hacia el usuario final, ya sea por requerimientos de la carga y/o regulaciones cada vez más exigentes [5], se hace necesaria la incorporación, en estudios de planificación de metodologías que permitan mejorar la confiabilidad del servicio. La selección de alternativas de expansión sustentada en algoritmos de optimización permitirá definir de forma adecuada: posibles cambios en la topología de alimentadores primarios, calibres de conductores considerando la necesaria realización de transferencias de cargas, ubicación de centros de transformación, entre otros aspectos [3]. Esto sin embargo implica un incremento, muchas veces significativo, en la inversión requerida, aspecto que finalmente ocasiona que, en muchos de los casos, se desestime por parte de la administración de las compañías eléctricas, las inversiones adicionales necesarias para mejorar la confiabilidad.

Ante esta problemática se torna importante efectuar una evaluación cuantitativa, durante la etapa de planificación, de los beneficios económicos que se generarían por la implementación de criterios de confiabilidad, con el fin de determinar los tiempos de recuperación de la inversión realizada. Se debe además considerar que la incorporación de estos criterios en el diseño de los sistemas de distribución, produce una serie de

alternativas las cuales deben ser evaluadas en relación con la asignación de los recursos económicos para obtener el resultado óptimo, que a su vez permita afrontar el crecimiento y reposición de la infraestructura de distribución eléctrica con la menor inversión y sin sacrificar la confiabilidad del servicio.

En el presente proyecto se plantea una metodología que permite la optimización conjunta de la Ubicación de Transformadores de Distribución y la Configuración de Alimentadores Primarios. Estas dos tareas fundamentales al momento de planificar la expansión de la red de distribución guardan una interrelación muy estrecha dado que los puntos donde están situados los centros de transformación MV/BV necesariamente condicionan la configuración de la red primaria que los alimenta, teniendo ambos aspectos una influencia notable en la confiabilidad del servicio eléctrico en la etapa de distribución [6].

La metodología propuesta se basa en el desarrollo de un modelo matemático de planificación estático que permite optimizar el costo referencial general de la infraestructura primaria que prestará servicio al sector en estudio. La evaluación incluye los costos de inversión requerida, gastos en operación y mantenimiento; y, los costos asociados a la confiabilidad del sistema de distribución [7], [8].

El presente trabajo se enmarca en la planificación de un área geográfica urbana consolidada, y contempla el análisis conceptual de una zona que ya está siendo atendida en sus necesidades eléctricas y en la cual no se pronostica un crecimiento horizontal de la demanda. En este tipo de estudio normalmente la ubicación y potencia de las fuentes (subestaciones eléctricas o punto de arranque de la alimentación primaria) ya están definidas, conociéndose de antemano el trazado y geometría de las calles o vías públicas cuyos espacios podrán ser ocupados por las redes de distribución que abastecerán del servicio eléctrico a los usuarios. Este problema se presenta comúnmente en nuestro medio, cuando se ha decidido migrar la dotación del servicio a redes subterráneas.

La alternativa desarrollada en este trabajo conjuga varios aspectos a ser considerados por el problema de optimización, en la presente investigación se ha determinado que la *Ubicación de Transformadores de Distribución* y la *Configuración de Alimentadores Primarios* son los problemas más relevantes, desde el punto de vista de la confiabilidad del sistema. El primero es un problema de *Programación No lineal Entera Mixta (MINLP* por sus siglas en inglés) [6], el cual es abordado mediante el empleo de *Algoritmos Genéticos (GA)* y técnicas heurísticas de agrupamiento (clustering); en tanto que para

determinar la configuración óptima de la red primaria se aplica el algoritmo de Optimización Combinatorial con Teoría de Grafos conocido como *Dijkstra*, además de la técnica metaheurística de *Optimización de Colonia de Hormigas (ACO)* [9].

Los dos aspectos que enfrenta el problema descrito (Ubicación de Transformadores de Distribución y Configuración de Alimentadores Primarios) son abordados de forma independiente lográndose determinar una solución óptima en la que se considera el beneficio económico producido por la mejora de la confiabilidad [10], [11].

La metodología propuesta es implementada mediante el desarrollo de herramientas de software, que servirán en la planificación de redes eléctricas de distribución considerando la selección de la alternativa técnico-económica óptima y precautelando la calidad del servicio eléctrico a los usuarios [12].

1.1 Pregunta de Investigación

¿Cómo implementar una metodología que permita planificar los sistemas eléctricos de distribución subterráneos de una manera óptima tanto en los costos de inversión como en operación y mantenimiento, incorporando además criterios de confiabilidad?

1.2 Objetivo General

Establecer una metodología de planificación de redes eléctricas de distribución en zonas urbanas consolidadas que permita determinar la ubicación de transformadores de distribución y configuración de alimentadores primarios a través de una modelación matemática de optimización que considere el mejoramiento de la confiabilidad del servicio eléctrico.

1.3 Objetivos Específicos

Relevar el estado del arte en lo referente a la implementación y desarrollo de modelos matemáticos de optimización y de herramientas de inteligencia artificial utilizados en el diseño y planificación de redes eléctricas de distribución, el cual específicamente estará enfocado en la metodología empleada para determinar la ubicación de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios.

Presentar una propuesta metodológica para la planificación de redes primarias de distribución, que permita encontrar una solución económica óptima para la determinación de la ubicación de transformadores de distribución y la configuración de alimentadores primarios de una zona geográfica urbana consolidada que requiere una remodelación

integral de su sistema de distribución, considerando el mejoramiento de la confiabilidad del servicio eléctrico, como es el caso cuando se ha decidido migrar el servicio eléctrico a redes subterráneas.

Estructurar una herramienta informática en la que se implemente la modelación matemática y metodología de planificación propuestas, la cual permita obtener como resultado la selección de la alternativa económica óptima de expansión de un sistema eléctrico de distribución en una zona geográfica definida.

Comprobar la aplicabilidad de la metodología de planificación propuesta y la funcionalidad de la herramienta computacional desarrollada, mediante la implementación de tres ejemplos, uno teórico tomado de una red de prueba incluida en [6] y otros dos prácticos obtenidos de los alimentadores primarios *Ficoa* y *Subterránea* los cuales se encuentran ubicados en el sector urbano consolidado de la ciudad de Ambato, y cuya información se dispone en la base de datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) de la Empresa Eléctrica Ambato RCN S.A.

Evaluar económicamente la mejora en la confiabilidad que se presenta en la alternativa óptima del sistema eléctrico entregado por la herramienta computacional desarrollada, en aplicación de la metodología de planificación propuesta, utilizando para ello los ejemplos de redes primarias consultados y software de análisis de sistemas eléctricos de distribución.

1.4 Alcance

En el presente trabajo de titulación se desarrolla un modelo matemático de optimización de costos de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución, incorporando criterios de confiabilidad. El modelo permite obtener una solución óptima, independiente y secuencial para la ubicación de transformadores de distribución de MV/BV y la configuración de alimentadores primarios de una determinada zona geográfica urbana de la cual se dispone como datos de entrada la ubicación de la subestación de distribución o puntos de arranque de alimentadores primarios, el recorrido de las calles o vías públicas y las coordenadas geográficas de los usuarios finales del sistema eléctrico, así como las cargas asociadas a estos últimos [11].

El problema de optimización de la ubicación de los transformadores tiene como restricciones tanto a la caída de voltaje admisible de la red secundaria asociada a cada centro de transformación MV/BV así como su posición final, la cual debe estar situada en espacios públicos tales como vías o calles. Para la determinación de la trayectoria óptima de la red primaria la restricción será el recorrido de las calles de la zona de

estudio. Se considerará que el modelo de planificación es semi-estático, es decir que no presenta un incremento o variación de la demanda eléctrica en el plano horizontal, teniendo únicamente una tasa de crecimiento de la carga de tipo vertical. El proyecto implica la selección de los algoritmos de optimización que mejor se adapten a la solución del problema planteado con la finalidad de realizar su implementación computacional, la cual será utilizada para la planificación de redes eléctricas de distribución subterráneas con la aplicación de dos ejemplos prácticos.

1.5 Marco Teórico

En este acápite se resumen algunos de los métodos más relevantes presentados en la literatura técnica referente a la Planificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución en redes urbanas consolidadas. Se presenta además los algoritmos de optimización utilizados y su aplicación práctica.

1.5.1. Planificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución (PSED).

El Sistema Eléctrico de Distribución (SED), componente del Sistema de Suministro Eléctrico (SSE), presenta características particulares que lo diferencian del resto de partes del SSE. Entre estas se pueden mencionar su configuración (generalmente radial), la cercanía a los lugares de consumo, y el número de puntos de demanda (cargas) que se alimentan desde esta red. Este último aspecto es el que convierte al SED en un sistema muy complejo de planificar debido al elevado volumen, disparidad y dispersión de las cargas en un área geográfica y que termina condicionando otros aspectos eléctricos como el nivel de voltaje, configuración topológica de la redes, capacidad de transporte de energía, entre otros.

El principal objetivo de la Planificación de SED consiste en proyectar y organizar el suministro eléctrico desde donde inicia la etapa de distribución, es decir desde el punto donde se capta la energía en el sistema de transmisión, hasta los sitios de entrega al consumidor final (cargas) de una manera óptima desde el punto de vista económico y cumpliendo con restricciones o límites técnicos que garanticen parámetros de calidad y continuidad del servicio eléctrico, requerimientos de capacidad de la carga y consideraciones de tipo geográfico como ubicación de las cargas, entre otras [13].

Los SED están conformados por dos subsistemas: Medio Voltaje (MV) y Bajo Voltaje (BV). Debido a la complejidad combinatorial y la gran cantidad de variables que intervienen en una planificación integral de SED, normalmente el problema se aborda de una manera separada. Es así que la planificación de los sistemas de medio voltaje (PMV)

consiste en encontrar de manera conjunta la ubicación de subestaciones y la configuración de alimentadores primarios, mientras que la planificación en bajo voltaje (PBV) se enfoca en determinar la ubicación de transformadores de distribución simultáneamente con la configuración de las redes secundarias [3] [2] [14].

Los modelos de planificación de SED específicamente se centran en determinar los patrones de expansión óptima para: ubicación de subestaciones, expansión de subestaciones, capacidad de subestaciones, transferencia de carga entre subestaciones, rutas y capacidad de alimentadores primarios.

Se han definido varias formas de abordar la planificación de SED, estas son: planificación estática, planificación dinámica, greenfield planning, planificación a largo plazo, planificación a mediano plazo y planificación a corto plazo.

1.5.2. Descripción del Problema de Planificación de los Sistemas de Distribución.

La planificación de los sistemas eléctricos de distribución, consiste en proyectar el sistema de suministro eléctrico desde la fuente que normalmente es el sistema de transmisión hasta los puntos de consumo (usuarios finales), de una manera tal que se minimicen los costos y se cumplan las condiciones técnicas de calidad y confiabilidad.

La planificación de la distribución es un problema muy complejo pues implica el manejo de muchas variables considerando restricciones de orden técnico. Esta planificación presenta tres enfoques: planificación de la expansión eléctrica, planificación mediante el incremento y reforzamiento de la infraestructura eléctrica; y, planificación operacional.

La **Planificación de la expansión eléctrica** también es conocida como "*Greenfield Planning*", y parte del supuesto de que se dispone únicamente como datos de entrada a la carga y a todas las posibles rutas de la red, para desarrollar un esquema de distribución óptimo de abastecimiento eléctrico.

La **Planificación mediante el Incremento y Reforzamiento** de la infraestructura eléctrica toma como entrada a las redes existentes para modificarlas en base a una tasa de crecimiento de la carga proyectada y lograr como resultado un sistema de distribución que pueda abastecer la previsión futura de la demanda.

La **Planificación operacional** que consiste en una reconfiguración radial de las redes de distribución existentes con el objetivo de minimizar las pérdidas técnicas de energía y los costos operativos del sistema [1].

El alcance del presente trabajo está centrado en la planeación o diseño de los sistemas eléctricos de distribución que se lo desarrolla en zonas urbanas consolidadas y que ya cuentan con el servicio, pero que requieren una remodelación integral de su sistema; como es el caso en el cual se ha considerado migrar la prestación del servicio eléctrico hacia redes subterráneas, configurando una planificación tipo “*Greenfield Planning*”.

1.5.3. Redes Eléctricas de Distribución Subterráneas.

Los sistemas eléctricos subterráneos se implementan normalmente en zonas urbanas con un alto nivel de consolidación o en lugares en los cuales se requiera, por consideraciones de tipo estético, despejar el ambiente visual de cables aéreos, los cuales por su propia naturaleza no son agradables a la vista.

Hay que considerar que se prefiere suministrar el servicio eléctrico mediante redes aéreas por su menor costo de inversión respecto a una red subterránea. El costo de una red subterránea se encuentra, en nuestro país, en el orden de 4 a 6 veces el costo de una red equivalente aérea, razón por la cual, a pesar de que un sistema subterráneo es más confiable que uno aéreo, no se justifica en la mayoría de los casos realizar la mayor inversión.

De acuerdo al grado de confiabilidad que se requiera y a la densidad de carga existente en el área a intervenir, se determina la configuración de la red primaria bajo la cual se provisionará del servicio eléctrico en una zona definida.

En nuestro país tradicionalmente se ha venido utilizando para redes subterráneas la configuración tipo *radial*, haciendo un símil a lo que se emplea en redes aéreas, debido especialmente a la facilidad en la operación y coordinación de protecciones, sin embargo esto ha conllevado a la aparición de graves problemas operativos, tales como fallas permanentes ocasionadas por el empleo de elementos y equipos diseñados para diferentes condiciones de uso, o averías en cables de media tensión con la consecuente dificultad y demora en su reparación; aspectos que afectan negativamente a los índices de confiabilidad y generan más de una molestia a los usuarios. En la Figura 1.1., se representa la configuración tipo *radial*.

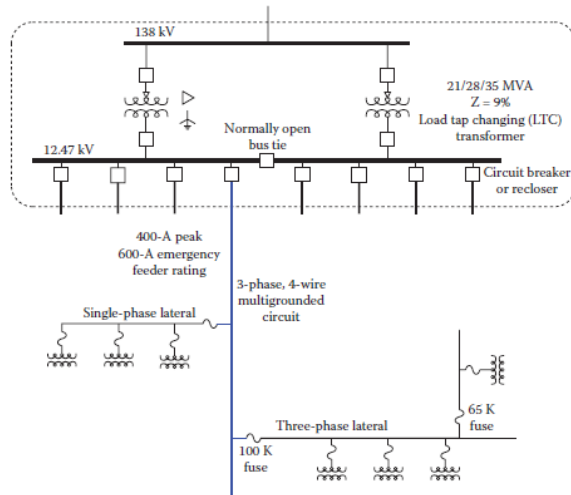


Figura 1.1. Configuración Radial¹

En la segunda década del siglo veinte en los Estados Unidos, por los problemas de baja confiabilidad de las redes subterráneas, se diseñó un esquema en la alimentación en media tensión altamente redundante y con un sistema mallado en baja tensión. Esta configuración fue muy empleada en las áreas comerciales de las grandes metrópolis donde existe una alta concentración de carga y se requiere de muy elevados niveles de confiabilidad. A este tipo de sistema se lo conoce como “*spot network*” y es utilizado hasta la actualidad a pesar de la complejidad en la operación y en las protecciones. Esta configuración se muestra en la Figura 1.2.

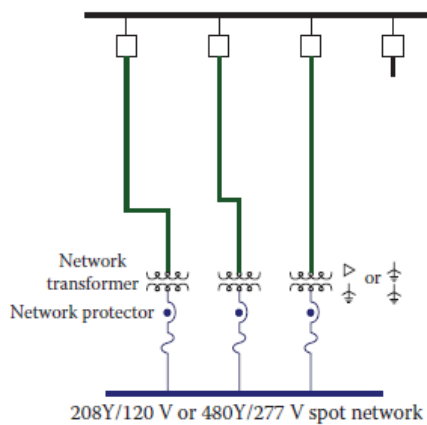


Figura 1.2. Configuración Spot Network²

Un tercer tipo de configuración empleado es el que se conoce como “*open loop*”, anillo o lazo abierto. Se trata de un sistema que posee doble conexión hacia la fuente, la cual dibuja un esquema que permite solventar las averías ocasionadas en alguno de los

¹ Gráfico tomado de referencia [15]

² Gráfico tomado de referencia [15]

tramos del circuito primario, aislando la falla y alimentando, de ser requerido, desde otro punto; reduciendo ostensiblemente el tiempo de reparación y por lo tanto mejorando los índices de confiabilidad. Esta configuración se presenta en la Figura 1.3.

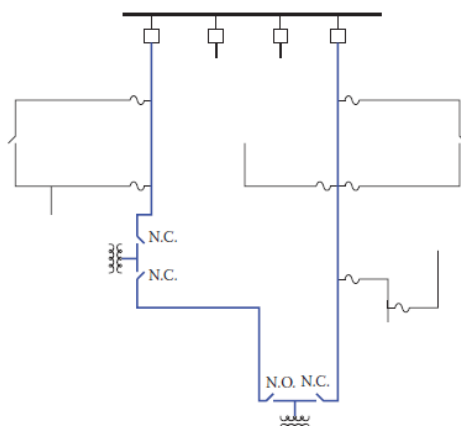


Figura 1.3. Configuración Open Loop³

Este esquema se convierte en un estado intermedio entre el circuito *radial* y la configuración *spot network*, puesto que dispone de una doble alimentación y a su vez es operado como un sistema radial facilitando de esta manera la operación y la coordinación de protecciones [15].

1.5.4. Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.

La confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución ha cobrado una importancia capital, debido a que los sistemas de distribución, parte fundamental del sistema de suministro eléctrico, se encuentran en contacto directo con los consumidores y por lo tanto tiene gran influencia en la continuidad del servicio.

En nuestro país tradicionalmente los estudios de confiabilidad se han enfocado en los sistemas de transmisión y generación, sin darse la importancia que requiere el aseguramiento de la confiabilidad de los sistemas de distribución. En la actualidad debido al creciente uso de sistemas computacionales, sistemas electrónicos en industrias, cocción eléctrica, vehículos eléctricos, entre otros, se hace necesario enfatizar en la confiabilidad de los sistemas de distribución.

La confiabilidad de un SED enfoca su interés en las interrupciones sostenidas del servicio y que son mayores a 1 minuto (algunos autores consideran necesario incluir las interrupciones momentáneas menores a 1 minuto)[16]. En nuestro país, de acuerdo a la Regulación CONELEC No. 004/01, solo las interrupciones mayores a 3 minutos son

³ Gráfico tomado de referencia [15]

consideradas para el cálculo de los índices de calidad del servicio técnico y por lo tanto están incluidas en los análisis de confiabilidad [5].

1.5.5. Confiabilidad de los componentes del SED.

Para el análisis y estudio de la confiabilidad de los sistemas de distribución se requiere previamente definir los parámetros estadísticos que permiten cuantificar la confiabilidad de los componentes de un SED. Estos a su vez, pueden ajustarse a funciones de distribución probabilísticas que representan el comportamiento de *funcionamiento* o *falla* en el tiempo de vida.

A continuación se presenta las definiciones de varios de los parámetros que han sido empleados en el presente trabajo.

1.5.5.1. Tasa de Falla.

La Tasa de Falla (λ) se define como el número de fallas esperadas por unidad en un intervalo de tiempo dado. Para un grupo de equipos o componentes, el número de fallas esperadas es igual al número de unidades en el grupo multiplicado por la tasa de fallas. Al calcular la tasa de falla de un grupo de unidades, se debe usar el tiempo de operación total de las unidades en lugar del tiempo cronológico [17].

$$\text{Tasa de Falla, } \lambda = \frac{\text{número de fallas}}{\text{tiempo total de funcionamiento de las unidades}}$$

Ecuación 1.1. Definición de Tasa de Falla

1.5.5.2. Tiempo Medio de Reparación (MTTR)

Representa el tiempo esperado que tardará una falla en repararse (normalmente medido en horas desde el momento en que ocurre la falla). Generalmente se usa un solo MTTR para cada componente, pero se pueden usar valores separados para diferentes modos de falla [16].

1.5.5.3. Concepto de la curva de bañera.

La vida del equipo generalmente tiene los siguientes tres períodos principales distinguibles que se presentan en la Figura 1.4:

1. Período de mortalidad infantil
2. Periodo de vida útil
3. Periodo de desgaste

En el período de *mortalidad infantil*, la tasa de fallas es alta debido a la presencia de puntos débiles en el proceso de fabricación, como mala mano de obra, componentes deficientes, entre otras. A medida que estas debilidades se manifiestan una a una por el estrés de la operación, la tasa de fallas sigue disminuyendo hasta que se alcanza un nivel constante bajo. Luego, el equipo entra en el período de *vida útil* en el que las fallas se deben al azar y ocurren en momentos aleatorios. Aunque son impredecibles y ocurren irregularmente, en períodos lo suficientemente largos de igual duración (por ejemplo, un año), se presenta la misma cantidad de fallas. Además las fallas en este período también son independientes de la edad del equipo.

Finalmente esta etapa termina cuando los componentes del equipo comienzan a desgastarse. A partir de este momento, la tasa de fallas se incrementa muy rápido debido al deterioro del equipo, las fallas aleatorias aún ocurren; pero la tasa de falla general está dominada por el proceso de *desgaste* de los elementos [17].

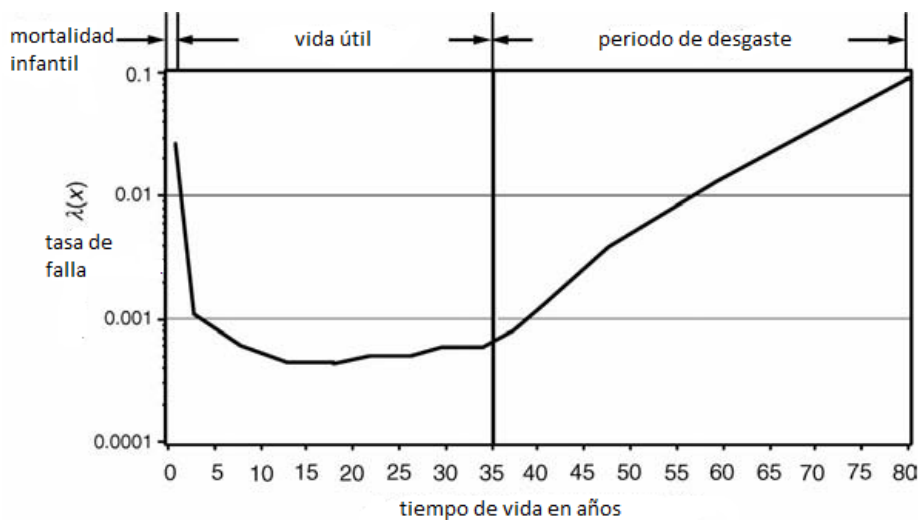


Figura 1.4. Tasa de falla durante la vida de un equipo⁴

En estos periodos la tasa de falla varía en función del tiempo de vida del elemento y cada etapa es factible de ser aproximada a una función de distribución probabilística. La función de distribución que permite un mejor ajuste, en las fases de mortalidad infantil y de desgaste, es la de *Weibull*. Para el periodo de vida útil, en el que normalmente la tasa de falla es constante y estable, basta con la aproximación a la *función de distribución*

⁴ Gráfico tomado de referencia [17]

exponencial que es la fase en la cual se ha centrado el presente trabajo de investigación [17].

1.5.5.4. Confiabilidad (R)

La confiabilidad es la probabilidad de no fallar en un intervalo de tiempo específico. Aplicado a una población de equipos, es igual a la proporción de la población original que sobrevive después de un tiempo dado [17].

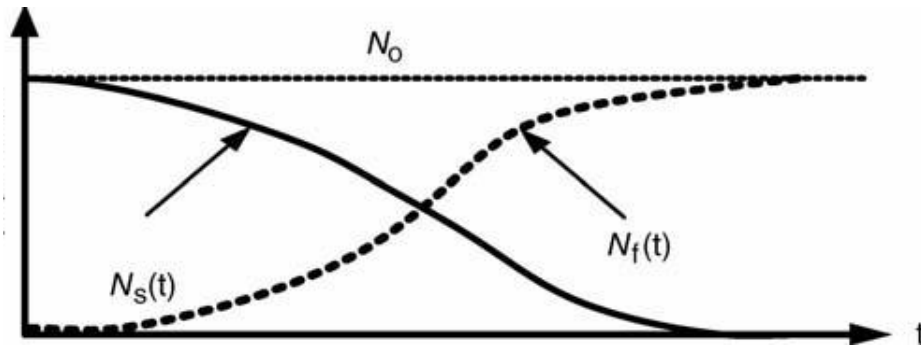


Figura 1.5. Número de componentes en una población de equipos⁵

N_o = Población original de equipos

$N_f(t)$ = Población de equipos que falla

$N_s(t)$ = Población de equipos que sobrevive

La confiabilidad (R) en un tiempo t es:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o} = \frac{N_o - N_f(t)}{N_o}$$

Ecuación 1.2. Definición de Confiabilidad

La relación entre la confiabilidad y la tasa de falla, para el caso en que la tasa de falla se mantiene constante en su vida útil, es la siguiente:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Ecuación 1.3. Relación entre confiabilidad y tasa de falla

1.5.6. Confiabilidad de configuraciones empleadas en SED.

Los sistemas eléctricos normalmente están formados por subsistemas o componentes. Funcionalmente, estos subsistemas o componentes están dispuestos en conexiones en serie o en paralelo o en combinaciones de los dos. En el caso de los alimentadores primarios de los SED su configuración es en serie debido a la naturaleza radial de estas

⁵ Gráfico tomado de referencia [17]

redes eléctricas. La disposición en *anillo abierto*, que es la que se emplea en el presente trabajo, es también una configuración en serie, ya que como se describió en el numeral 1.5.3., a pesar de tener una doble alimentación, opera en forma radial.

A continuación se describirá las metodologías de cálculo de la confiabilidad de las configuraciones que se emplean en los SED.

1.5.6.1. Confiabilidad en sistemas en serie.

El término "serie" se refiere a la relación funcional de los componentes y no a la conexión física. La conexión de serie significa que todos los componentes de la serie son necesarios para que el sistema funcione. Esquemáticamente, se tiene que pasar por cada elemento para ir desde el lado de entrada a la salida. Este sistema se presenta en la Figura 1.6.

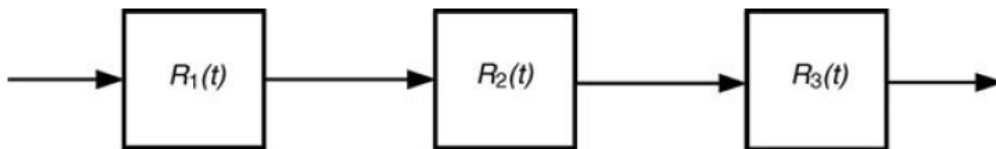


Figura 1.6. Conexión en serie⁶

Cada componente de un sistema tiene su propia tasa de falla y confiabilidad, y la tasa de falla y confiabilidad del sistema depende de la de los componentes individuales.

La confiabilidad del sistema es la probabilidad de funcionar en el intervalo de tiempo dado, por lo que la confiabilidad de un sistema en serie es la probabilidad de que cada componente funcione simultáneamente en ese intervalo de tiempo dado. Si las fallas de los componentes no son dependientes, entonces la probabilidad de que todos los componentes funcionen es igual al producto de las probabilidades de funcionamiento de los componentes individuales.

$$R_{sistema}(t) = R_1(t) \times R_2(t) \times R_3(t) \times \dots \times R_n(t)$$

Ecuación 1.4. Confiabilidad de un sistema en serie

Si los componentes tienen probabilidades de fallas exponencialmente distribuidas, las tasas de falla correspondientes, $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$, etc., son constantes y la confiabilidad del sistema se expresa como:

⁶ Gráfico tomado de referencia [17]

$$R_{sistema}(t) = e^{-\lambda_1 t} \times e^{-\lambda_2 t} \times e^{-\lambda_3 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n t}$$

$$= e^{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n)t}$$

Ecuación 1.5. Confiabilidad de un sistema serie en función de la tasa de falla

La suma $(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n)$ es una constante y corresponde a la tasa de fallas compuesta del sistema en serie [17].

1.5.6.2. Confiabilidad en sistemas en paralelo.

Un sistema “paralelo” en sentido de confiabilidad significa que solo uno de los componentes en las conexiones paralelas debe funcionar para que el sistema funcione. Esquemáticamente, hay varias rutas alternativas para ir desde el lado de entrada del sistema a la salida. Esta configuración se presenta en la Figura 1.7.

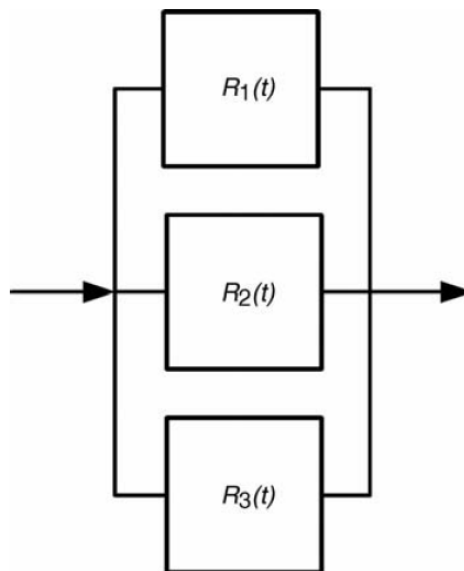


Figura 1.7. Conexión en paralelo⁷

Como solo se necesita un elemento en la conexión paralela para que el sistema funcione, los otros elementos son redundantes. La redundancia es lo que hace que la confiabilidad general del sistema sea alta, porque para que el sistema falle, todos los elementos en la conexión paralela deben fallar. Si las fallas son independientes, la probabilidad de que todos los elementos fallen será igual al producto de las probabilidades de falla de todos los elementos individuales.

⁷ Gráfico tomado de referencia [17]

Si $Q(t)$ es la probabilidad de falla en un período determinado, es decir, la falta de confiabilidad, su valor equivalente puede ser obtenido mediante:

$$Q(t)_{sistema} = Q_1(t) \times Q_2(t) \times Q_3(t) \times \dots \times Q_n(t)$$

$$R(t)_{sistema} = 1 - Q(t)_{sistema}$$

Ecuación 1.6. Confiabilidad en un sistema en paralelo

Por lo tanto la confiabilidad de un sistema en paralelo es:

$$R(t)_{sistema} = 1 - (1 - e^{-\lambda_1 t}) \times (1 - e^{-\lambda_2 t}) \times (1 - e^{-\lambda_3 t}) \times \dots \times (1 - e^{-\lambda_n t})$$

Ecuación 1.7. Confiabilidad en un sistema en paralelo en función de la tasa de falla

En un sistema en paralelo, a diferencia del sistema en serie, la tasa de falla compuesta no es la suma de sus tasas de falla individuales [17].

1.5.7. Indicadores de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución.

Se ha desarrollado una serie de indicadores que permiten describir la confiabilidad de las redes eléctricas de distribución. Las definiciones de estos índices se determinaron en el IEEE Standard 1366, Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices 2003.

Los índices de confiabilidad son parámetros estadísticos de datos para un conjunto definido de cargas, componentes o clientes. La mayoría de los índices de confiabilidad de SED son valores promedio de un sistema particular, que puede representar a una zona entera, región de operación, área de servicio de la subestación, o alimentador. A continuación se describen los índices de confiabilidad más importantes que se utilizan actualmente [18].

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).** Frecuencia media de interrupciones por cliente, por año. Indica el número medio de interrupciones por cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en: (interrupciones × consumidor / año).

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Total de consumidores afectados}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

Ecuación 1.8. Definición de SAIFI

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index).** Duración Media de Interrupción del Sistema. Representa la duración promedio de cada interrupción por cada consumidor servido por unidad de tiempo. Se mide en: hora / (consumidor × año).

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones de cada consumidor}}{\text{Total de consumidores servidos}}$$

Ecuación 1.9. Definición de SAIDI

- **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index).** Duración promedio de cada interrupción = SAIDI / SAIFI.

Corresponde a la duración promedio de las interrupciones por consumidor afectado. Se mide en: (hora/año).

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

Ecuación 1.10. Definición de CAIDI

- **ASAI (Average Service Availability Index).** Disponibilidad promedio del sistema.

$$\text{Disponibilidad promedio del sistema} = 1 - (SAIDI/8760)$$

También se llama IOR (Index of Reliability). Este índice provee información similar al SAIDI e indica el porcentaje. Es adimensional y se expresa en p.u. o como porcentaje.

$$ASAI = \frac{\sum(N_i \times 8760) - \sum U_i N_i}{\sum(N_i \times 8760)}$$

Ecuación 1.11. Definición de ASAI

Existen otros índices los cuales están orientados a la potencia y energía relacionada a las interrupciones de servicio, entre ellos el más representativo es:

- **ENS (Energy Not Supplied).** Energía No Suministrada. Indica la cantidad de energía en kWh que quedó fuera de servicio debido a las interrupciones. Se mide en: (kWh/año).

$$ENS = \sum C_m \times U_i$$

Ecuación 1.12. Definición de ENS

En nuestro país, en la Regulación No. CONELEC 004/01 se definen los índices de calidad del servicio técnico, que permiten cuantificar la confiabilidad total del sistema y a nivel de cabecera de los alimentadores primarios. Estos son:

- **FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado).** El cual representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio, en un período de tiempo determinado.

$$FMIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$

Ecuación 1.13. FMIK total del sistema

$$FMIK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

Ecuación 1.14. FMIK por alimentador primario

- **TTIK (Tiempo Total de interrupción por kVA nominal instalado).** Representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio, en un período determinado de tiempo.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$

Ecuación 1.15. TTIK total del sistema

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVAfs_{iAj} * Tfs_{iAj}}{kVA_{instAj}}$$

Ecuación 1.16. TTIK por alimentador primario

Dónde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

\sum_i^{Aj} Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "Aj" en el período en análisis.

kVAfsi: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst:	Cantidad de kVA nominales instalados.
Tfsi:	Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"
Rd:	Red de distribución global
Aj:	Alimentador primario de medio voltaje "j"

1.5.8. Técnicas de optimización en Planificación de SED.

El empleo de las técnicas de optimización en la planificación empezó a partir de la década de los 70's del siglo XX con la formulación de modelos matemáticos que utilizaban algoritmos analíticos para la resolución de los problemas presentados, siendo los más empleados: Programación Lineal, Algoritmos de Transporte, Procesos Branch and Bound (Ramas y Fronteras) y Programación Entera Mixta. Estas metodologías son actualmente consideradas como Clásicas [4].

Aprovechando el acelerado desarrollo informático de las últimas décadas, mismo que se traduce en la mejora de los tiempos de procesamiento y manejo de grandes volúmenes de información, se han impulsado una serie de investigaciones, tanto en el ámbito académico como empresarial. En este contexto, el problema de planificación de sistemas de distribución es abordado mediante el uso de algoritmos de optimización que pueden ser implementados en sistemas computacionales.

A mediados de la década de los 80's e inicios de los 90's del siglo XX, empiezan a ser utilizadas varias herramientas de inteligencia artificial también conocidas como heurísticas y metaheurísticas, motivado sobre todo por la dificultad que presentan los métodos clásicos en converger a soluciones óptimas cuando procesan una gran cantidad de variables, que es el caso práctico que se presenta en la planificación de sistemas eléctricos de distribución.

Entre estas nuevas metodologías las más utilizadas en la Planificación de la Distribución son: Búsqueda Tabú (Tabu Search, TS) en recorrido de alimentadores primarios y ubicación de subestaciones AV/MV, Recocido Simulado (Simulated Annealing, SA) en recorrido de alimentadores primarios, Algoritmo Genético (Genetic Algorithm, GA)) en recorrido de alimentadores primarios, ubicación de subestaciones AV/MV y generación distribuida, Estrategias Evolutivas, (Evolutionary Strategy, ES) en recorrido de alimentadores primarios, Sistema Inmune Artificial (Artificial Immune Systems, AIS) en ubicación de la generación distribuida, Optimización por Colonia de Hormigas (Ant Colony Optimization, ACO) en recorrido de alimentadores primarios, Sistema de Colonia de Hormigas (Ant Colony Systems, ACS) en recorrido de alimentadores primarios y

ubicación de la generación distribuida, Optimización por Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization, PSO) en recorrido de alimentadores primarios y ubicación de la generación distribuida, Algoritmo Memético Híbrido TS/GA (Hybrid TS/GA, Memetic) en recorrido de alimentadores primarios, ubicación de subestaciones AV/MV y generación distribuida, entre otras [4] , [19].

Entre los trabajos consultados se puede destacar que a nivel internacional han sido presentadas varias propuestas de planificación de sistemas de distribución utilizando técnicas de optimización, así tenemos tanto en [20] como [21] desarrollos que incorporan estas herramientas y que están orientadas al manejo de grandes sistemas de distribución. Específicamente en [20] utiliza el algoritmo PSO (Particle Swarm Optimization) para el problema de optimización en el enrutamiento de alimentadores primarios y el algoritmo AIS (Artificial Immune Systems) para la ubicación de la compensación reactiva del sistema de distribución en tanto que en [21] se emplea el algoritmo MNB (Meshed Network Building) para determinar las rutas malladas en función de minimizar la longitud y la inversión requerida en la red primaria.

En nuestra región también se han presentado algunos estudios en esta línea investigativa como en [22] y [23]. En el caso de [22] utiliza el algoritmo k-means para la ubicación de transformadores de distribución y la técnica de árboles mínimos de Steiner para obtener la configuración óptima radial del alimentador primario, en tanto que en [23] igualmente utiliza el algoritmo k-means para la ubicación de transformadores y técnicas de árbol mínimo Dijkstra y Prim para el recorrido radial de la alimentación primaria. Es importante mencionar que el presente trabajo se diferencia de los descritos por incorporar criterios de confiabilidad en el proceso de optimización y generar una configuración del alimentador en medio voltaje del tipo anillo abierto.

A continuación se presentará una descripción de las técnicas heurísticas y metaheurísticas que se han utilizado para la Planificación de SED en la presente investigación.

1.5.8.1. Algoritmo K-Medoids.

El Algoritmo K-Medoids, corresponde al tipo de métodos de agrupamiento (clustering), que se deriva del Algoritmo K-Means que fue propuesto por Kaufman, L., and Rousseeuw, P. J en 1987 y actualizado en 1990 como algoritmo PAM (Partitioning Around Medoids) [24].

Este método basa su agrupamiento en función de encontrar el costo mínimo entre una observación (coordenadas) con cada uno de los medoides previamente determinados. Es un método heurístico, que no necesariamente encuentra la solución óptima global. Existen variantes del algoritmo K-Medoids entre las que se destacan: CLARA (Clustering Large Applications), CLARANS (Clustering Large Applications based upon RANdomized Search) y CSP-CLARANS (CLARANS with Shortest Path).

El algoritmo PAM trabaja de la siguiente manera:

1. Inicialización: Se selecciona la ubicación de los k medoides de los n puntos de la observación.
2. Se determina el costo de cada n punto a cada uno de los k medoides. (distancia de los puntos a sus medoides).
3. Se asocia cada punto al medoide más cercano (menor costo).
4. Se determina el costo total (suma de la distancia de los puntos a sus medoides).
5. Mientras el costo de la configuración disminuye:

Para cada medoide m , para cada no medoide o :

1. Intercambiar m y o , recalculando el costo.
 2. Determinar la nueva ubicación de los medoides
 3. Si el costo total de la configuración aumentó en el paso anterior deshacer el intercambio.
6. Fin: El algoritmo termina cuando no se consigue reducir el costo total con el intercambio de los medoides.

1.5.8.2. Algoritmo Genético (AG).

Los AG's son técnicas heurísticas de búsqueda globales basadas en la mecánica de la selección natural y en la genética natural, fueron desarrollados por Holland en 1975 en su trabajo "*Adaptation in Natural and Artificial Systems*" para identificar múltiples soluciones óptimas a problemas difíciles tales como funciones de optimización. En un AG las soluciones representadas por estructuras de datos llamadas individuos son evolucionadas y una nueva población de individuos es creada. A cada individuo se le asigna un valor o aptitud mediante el cual se compara con otros individuos de la misma población. Los algoritmos genéticos han sido desarrollados para resolver problemas

lineales y no lineales, explorando todas las regiones del espacio de búsqueda a través de la mutación, cruzamiento y la selección de operaciones aplicadas a los individuos en una población.

En el proceso del desarrollo del algoritmo, las poblaciones con mejores soluciones evolucionan hasta que se satisface un criterio de terminación.

El algoritmo básico es el siguiente:

- a) Se genera aleatoriamente una población inicial.
- b) Se calcula la aptitud de cada individuo.
- c) Selección (probabilísticamente) basándose en la aptitud.
- d) Aplicación de operadores genéticos (cruza y mutación) para generar la siguiente población.
- e) Se repite el proceso hasta que cierta condición se cumpla [25].

1.5.8.3. Algoritmo Dijkstra (ruta de mínimo costo).

Este algoritmo fue propuesto por Edsger Wybe Dijkstra en el año de 1959 y permite obtener la ruta óptima o de mínimo costo entre dos puntos y desarrollar el árbol de longitud total mínima, en grafos en los cuales las trayectorias tienen un peso positivo [26].

“En un grafo dirigido ponderado de N nodos no aislados, sea x el nodo inicial, un vector D de tamaño N guardará al final del algoritmo las distancias desde x al resto de los nodos.

1. Se inicializa todas las distancias en D con un valor infinito relativo ya que son desconocidas al principio, exceptuando la de x que se debe colocar en 0 debido a que la distancia de x a x sería 0.
2. Sea $a = x$ (se toma “a” como nodo actual).
3. Se recorre todos los nodos adyacentes de a , excepto los nodos marcados, llamando a estos nodos no marcados v_i .
4. Si la distancia desde x hasta v_i guardada en D es mayor que la distancia desde x hasta a , sumada a la distancia desde a hasta v_i ; esta se sustituye con la segunda nombrada, esto es: si $(D_i > D_a + d(a, v_i))$ entonces $D_i = D_a + d(a, v_i)$.
5. Se marca como completo el nodo “a”.

6. Se toma como próximo nodo actual el de menor valor en D (puede hacerse almacenando los valores en una lista de prioridad) y se vuelve al paso 3 mientras existan nodos no marcados.

Una vez terminado el algoritmo, D estará completamente lleno.”[27]

1.5.8.4. Optimización por Colonia de Hormigas (Ant Colony Optimization)

Este algoritmo está basado en el comportamiento de las hormigas cuando están forrajeando, es decir cuando las hormigas buscan su alimento y retornan a su colonia luego de que lo han encontrado.

Las hormigas exploran por diferentes caminos aleatorios en busca de su alimento, el momento que alguna encuentra una fuente de alimento, regresa a su colonia dejando un rastro de feromonas, que se disipa con el tiempo, el cual es percibido por otras hormigas las cuales siguen por este camino. Si es que alguna otra hormiga ha encontrado una ruta más corta regresará en un menor tiempo por esta nueva vía, permitiendo que las feromonas se disipen en menor tiempo, esto indica a las otras hormigas que este nuevo camino es el más óptimo, haciendo que ellas prefieran recorrer esta nueva ruta. Al haber mayor cantidad de hormigas por esta ruta, se refuerza el rastro de feromonas llegando a un punto en que todas las hormigas preferirán recorrer únicamente este camino.

Este algoritmo fue desarrollado Marco Dorigo en 1997 como una mejora del algoritmo de Sistema de Hormiga presentado en 1996 por el mismo Dorigo [28].

La aplicación de este algoritmo en optimización se realiza especialmente en problemas de grafos, en ellos cada hormiga artificial tiene la misión de construir una solución del problema, cada adición a la solución parcial construida se realiza a través de una regla de decisión estocástica, que incluye información heurística e información del resto de las hormigas. Luego de la construcción o durante el proceso, las hormigas evalúan la solución y depositan feromona en las conexiones utilizadas, que servirá de información para el resto de las hormigas artificiales.

Además se realiza la evaporación, es decir la eliminación de feromona en cada iteración del problema, de manera de favorecer la exploración en nuevas zonas de búsqueda.

El pseudo-código de esta meta-heurística es el siguiente:

1. Establecer la feromona inicial ();

2. Mientras (el criterio de término no esté satisfecho)

a. Crear las hormigas de una colonia ();

b. Para (cada hormiga de la colonia);

{Mover hormiga ()} hasta completar ruta;

Mover hormiga ()

Para (todo el vecindario factible)

Calcular probabilidades de movimiento;

$$P_{ij}(t) = \frac{(\tau_{ij})^\alpha \cdot [\eta_{ij}]^\beta}{\sum_{l \in N_i^k} (\tau_{il})^\alpha \cdot [\eta_{il}]^\beta}, \text{ si } j \in N_i^k$$

Fin para

Nodo seleccionado = seleccionar el movimiento ()

Fin para

c. Actualizar feromona

d. Destruir hormigas

Fin mientras

3. Si se cumple criterio, entonces terminar. Típicamente el criterio de parada está dado por el número de colonias a evaluar, esto es por el número de veces que se repite el paso 2.

Dónde:

P_{ij} es la probabilidad de pasar del nodo i al nodo j ,

τ_{ij} es la feromona existente entre el nodo i y el nodo j ,

η_{ij} es la información heurística entre el nodo i y el j , esta información típicamente es el inverso de la distancia (no necesariamente distancia euclidiana, sino que una cierta métrica en el espacio de las propiedades) entre el nodo i y el nodo j ,

N_i^k es el conjunto de nodos alcanzables desde el nodo i y que aún no han sido visitados por la hormiga k .

En tanto α y β constituyen parámetros que establecen un equilibrio entre la importancia de la información heurística y de la información de la memoria dada por la cantidad de feromona [29].

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del presente trabajo se ha empleado el **método teórico de modelación**, el cual basa su tratamiento en la formulación de una propuesta metodológica de planificación, utilizando para aquello un modelo abstracto de los costos asociados a las redes eléctricas de distribución subterráneas, entre ellos los relacionados a la confiabilidad del servicio con sus correspondientes restricciones técnicas, tanto en el ámbito de su entorno geográfico como de los niveles de voltaje hacia el usuario final.

El proyecto presenta un enfoque **cuantitativo**, y el tipo de investigación es **aplicada**, es decir tiene como propósito el desarrollo de un procedimiento que podrá ser empleado en la práctica de la planificación de la distribución eléctrica, de tal manera que permita su simulación en un ambiente computacional con el fin de obtener un esquema de planificación óptimo en costos económicos, para su posterior implementación física.

La información utilizada en este trabajo ha sido de tipo bibliográfica tanto en la consulta de fuentes que residen en bibliotecas físicas como a través del internet, aplicando para su sistematización el **análisis documental**.

Se ha adoptado como **unidad de investigación** el uso de ejemplos de redes eléctricas teóricas y reales.

Finalmente para el **análisis y comparación de los resultados** obtenidos se ha utilizado software técnico específico en simulación de redes de distribución [30].

2.1. Formulación del Problema de Optimización

El problema de optimización del presente trabajo ha sido dividido en dos partes que se abordan en etapas diferentes. El primer problema corresponde a la ubicación óptima de los centros de transformación y el segundo a la determinación de la configuración óptima del primario de MV en forma de anillo.

2.1.1. Ubicación óptima de los centros de transformación.

Para la determinación de la ubicación óptima de los centros de transformación se plantea un algoritmo de agrupamiento (clustering) *k-medoids* cuyo punto de partida es la formulación matemática del problema que se presenta a continuación.

Dado un grupo de cargas eléctricas $L_{i,j}$ (sistemas de medición eléctrica) con su ubicación geográfica determinada mediante un sistema cartesiano de coordenadas $p_j = (x_j, y_j)$, se plantea la siguiente minimización: [31]

Función Objetivo:

$$\min \sum_{i=1}^k \sum_{p_j \in C_i} L_{i,j} d''(c_i, p_j)$$

Dónde:

k = número de medoides (centros de transformación)

p_j = punto de ubicación de las cargas eléctricas

c_i = ubicación del medoide (centro de transformación)

d'' = distancia Manhattan entre p_j y c_i

C_i = Cluster

$L_{i,j}$ = carga del p_j asociada al centro de transformación c_i

2.1.2. Determinación del Número Óptimo de Centros de Transformación.

Para la determinación de la cantidad óptima de centros de transformación (k) en un área definida se plantea un problema de optimización cuya función objetivo en su forma más general es:

Función Objetivo:

$$\min \sum_{j=1}^k C_{inv_j} + \sum_{j=1}^k \frac{C_{p_j}}{(1+i)^t} + \sum_{j=1}^k \frac{C_{m_j}}{(1+i)^t} + \frac{C_{ens_{tr}}}{(1+i)^t}$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\frac{S * l}{V_{nom}} (R \cos \phi + X \sin \phi) \leq \Delta V_{max}$$

$$\forall k \in \{\mathbb{N}^+\}$$

Dónde:

C_{inv_j} = costo de inversión por transformador

C_{p_j} = costo de pérdidas de energía por transformador

C_{m_j} = costo de mantenimiento por transformador

$C_{ens_{tr}}$ = costo de energía no suministrada por transformador

k = Número de transformadores

i = tasa de interés

t = tiempo de vida útil del transformador

S = carga por transformador

l = longitud de alimentador secundario

V_{nom} = Voltaje nominal en baja tensión

R, X = resistencia, reactancia del alimentador secundario

\emptyset = ángulo de potencia

ΔV_{max} = caída de voltaje admisible en baja tensión

2.1.3. Configuración óptima del primario de MV en forma de anillo.

Para determinar la configuración óptima en anillo para el primario en MV que alimenta los centros de transformación se utiliza el “Problema del Agente Viajero”, el cual es uno de los problemas más famosos en Optimización Combinatoria, y que consiste en encontrar la ruta más corta que puede recorrer un agente viajero entre varias ciudades sin repetir ninguna de ellas retornando al final a la ciudad de origen, con la restricción de que por cada ciudad se pase una sola vez [32].

La formulación de este problema mediante un modelo matemático de programación lineal entera mixta se presenta en [33] y se detalla a continuación:

Función Objetivo:

$$\min \sum_{i=0}^k \sum_{\substack{j=0 \\ i \neq j}}^k c_{ij} x_{ij}$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$0 \leq x_{ij} \leq 1 \quad \forall i, j$$

$$x_{ij} \text{ es entero } \forall i, j$$

$$\sum_{i=0, i \neq j}^k x_{ij} = 1 \quad j = 0, \dots, k$$

$$\sum_{j=0, j \neq i}^k x_{ij} = 1 \quad i = 1, \dots, k$$

$$u_i - u_j + nx_{ij} \leq k - 1 \quad 1 \leq i \neq j \leq k$$

Dónde:

c_{ij} = distancia entre i y j (i, j centros de transformación)

x_{ij} = variable entera binaria

k = número de centros de transformación

2.1.4. Distancias óptimas entre centros de transformación.

Para determinar las distancias entre los centros de transformación C_{ij} , que se requiere como dato de entrada en el problema descrito en el numeral 2.1.3, es necesario primero encontrar las distancias óptimas entre cada uno de ellos. Estas longitudes están condicionadas a su vez por la tasa de falla que presenta cada una de las diferentes trayectorias que pueden existir entre los varios centros de transformación. Por lo que, con esta formulación, lo que se busca es determinar la ruta que garantiza la conexión en medio voltaje con la menor tasa de falla entre ellos.

Se considera como datos de entrada de este problema el universo de rutas de las vías del área de estudio y la tasa de falla del cable aislado en MV que conectaría a los puntos de carga.

El problema que se configura para encontrar la ruta más corta entre dos puntos se lo conoce como el "*Problema del Camino más Corto*" que es abordado mediante la teoría de grafos y los algoritmos desarrollados en este contexto.

La formulación matemática que mediante la teoría de grafos se desarrolla en [34] es la siguiente:

Dado:

$G = (V, E)$ es un grafo

$\omega: E \rightarrow \mathbb{R}$

$$\omega(p) = \sum_{i=1}^k \omega(v_{i-1}, v_i)$$

$p = (v_0, v_1, \dots, v_n)$

Función Objetivo:

$$\delta(u, v) = \begin{cases} \min\{\omega(p) : u \rightsquigarrow v\} \\ \infty \end{cases}$$
$$\Rightarrow \omega(p) = \delta(u, v)$$

Dónde:

G es un grafo de vértices V y aristas E

$\omega =$ pesos de las aristas E (tasa de falla de cada tramo de cable MV)

$p =$ camino entre vertices v_i

$\delta =$ camino de peso mínimo

Para la resolución, del problema bajo análisis se utiliza el algoritmo de ruta mínima *Dijkstra*, explicado en el capítulo anterior.

2.2. Descripción de la Metodología Propuesta

El problema de optimización a resolver en el presente trabajo es abordado mediante el uso secuencial de varios algoritmos heurísticos que obtienen soluciones de cada uno de los problemas señalados en el numeral anterior y que se describen en la Figura 2.1.

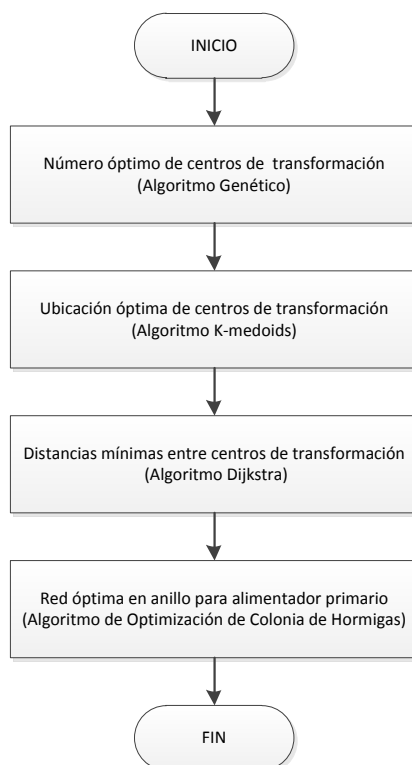


Figura 2.1. Diagrama de flujo de metodología propuesta

El *Algoritmo Genético* se emplea para determinar el número óptimo de centros de transformación requiriendo como datos de entrada a la información de las cargas eléctricas y los parámetros eléctricos de la red de bajo voltaje. El resultado generado en esta etapa es a su vez el dato de entrada, conjuntamente con las coordenadas geográficas de las cargas, para poder emplear el algoritmo de agrupamiento *K-medoids* y de esta manera realizar la ubicación óptima de los centros de transformación.

Conocida la ubicación de los centros de transformación, esta información es requerida para determinar los recorridos que optimicen la tasa de fallas entre centros de transformación, para ello se utiliza el algoritmo *Dijkstra* que toma como peso la tasa de falla de cada uno de los tramos de las vías que unen a los todos los transformadores entre sí. Se genera así una matriz de tasa de fallas mínimas que es a su vez el insumo

que permite emplear el algoritmo de *Optimización de Colonia de Hormigas*, el cual que produce la ruta óptima en lazo abierto del alimentador en medio voltaje.

2.2.1. Determinación del Número Óptimo de Centros de Transformación (NOCT).

En este módulo se busca encontrar el valor de NOCT con el objetivo de minimizar el costo general total de implementar los centros de transformación en el área de estudio, por lo que la función objetivo incorpora los costos de inversión, de operación, de mantenimiento y costo de energía no suministrada, siendo este último el parámetro que corresponde al criterio de confiabilidad.

Este es un “*Problema de Optimización No lineal Entero Mixto (MINLP)*” cuya resolución se aborda mediante técnicas heurísticas, considerándose en el presente trabajo el uso del *Algoritmo Genético* [35]. En la Figura 2.2., se presenta el diagrama de flujo para la determinación del NOCT.

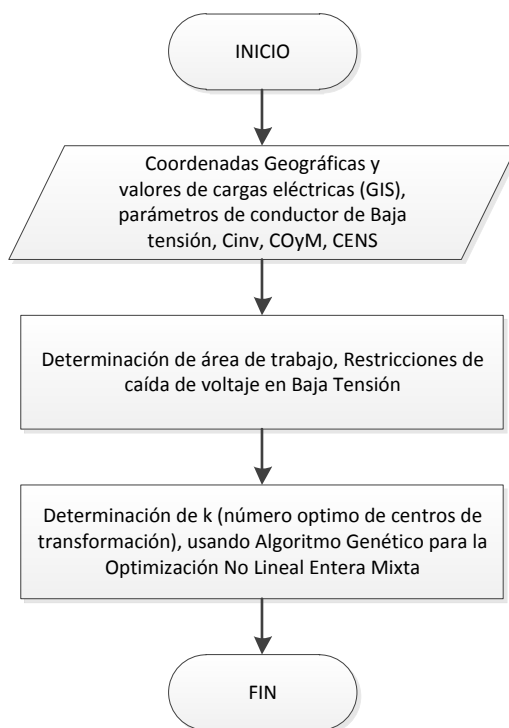


Figura 2.2. Diagrama de flujo para la determinación del NOCT

2.2.2. Ubicación Óptima de Centros de Transformación. (UOCT)

El problema de ubicación óptima de centros de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (CT MV/BV), es resuelto mediante la utilización del *Algoritmo K-medoids*.

Para ello se considera como datos de entrada el NOCT, determinado en el proceso previo, y la ubicación georreferenciada de las cargas con el objetivo de agruparlas al entorno del centro de transformación más cercano. Las cargas en un sistema de distribución eléctrica corresponden a los sistemas de medición de energía domiciliarios cuyos datos de ubicación y consumo se obtienen del sistema de información geográfica (SIG) que disponen las empresas de distribución (EDs).

Al utilizar el *Algoritmo K-medoids* se garantiza que la ubicación del centro de transformación se sitúe en uno de los puntos de carga, los cuales normalmente se hallan colindantes a las vías públicas, y que corresponden a los espacios donde se pueden emplazar los CT MV/BV, sin una mayor afectación a la propiedad privada.

A continuación se describe en la Figura 2.3. el diagrama de flujo de esta etapa.

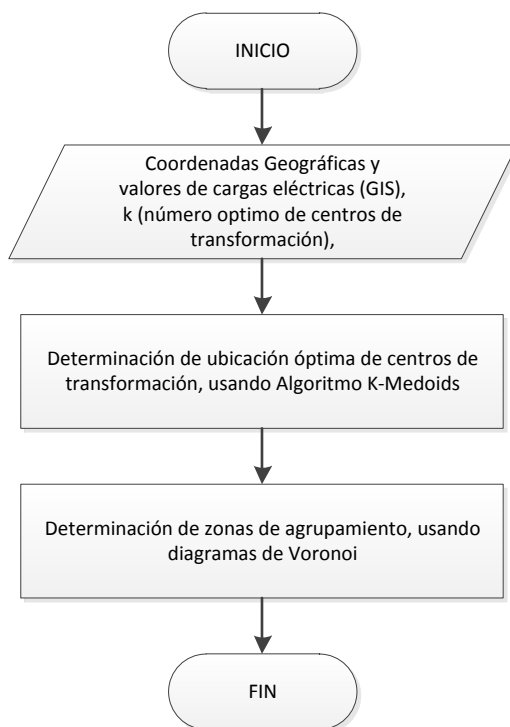


Figura 2.3. Diagrama de flujo para la determinación de la UOCT

2.2.3. Distancia Óptima entre Centros de Transformación. (DOCT)

Para determinar la distancia óptima entre los CT MV/BV se toma como dato de entrada la ubicación óptima de estos elementos, calculada mediante el procedimiento descrito en el acápite anterior y todas las posibles rutas que se pueden conformar del universo de vías públicas que se encuentran en el área de estudio, esta información se obtiene de la base geográfica existente en el sistema SIG de las EDs o mediante la cartografía urbana georreferenciada.

Para encontrar la DOCT se utiliza el *Algoritmo Dijkstra*, el cual calcula la distancia óptima de entre todas las posibles rutas existentes de cada uno de los CT MV/BV con los restantes tomando como peso o parámetro a minimizar la tasa de falla de cada ruta, añadiéndose además la barra de conexión (fuente) que es un dato determinado de forma previa por el planificador o que se encuentra definido por la ubicación geográfica de la subestación eléctrica de distribución que alimenta la zona de estudio.

En la Figura 2.4., se muestra el diagrama de flujo para la determinación de la DMCT.

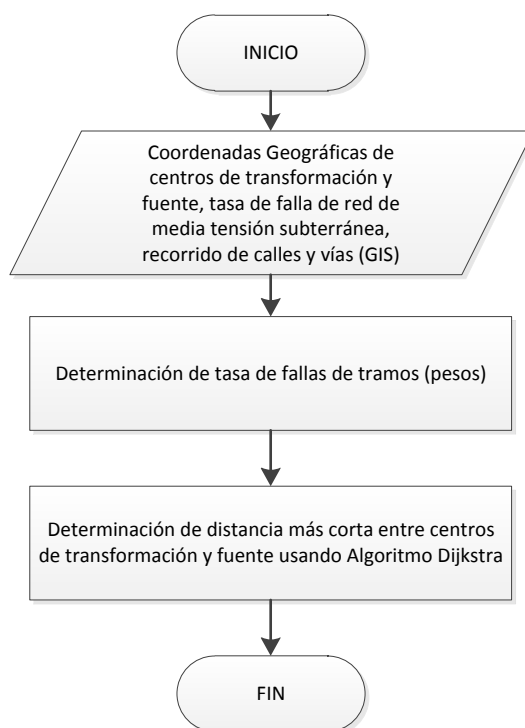


Figura 2.4. Diagrama de flujo para la determinación del DMCT

2.2.4. Determinación de la Red Óptima en Anillo para Alimentador Primario. (ROAP)

En redes eléctricas subterráneas, con el objetivo de construir un sistema confiable y con un menor tiempo de reposición del servicio eléctrico, se torna necesario planificar la alimentación primaria mediante un esquema redundante, para lo cual normalmente se emplea el modelo en anillo abierto con el fin de mantener la operación del sistema de una forma radial.

La determinación de una red óptima primaria con anillo abierto es similar a resolver el *Problema del Agente Viajero*, por lo que se ha decidido utilizar el *Algoritmo de Optimización de Colonia de Hormigas (ACO)*, para solventarlo de una manera eficaz y rápida, puesto que de la investigación realizada se determina que esta es una de las metaheurísticas que mejores resultados presenta con una alta eficiencia computacional [36].

El diagrama de flujo se presenta en la Figura 2.5.

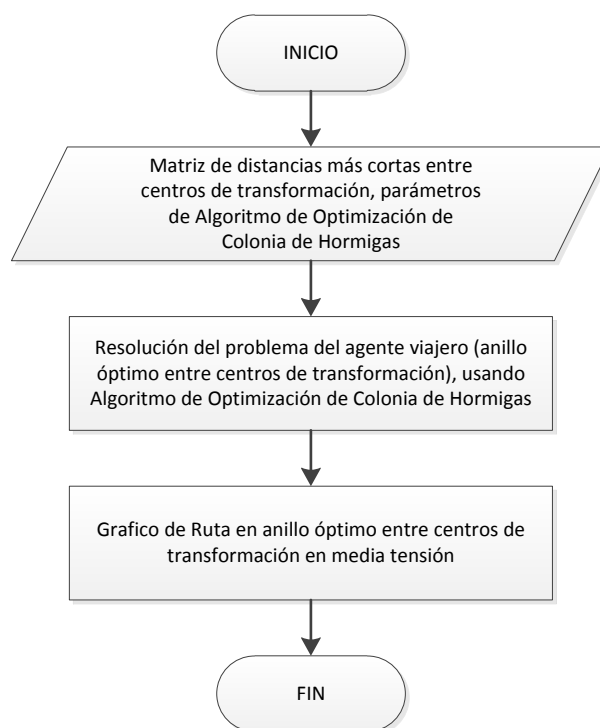


Figura 2.5. Diagrama de flujo para la determinación del ROAP

2.3. Desarrollo Computacional de la Metodología Propuesta

La metodología propuesta en el presente trabajo se incorpora mediante rutinas computacionales escritas en lenguaje m. del software Matlab® R2017a.

2.3.1. Ingreso de Datos.

El programa toma como datos de entrada, la información de las coordenadas cartesianas de la ubicación geográfica (x,y) y la potencia (kVA) o consumo (kWh) de las cargas, además de la ubicación geográfica de las calles y vías (x,y), que son obtenidos de la base de datos del sistema de información geográfica (SIG) de las empresas eléctricas de distribución. A su vez estos datos son presentados como tablas en Excel (Tabla 2.1. y 2.2.), las cuales son leídas por una subrutina, previo a su procesamiento.

Tabla 2.1. Ej. Datos en Excel de Cargas

nodo	X (m)	Y (m)	Carga (kVA)
1	250	60	12
2	450	63	12
3	438	50	12
4	250	160	12
5	360	150	12
6	540	150	12
7	665	150	12
8	720	150	12
9	800	150	12
10	938	150	12
11	165	250	40
12	264	250	40

Tabla 2.2. Ej. Datos en Excel de Calles y Vías

Id Calle	Calle (coord. orig. x)	Calle (coord. orig. y)	Calle (coord. fin x)	Calle (coord. fin y)
1	250	50	450	50
2	450	50	550	50
3	250	50	250	250
4	250	250	150	250
5	150	250	150	450
6	150	450	150	650
7	150	650	250	650
8	250	250	250	450
9	150	450	250	450
10	250	650	250	750
11	250	650	250	550
12	250	550	250	450

2.3.2. Implementación de algoritmo para determinar el número óptimo de transformadores.

En la siguiente etapa se determina la cantidad óptima de transformadores en el área de estudio, utilizando para ello la función algoritmo genético de Matlab: $[K, f_{best}, exitflag] = ga(@K)$

Este algoritmo de Matlab permite resolver el problema de optimización no lineal entera mixta (MINLP), que se presenta en esta primera etapa del desarrollo de la metodología.

La función objetivo y sus restricciones son de tipo no lineal, y se busca minimizar el costo total que requiere la implementación, mantenimiento, operación y confiabilidad de los centros de transformación a ser ubicados en el área de intervención.

La función objetivo que ingresa en Matlab® presenta la siguiente forma:

$$\min f = C_{inv} \cdot K + \left[C_M \cdot K + C_{ens} \cdot \left(\frac{L_{total} \cdot MTTR \cdot \lambda}{100 \cdot K} \right) + C_{kWh} \cdot 8,76 \dots \right. \\ \left. \cdot (13,27 \cdot L_{total}^{0,7093} \cdot K^{0,291} + 10,465 \cdot L_{total} + 537 \cdot K) \right] \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right]$$

Ecuación 2.1. Función Objetivo ingresada en Matlab®

Dónde:

K	=	Variable número de transformadores
C_{inv}	=	Costo de inversión por centro de transformación (US\$)
C_M	=	Costo de mantenimiento por centro de transformación (US\$)
C_{ens}	=	Costo de energía no suministrada (cUS\$/kWh)
C_{kWh}	=	Costo de energía eléctrica ((US\$/kWh)
L_{total}	=	Carga total en el área de estudio (kVA)
$MTTR$	=	Tiempo de reparación de centro de transformación (horas)
λ	=	Tasa de falla por centro de transformación (veces/año)
i	=	Tasa de interés (%)
t	=	Tiempo de vida del equipamiento (años)

En el presente estudio se tomó el Cens = 153.3 cUS\$/kWh, que es el valor determinado por el CONELEC (hoy ARCONEL), mediante *Resolución No. 025/11* [37], en tanto que el MTTR = 6,5 horas y $\lambda = 0.010$ fallas/año, fueron tomados de la referencia *Electric Power Distribution Reliability* por R. E. Brown [16].

Para la determinación de las pérdidas en los centros de transformación se utilizó las ecuaciones que relacionan las pérdidas en el cobre y en el hierro con la potencia calculada del transformador, las cuales constan en la norma *NTE INEN 2115:2004* [38].

$$P_o = 13,27 \times P_n^{0,7093}$$

$$P_c = 10,465 \times P_n + 537$$

Ecuación 2.2. Pérdidas en el transformador de distribución

Dónde:

P_n	=	Potencia del transformador (kVA)
P_o	=	Pérdidas en el hierro (W)
P_c	=	Pérdidas en el cobre (W)

Para fines de análisis la tasa de interés se consideró del 3%, que corresponde al promedio de la tasa pasiva legal emitida por el Banco Central del Ecuador a marzo de 2018 y para el tiempo de operación del equipamiento se tomó el lapso de 25 años, valor determinado en el *MACEDDEL (Manual de Contabilidad para Empresas de Distribución Eléctrica y otros servicios)* [39].

Las restricciones se deben a la limitación que impone la regulación de voltaje máxima permitida de los circuitos secundarios asociados a los centros de transformación y que atienden directamente al cliente final, además de que la cantidad de transformadores debe ser un número entero positivo.

$$\frac{L_{total} \cdot R \cdot (r \cdot fp + x \cdot \sin(\cos^{-1} fp))}{3000 \cdot V_{nom} \cdot K^2} \leq \Delta V$$

$$K > 0$$

Ecuación 2.3. Restricción por caída de voltaje en secundarios

Dónde:

K	=	Variable número de transformadores
L_{total}	=	Carga total en el área de estudio (kVA)
R	=	Radio total del área de estudio (m)
r	=	Resistencia del cable (ohm/km)
x	=	Reactancia del cable (ohm/km)
fp	=	Factor de potencia de la carga (0,92)
V_{nom}	=	Voltaje nominal del circuito secundario (V)
ΔV	=	Caída de voltaje del circuito secundario (%)

En la Figura 2.6. se presenta la ventana de resultados que entrega la aplicación del algoritmo genético para la determinación del número óptimo de transformadores.

La deducción de las ecuaciones 2.2 y 2.3 se presentan en el anexo I.

```

Command Window
-----
DETERMINACIÓN DE NÚMERO ÓPTIMO DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO GENÉTICO
Optimization terminated: average change in the penalty fitness value less than options.Function
and constraint violation is less than options.ConstraintTolerance.
-----
Número óptimo de transformadores = 8
Costo mínimo de transformadores = 81227.7511
-----

```

Figura 2.6. Resultados Numéricos de Algoritmo Genético

2.3.3. Implementación de algoritmo para ubicar los centros de transformación.

Para determinar la ubicación óptima de los centros de transformación se emplea el algoritmo de agrupamiento (clustering) denominado como K-medoids, el cual requiere como datos de entrada el número de transformadores determinado en el apartado anterior y la ubicación geográfica de las cargas. Este procedimiento se implementa en la rutina computacional mediante la función de Matlab: `[G1,medoide,sumd,d,midx,info] = kmedoids(R1,K)`

Esta función entrega como resultados los puntos (cargas) que se agrupan a cada medoide (centro de transformación) y la ubicación geográfica de los centros de transformación.

Con estos resultados se determina la capacidad de los centros de transformación, empleando para ello la metodología de la REA (Rural Electric Administration), organización creada para el fomento de la electrificación rural de los Estados Unidos de América que funcionó hasta 1994. Esta metodología fue presentada en el año 1956 por Stanley J. Vest y permite estimar la demanda eléctrica de los centros de transformación (kW) conociendo los consumos eléctricos de los usuarios (kWh), a través de dos fórmulas empíricas desarrolladas en base de análisis estadísticos de la medición eléctrica mensual de un gran número de usuarios [40].

$$D_{kW} = A \cdot B$$

$$A = N_c \cdot \left[1 - 0,4 \cdot N_c + 0,4 \cdot (N_c^2 + 40)^{1/2} \right] \quad B = 0,005925 \cdot C_{kWh}$$

Ecuación 2.4. Fórmulas de la metodología REA

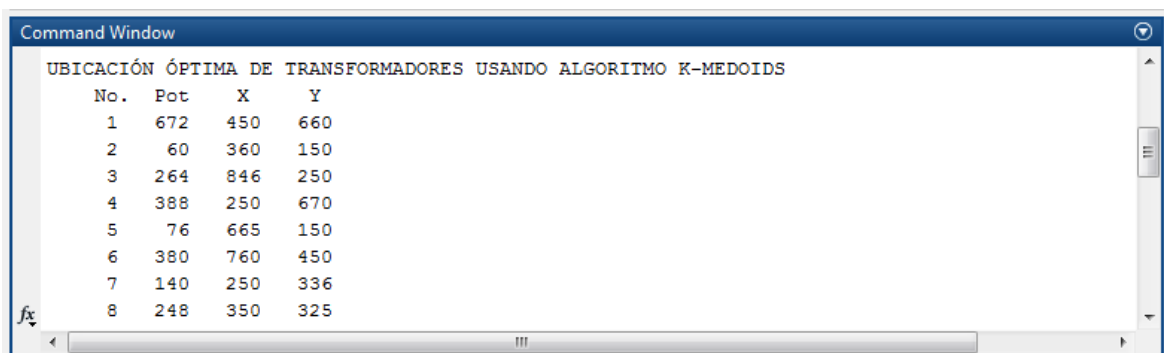
Dónde:

D_{kW} = Demanda de centro de transformación (kW)

N_c = Número de consumidores (unidades)

C_{kWh} = Consumo mensual promedio por consumidor (kWh)

Con los resultados obtenidos, los cuales se muestran en la Figura 2.7., se emplea la potencialidad gráfica de Matlab para desarrollar un cuadro (Figura 2.8.) que permite mostrar en el sistema de coordenadas cartesiano, la ubicación de los centros de transformación y de las cargas. Además se construye los diagramas de Voronoi para determinar gráficamente el área de influencia de cada centro de transformación.



No.	Pot	X	Y
1	672	450	660
2	60	360	150
3	264	846	250
4	388	250	670
5	76	665	150
6	380	760	450
7	140	250	336
8	248	350	325

Figura 2.7. Resultados Numéricos de algoritmo K-medoids

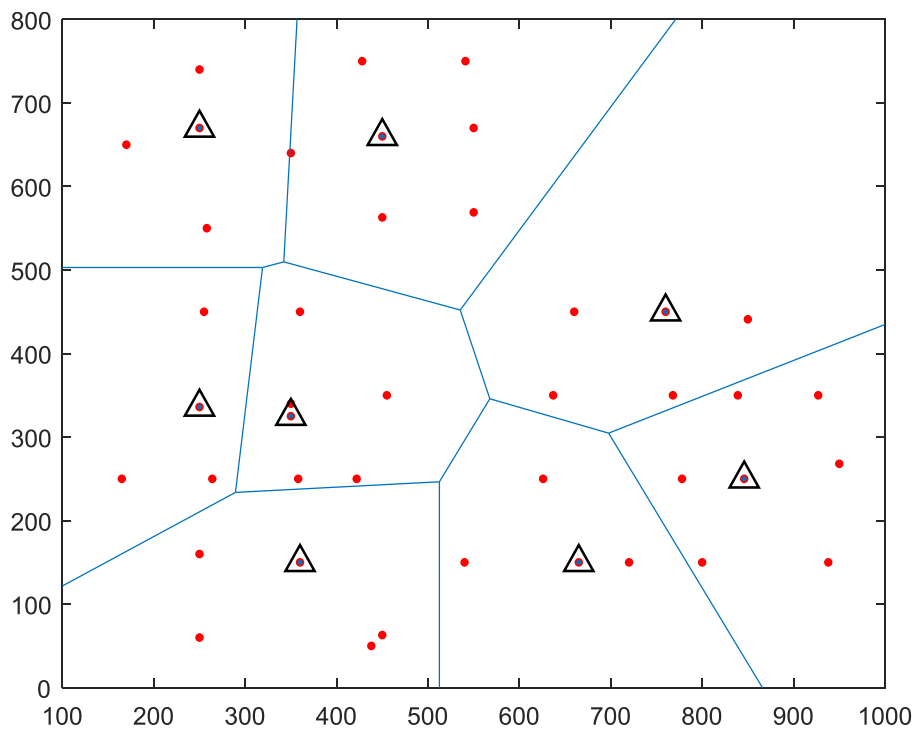
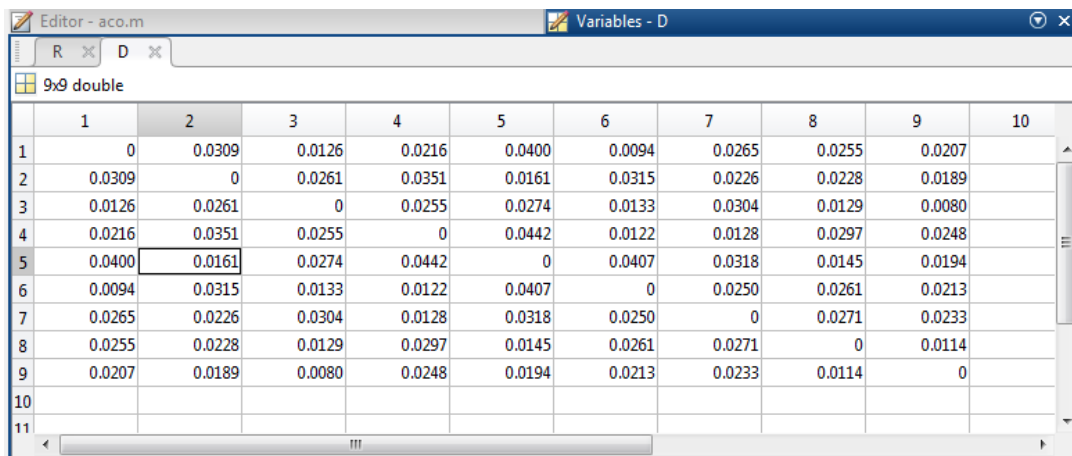


Figura 2.8. Ubicación de transformadores y cargas con diagramas de Voronoi

2.3.4. Implementación de algoritmo para determinar la distancia óptima entre centros de transformación.

Se toma como datos de entrada las coordenadas de los centros de transformación MV/BV, resultado entregado por la rutina para determinar la ubicación óptima de transformadores anteriormente descrita. En lo que respecta a la ubicación geográfica de las calles y vías, esta se obtiene de la base de datos del SIG de la empresa de distribución, los cuales son presentados a través de una tabla en Excel al módulo desarrollado en Matlab. Se requiere además como entrada la tasa de falla unitaria de la red primaria de tipo subterránea, que a su vez permite calcular la tasa de falla (peso) de cada cuadra (tramo) en el área de estudio.

Empleando el algoritmo Dijkstra, que en Matlab se incluye en la función `[path1,d] = shortestpath(G,S,T)`, se genera como resultado una matriz con las tasas de fallas mínimas del universo de rutas posibles que existen entre los centros de transformación. Esta matriz a su vez se convierte en la información de entrada que permite aplicar el *Algoritmo de Optimización de Colonia de Hormigas* de la siguiente etapa de la metodología propuesta, la cual se presenta en la Figura 2.9.



The screenshot shows a MATLAB variable editor window titled 'Variables - D' containing a 9x9 double matrix. The matrix represents the minimum failure rates between 10 transformer centers (labeled 1 to 10). The diagonal elements are all 0, indicating zero failure rate for self-loops. The off-diagonal elements represent the failure rates between different centers, with values ranging from 0.0080 to 0.0400. The matrix is symmetric, indicating that the failure rate between center i and j is the same as between j and i.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	0.0309	0.0126	0.0216	0.0400	0.0094	0.0265	0.0255	0.0207	
2	0.0309	0	0.0261	0.0351	0.0161	0.0315	0.0226	0.0228	0.0189	
3	0.0126	0.0261	0	0.0255	0.0274	0.0133	0.0304	0.0129	0.0080	
4	0.0216	0.0351	0.0255	0	0.0442	0.0122	0.0128	0.0297	0.0248	
5	0.0400	0.0161	0.0274	0.0442	0	0.0407	0.0318	0.0145	0.0194	
6	0.0094	0.0315	0.0133	0.0122	0.0407	0	0.0250	0.0261	0.0213	
7	0.0265	0.0226	0.0304	0.0128	0.0318	0.0250	0	0.0271	0.0233	
8	0.0255	0.0228	0.0129	0.0297	0.0145	0.0261	0.0271	0	0.0114	
9	0.0207	0.0189	0.0080	0.0248	0.0194	0.0213	0.0233	0.0114	0	
10										

Figura 2.9. Matriz de fallas mínimas para rutas entre transformadores.

2.3.5. Implementación de algoritmo para determinar la ruta óptima del circuito primario (open loop) entre centros de transformación.

En esta etapa se incorpora las coordenadas de la fuente o punto de arranque del alimentador y mediante el empleo del algoritmo de *Optimización de Colonia de Hormigas* (ACO) se resuelve el *problema del agente viajero* que se configura para determinar la ruta óptima en lazo abierto (open loop).

El Algoritmo de Optimización de Colonia de Hormigas (ACO) se adaptó de la programación desarrollada por S. Mostapha Kalami Heris e implementada para la resolución del problema del agente viajero [41].

Para el efecto se toma como datos de entrada la matriz de fallas mínimas entre centros de transformación obtenida en el apartado anterior y las coordenadas de la fuente, el cual es un dato ingresado por el planificador.

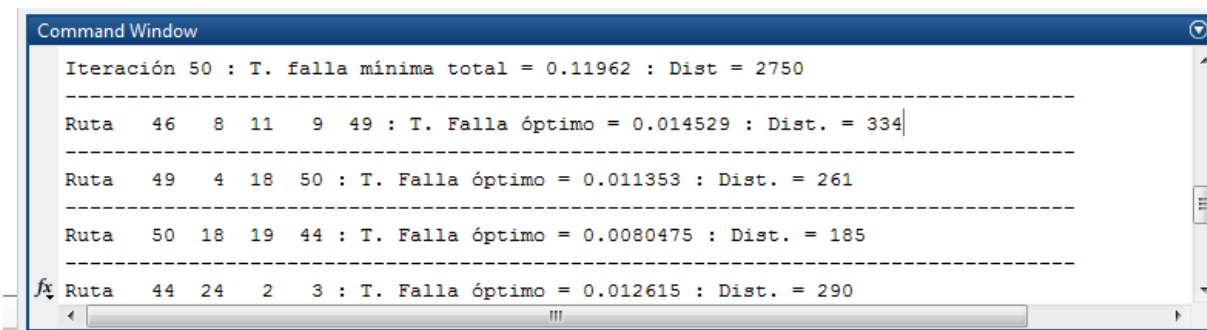


Figura 2.10. Resultados numéricos del algoritmo ACO

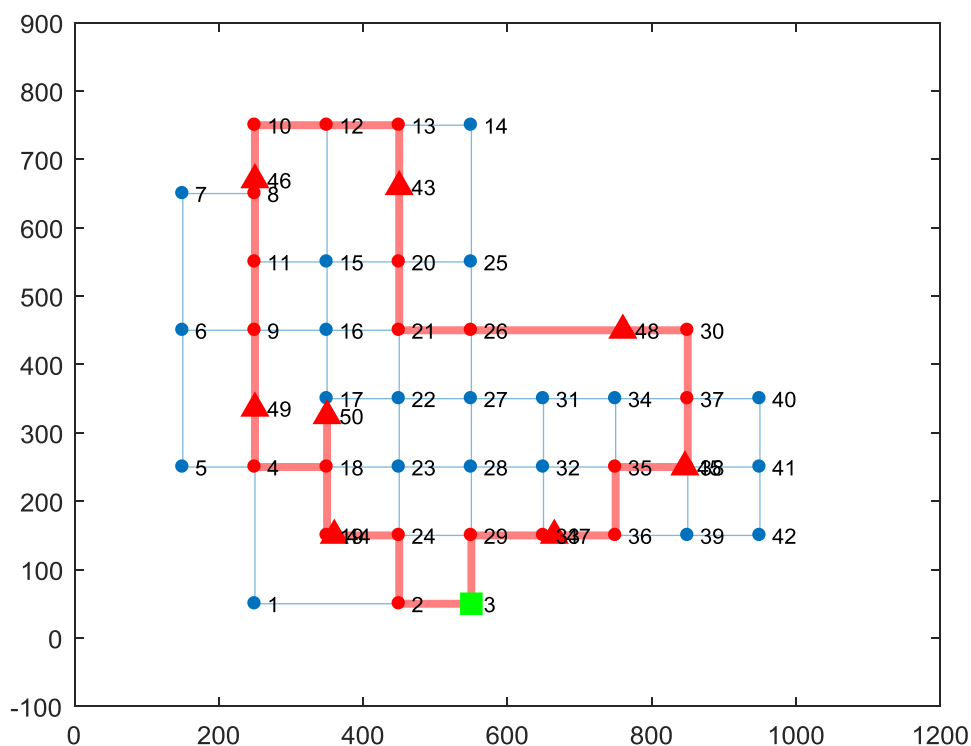


Figura 2.11. Ruta óptima de alimentador primario open loop

El algoritmo entrega como resultado la ruta óptima del alimentador primario entre los diferentes nodos, el cual se basa en el cálculo de la mínima tasa de falla del circuito primario que une los centros de transformación por las calles del área de estudio, aspecto

que se constituye en la restricción principal de esta parte del problema de optimización. En la Figura 2.10., se muestra la ventana de resultados numéricos que entrega el *algoritmo ACO*.

Adicionalmente se determina la distancia de cada ruta, junto con el cuadro que permite visualizar el recorrido del trayecto del primario óptimo en configuración *open loop* y la ubicación de los centros de transformación, que se muestra en la Figura 2.11.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para realizar el análisis de los resultados obtenidos mediante la implementación de la metodología desarrollada se utilizará información existente en un sistema de prueba incluido en [6] y de los Alimentadores Primarios *Ficoa* y *Subterránea* que están operando actualmente en la Empresa Eléctrica Ambato RCN S.A., empleando para ello las rutinas computacionales desarrolladas en Matlab® R2017a. La información de los Alimentadores Primarios *Ficoa* y *Subterránea* fue obtenida de la base de datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) de la compañía de distribución. La evaluación cuantitativa de los beneficios económicos, producto de las mejoras en la confiabilidad provocadas por el rediseño del sistema eléctrico, se efectúa mediante el análisis comparativo entre la configuración de la red original y la red propuesta evaluadas con el módulo de confiabilidad del software comercial para análisis de sistemas de distribución CYMDIST®.

3.1. Resultados

3.1.1. Aplicación en red de prueba

El sistema de prueba que se utiliza con la finalidad de desarrollar las rutinas computacionales se encuentra disponible en [6] y corresponde a una distribución de 42 cargas eléctricas en el plano geográfico con sus respectivas coordenadas (X,Y) tal como se presenta en el anexo II.

La red secundaria de bajo voltaje presenta los siguientes parámetros:

Tabla 3.1. Parámetros de la red secundaria

Voltaje (kV)	Resistencia conductor (ohm/km)	Reactancia conductor (ohm/km)	Factor potencia (fp)	ΔV (%)
0,400	0,210	0,307	0,85	5,00

Los parámetros de costos y de confiabilidad que se emplean en la función objetivo para determinar el número óptimo de centros de transformación son los siguientes:

Tabla 3.2. Parámetros de ingreso en función objetivo

Costo de Inversión (US\$)	Costo de Operación y Mantenimiento (US\$)	Costo de Energía no suministrada ENS (cUS\$)	Tasa de falla λ (veces/año)	Tiempo de reparación MTTR (horas)
10.000,00	150,00	153,3	0,010	6,5

La ubicación geográfica de las cargas se representa en la Figura 3.1.

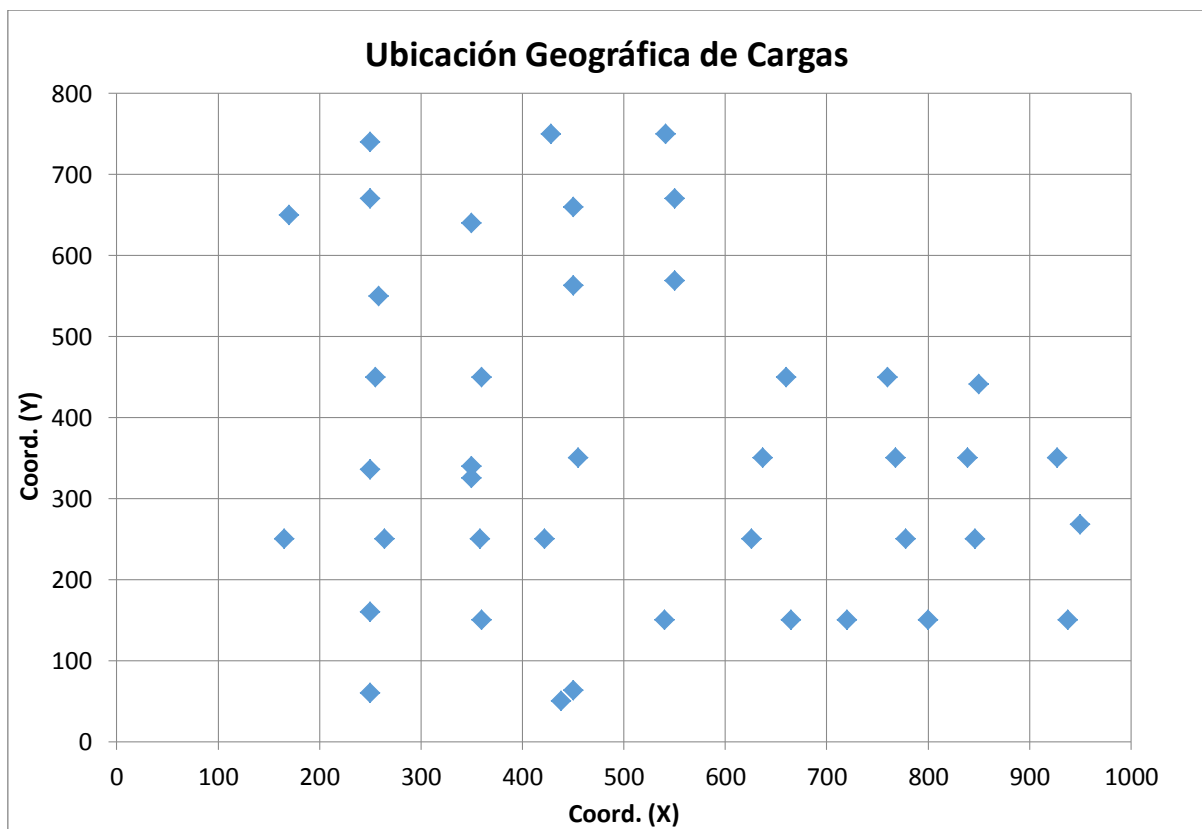


Figura 3.1. Ubicación geográfica de cargas

La ejecución de la subrutina que determina el número óptimo de centros de transformación entrega los siguientes resultados:

DETERMINACIÓN DE NÚMERO ÓPTIMO DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO GENÉTICO

 Número óptimo de transformadores = 8

Costo mínimo de transformadores = 81227.7511

Los resultados que corresponden a la ubicación de los centros de transformación son los siguientes:

UBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO K-MEDIODS

No.	Pot.	X	Y
1	672	450	660
2	60	360	150
3	264	846	250
4	388	250	670
5	76	665	150
6	380	760	450
7	140	250	336
8	248	350	325

En la Figura 3.2 se representa la ubicación geográfica de los centros de transformación con su respectiva área de influencia.

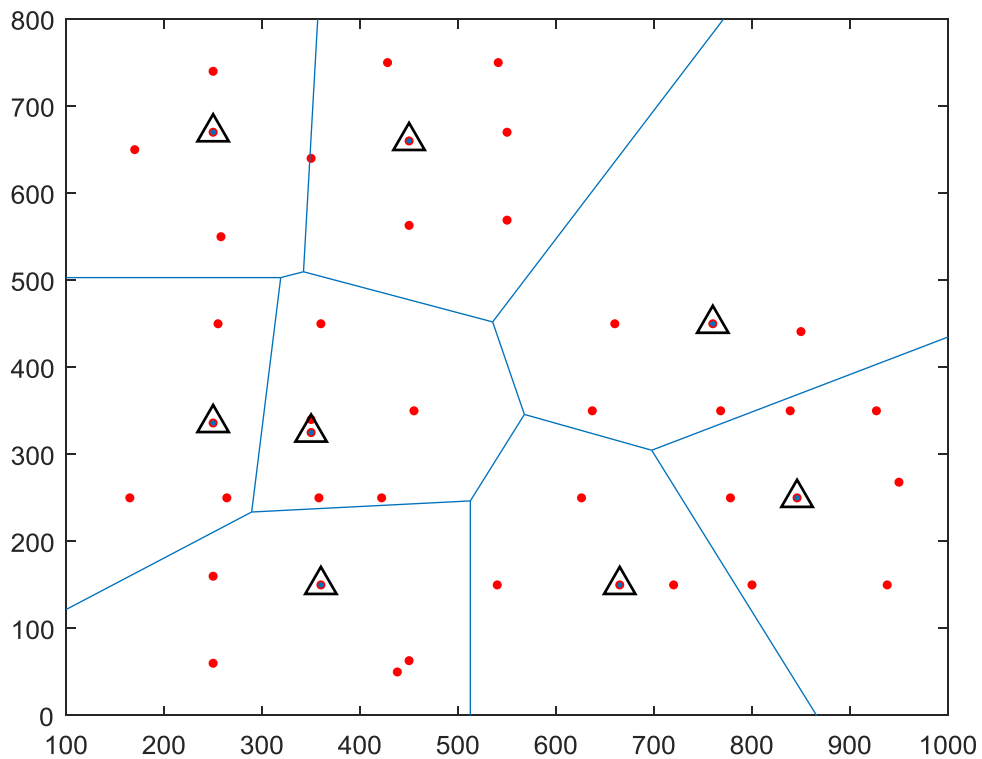


Figura 3.2. Ubicación óptima centros de transformación

Los datos de entrada correspondientes a las coordenadas geográficas de las calles que conforman el área de estudio se presentan en el anexo II, en tanto que en la Figura 3.3 se representa la ubicación geográfica de dichas calles.

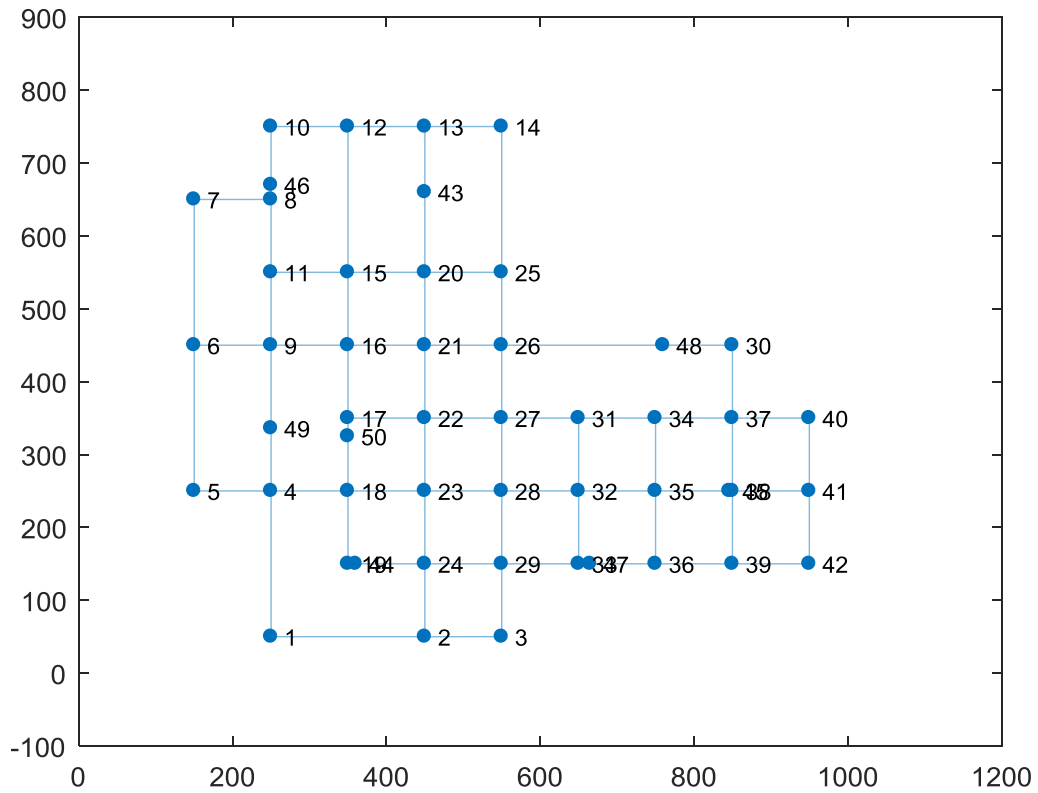


Figura 3.3. Ubicación geográfica de calles y vías

La subrutina que determina la ruta óptima entre los centros de transformación y la fuente, en configuración open loop (anillo abierto), entrega los siguientes resultados:

RUTA ÓPTIMA DE ALIMENTADOR PRIMARIO USANDO ALGORITMO OPTIMIZACIÓN COLONIA DE HORMIGAS

Iteración 50 : T. falla mínima total = 0.11962 : Dist = 2750

 Ruta 46 8 11 9 49 : T. Falla óptimo = 0.014529 : Dist. = 334

Ruta 49 4 18 50 : T. Falla óptimo = 0.011353 : Dist. = 261

Ruta 50 18 19 44 : T. Falla óptimo = 0.0080475 : Dist. = 185

Ruta 44 24 2 3 : T. Falla óptimo = 0.012615 : Dist. = 290

Ruta 3 29 33 47 : T. Falla óptimo = 0.0093525 : Dist. = 215

Ruta 47 36 35 45 : T. Falla óptimo = 0.012223 : Dist. = 281

Ruta 45 38 37 30 48 : T. Falla óptimo = 0.012789 : Dist. = 294

 Ruta 48 26 21 20 43 : T. Falla óptimo = 0.02262 : Dist. = 520

 Ruta 43 13 12 10 46 : T. Falla óptimo = 0.016095 : Dist. = 370

En la Figura 3.4 se presenta la ubicación geográfica de las calles con la ruta óptima obtenida.

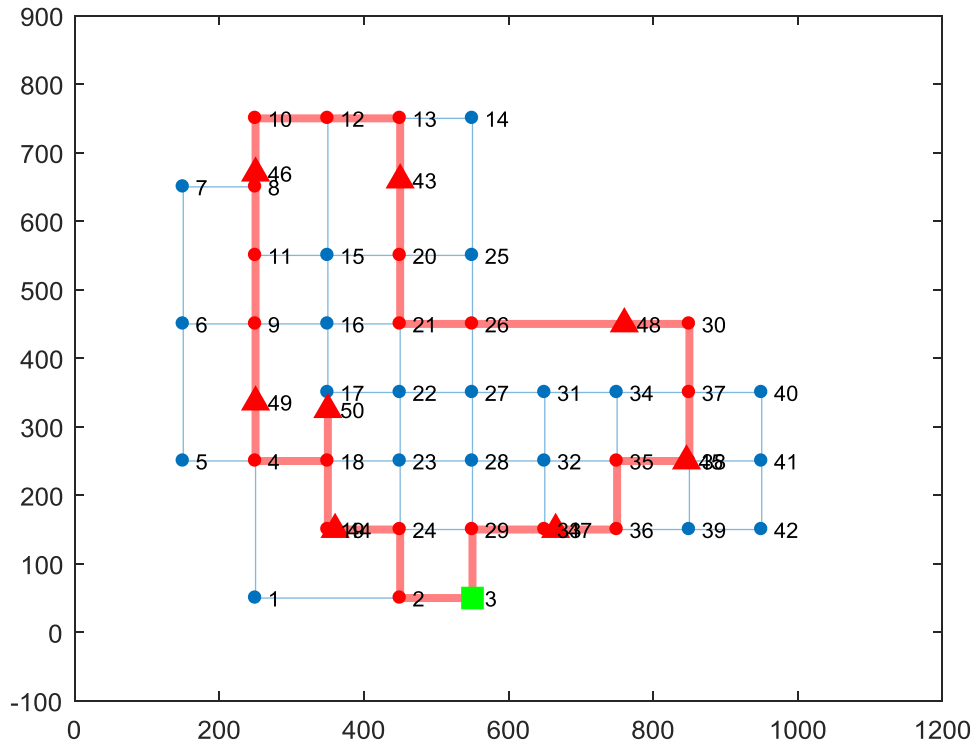


Figura 3.4. Ruta óptima en configuración open loop

Para este ejemplo no se realiza el análisis comparativo mediante el uso del software CYMDIST®, debido a que se trata de una red de prueba de la cual no se dispone de la configuración inicial o existente.

3.1.2. Aplicación en Alimentador *Ficoa*

La primera red real para en la que se aplica la metodología propuesta corresponde a una área urbana de la ciudad de Ambato que se sirve del Alimentador Primario denominado *Ficoa*. Esta zona se encuentra situada en el perímetro conformado por las calles: Rodrigo Pachano, La Delicia, Los Guaytambos, Las Mandarinas, las Limas y Los Toctes. La red eléctrica de distribución es de tipo aérea y toma su energía desde la subestación *Atocha*. El área de estudio comprende una superficie de 0,754 km² y registra 2151 usuarios con

un consumo promedio de 191 kWh/mes. Esta información, así como la ubicación de las cargas y las coordenadas geográficas de las calles han sido obtenidas de la base de datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) de la Empresa Eléctrica Ambato RCN S.A. Debido a la extensión de las tablas obtenidas de la base de datos del SIG solamente se transcribe una parte de la información empleada en el anexo III.

Para la modelación de la red secundaria de bajo voltaje se emplean los parámetros descritos en la Tabla 3.3., los cuales corresponden a un cable tipo TTU de cobre con aislamiento a 2 kV y calibre 250 kcmil cuyos parámetros que han sido tomados de [42] se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Parámetros de la red secundaria

Voltaje (kV)	Resistencia conductor (ohm/km)	Reactancia conductor (ohm/km)	Factor potencia (fp)	ΔV (%)
0,220	0,160	0,090	0,90	3,50

Los parámetros financieros de entrada para la función objetivo se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Parámetros financieros de entrada en función objetivo

Costo de Inversión (US\$)	Costo de Operación y Mantenimiento (US\$)	Costo de Energía no suministrada (cUS\$)	Costo de Energía (cUS\$/kWh)	Tasa de descuento (%)	Tiempo de vida útil (años)	Tasa de crecimiento de la carga (%)
10.000,00	150,00	153,30	8,00	4,99	25,00	1,50

Los datos de entrada de los parámetros de confiabilidad se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Parámetros de entrada de confiabilidad

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR (horas)
0,01	0,0435	6,5

La ejecución de las subrutinas de determinación del número óptimo de centros de transformación y de su ubicación geográfica arrojan los siguientes resultados:

DETERMINACIÓN DE NÚMERO ÓPTIMO DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO GENÉTICO

Número óptimo de transformadores (unidades) = 22
 Costo óptimo total de transformadores (US\$) = 789239.5667

COSTOS TOTALES DE TRANSFORMADORES EN UN PERIODO DE VIDA ÚTIL DE 25 AÑOS
 Costo total de inversión(US\$) = 220000
 Costo total de pérdidas de energía(US\$) = 511606.1642
 Costo total de mantenimiento(US\$) = 57463.3874
 Costo total de ENS(US\$) = 3740.3347

UBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO K-MEDOIDS

No.	Consumo (kWh/mes)	No. Usua.	Pot. (kVA)	Coord. X	Coord. Y
1	21519	106	114	761999	9861947
2	30019	106	114	762836	9862360
3	21783	117	125	762470	9862036
4	11713	70	78	762115	9862064
5	33542	121	129	762636	9862227
6	14878	86	94	762931	9862506
7	25115	140	148	762152	9861777
8	13978	92	100	762461	9862196
9	24479	102	110	763192	9862815
10	18495	103	111	762626	9862084
11	26338	114	122	762318	9861901
12	9703	39	47	763133	9862556
13	16132	97	105	762298	9862216
14	13143	80	88	763041	9862392
15	18578	116	124	762811	9862188
16	13658	85	93	762492	9862384
17	15655	104	112	762368	9862515
18	6343	50	58	762158	9862278
19	17357	101	109	762741	9862563
20	20195	120	128	762225	9862002
21	21378	77	85	763110	9862717
22	17782	125	133	762838	9862628

En la Figura 3.5 se representa la ubicación geográfica de los centros de transformación y sus respectivas áreas de servicio.

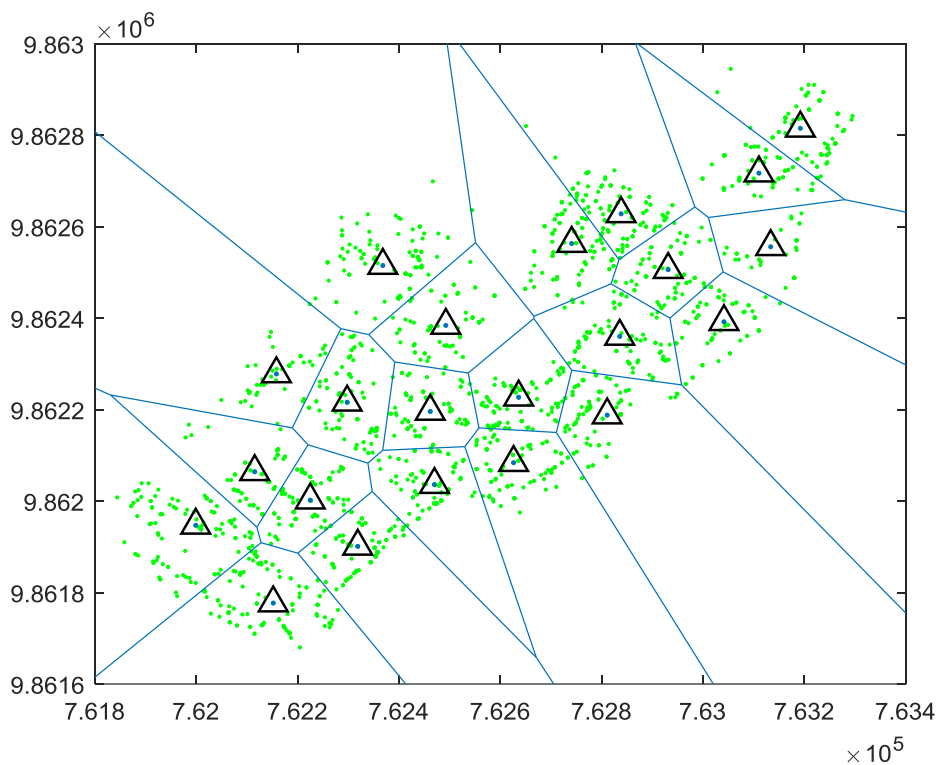


Figura 3.5. Ubicación óptima centros de transformación

Los datos de entrada correspondientes a las coordenadas geográficas de las calles que conforman el área de estudio se presentan en el anexo III.

La subrutina que determina la ruta óptima entre los centros de transformación y la fuente, en configuración open loop (anillo abierto), entrega los siguientes resultados.

RUTA ÓPTIMA DE ALIMENTADOR PRIMARIO USANDO ALGORITMO OPTIMIZACIÓN COLONIA DE HORMIGAS

Iteración 100: T. falla mínima total (veces/año)= 0.3084:

Dist. (m) = 7090

Ruta 184 13 87 26 188

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011965

Distancia (m) = 275

Ruta 188 26 27 50 204

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.008238

Distancia (m) = 189

Ruta 204 120 83 201

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0069126

Distancia (m) = 159

Ruta 201 65 66 79 69 63 64 126 199
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.019571
Distancia (m) = 450

Ruta 199 126 64 63 151 61 164 200
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.02219
Distancia (m) = 510

Ruta 200 164 61 45 95 198
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.020829
Distancia (m) = 479

Ruta 198 95 187
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0094939
Distancia (m) = 218

Ruta 187 95 45 106 190
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.014121
Distancia (m) = 325

Ruta 190 106 105 71 44 195
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.016461
Distancia (m) = 378

Ruta 195 44 71 32 202
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.012592
Distancia (m) = 289

Ruta 202 62 186
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0063157
Distancia (m) = 145

Ruta 186 130 5 142 183
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01083
Distancia (m) = 249

Ruta 183 101 11 119 189
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.013325
Distancia (m) = 306

```

-----
Ruta 189 30 12 31 67 193
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011266
Distancia (m) = 259
-----
Ruta 193 67 33 92 185
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.010524
Distancia (m) = 242
-----
Ruta 185 136 54 86 192
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0089767
Distancia (m) = 206
-----
Ruta 192 125 7 8 197
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011926
Distancia (m) = 274
-----
Ruta 197 8 158 196
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.021245
Distancia (m) = 488
-----
Ruta 196 29 194
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.013282
Distancia (m) = 305
-----
Ruta 194 29 133 144 128 191
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01779
Distancia (m) = 409
-----
Ruta 191 21
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0060732
Distancia (m) = 140
-----
Ruta 21 191 128 203
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0118
Distancia (m) = 271
-----
Ruta 203 109 108 26 87 13 184
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.022671
Distancia (m) = 521

```

En el anexo III se detalla las coordenadas geográficas de cada uno de los nodos que componen la ruta óptima en tanto que en la Figura 3.6., se presenta la topología de la configuración open loop obtenida.

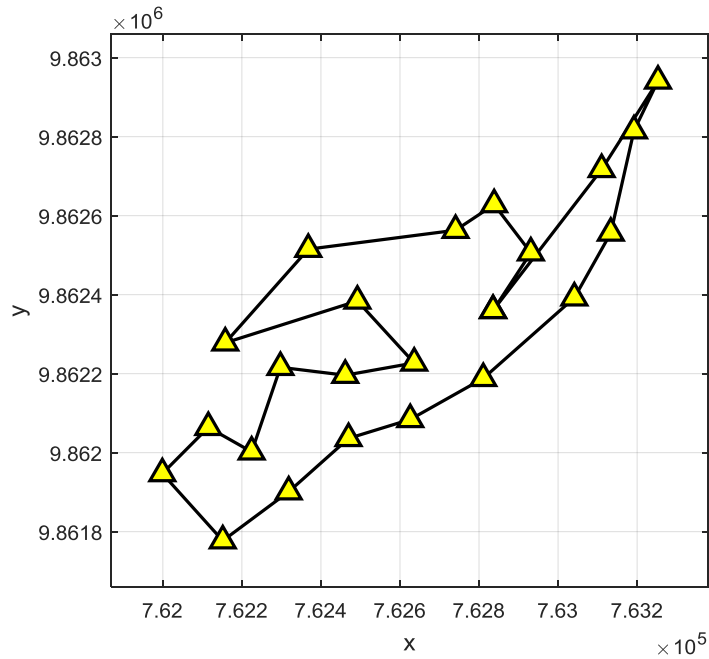


Figura 3.6. Topología de la red primaria en configuración open loop

En las Figuras 3.7. y 3.8., se representa la ubicación geográfica de las calles con la ruta óptima tanto en el gráfico obtenido en Matlab® como la implantación en el plano en ARCGIS®.

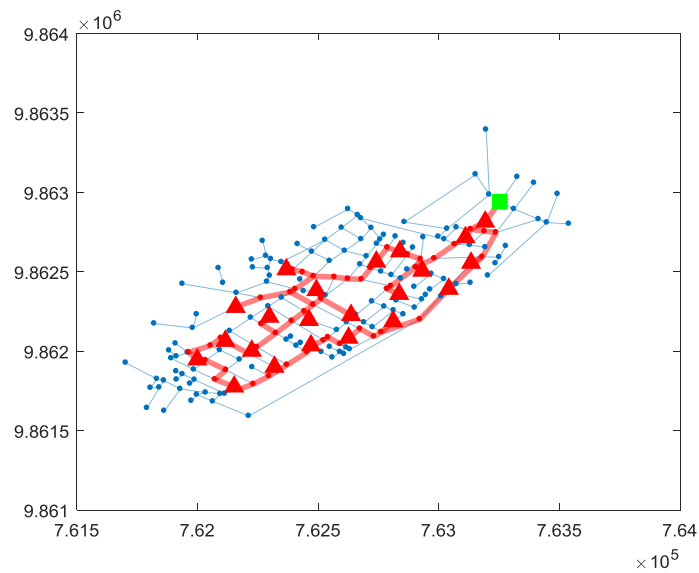


Figura 3.7. Gráfico en Matlab® de ubicación geográfica de la red primaria.



Figura 3.8. Plano en ARCGIS® de ubicación geográfica de la red primaria planificada.

3.1.3. Aplicación en Alimentador *Subterránea*

Para este caso se empleó la información de las cargas que conforman el área urbana que se sirve del Alimentador Primario denominado *Subterránea*. Esta zona se encuentra situada en el casco central de la ciudad de Ambato, en el perímetro conformado por las calles: 12 de Noviembre, Unidad Nacional, Humberto Albornoz, Lizardo Ruiz y Mariano Égüez; y, cuenta actualmente con una red eléctrica de distribución subterránea, la cual toma su energía desde las subestaciones Loreto y Atocha.

El área de estudio comprende una superficie de 0,642 km² y registra 5904 usuarios con un consumo promedio de 171 kWh/mes. Esta información, así como la ubicación de las cargas y las coordenadas geográficas de las calles han sido obtenidas de la base de datos del Sistema de Información Geográfica (SIG) de la Empresa Eléctrica Ambato RCN S.A. Debido a la extensión de las tablas obtenidas de la base de datos del SIG solamente se transcribe una parte de la información empleada en el anexo IV.

Para la modelación de la red secundaria de bajo voltaje se empleó los parámetros descritos en la Tabla 3.6., los cuales corresponden a un cable tipo TTU de cobre, aislamiento a 2 kV, calibre 250 kcmil cuyos parámetros que han sido tomados de [42] se presentan en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Parámetros de la red secundaria

Voltaje (kV)	Resistencia conductor (ohm/km)	Reactancia conductor (ohm/km)	Factor potencia	$\Delta V(\%)$
0,220	0,160	0,090	0,90	3,50

Los parámetros financieros de entrada para la función objetivo se presentan en la Tabla 3.7., en tanto que los parámetros de confiabilidad considerados se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.7. Parámetros financieros de entrada en función objetivo

Costo de Inversión (US\$)	Costo de Operación y Mantenimiento (US\$)	Costo de Energía no suministrada (cUS\$)	Costo de Energía (cUS\$/kWh)	Tasa de descuento (%)	Tiempo de vida útil (años)	Tasa de crecimiento de la carga (%)
10.000,00	150,00	153,30	8,00	4,99	25,00	0,30

Tabla 3.8. Parámetros de entrada de confiabilidad

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR (horas)
0,01	0,0435	6,5

La ejecución de las subrutinas de determinación del número óptimo de centros de transformación y de su ubicación geográfica arrojan los siguientes resultados:

DETERMINACIÓN DE NÚMERO ÓPTIMO DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO GENÉTICO

Número óptimo de transformadores (unidades) = 23

Costo óptimo total de transformadores (US\$) = 1091956.8933

COSTOS TOTALES DE TRANSFORMADORES EN UN PERIODO DE VIDA ÚTIL DE 25 AÑOS

Costo total de inversión(US\$) = 230000

Costo total de pérdidas de energía(US\$) = 801582.077

Costo total de mantenimiento(US\$) = 60075.3595

Costo total de ENS(US\$) = 6887.5059

UBICACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES USANDO ALGORITMO K-MEDOIDS

No.	Consumo (kWh/mes)	No. Usua.	Pot. (kVA)	Coord. X	Coord. Y
1	77439	411	281	764251	9862870
2	46454	345	237	764190	9862996
3	25777	207	144	764179	9863345
4	37769	291	201	764445	9863208
5	29582	160	113	763877	9863118
6	61173	343	236	764516	9863067
7	45277	261	181	764058	9862864
8	60810	150	106	764266	9862599
9	22102	161	113	764298	9863463
10	62962	262	181	764376	9862740
11	30144	233	162	764221	9863216
12	16123	121	87	763929	9863006
13	55917	319	220	764424	9862927
14	98238	497	339	764156	9862788
15	47331	251	174	764341	9863009
16	24305	186	130	764057	9863043
17	40926	258	179	764076	9863312
18	23832	222	154	764142	9863134
19	39176	254	176	764329	9863129
20	44329	370	254	764332	9863310
21	17561	139	99	764017	9863169
22	79001	315	217	764186	9862690
23	23857	148	105	764129	9863505

En la Figura 3.9 se representa la ubicación geográfica de los centros de transformación y sus respectivas áreas de servicio.

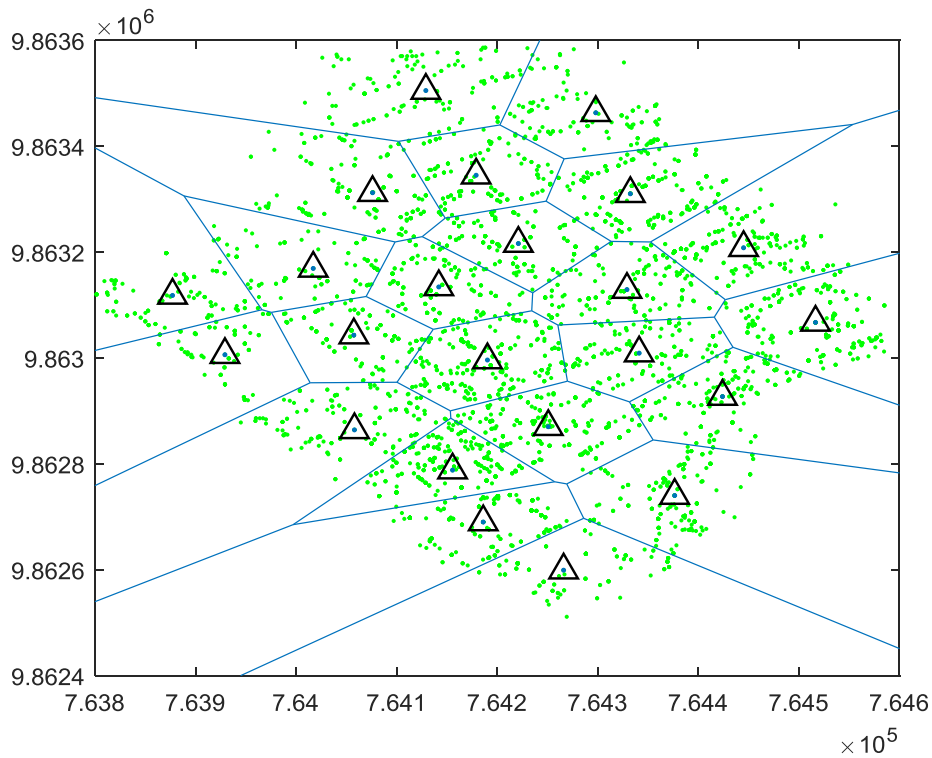


Figura 3.9. Ubicación óptima centros de transformación

Los datos de entrada correspondientes a las coordenadas geográficas de las calles que conforman el área de estudio, se presentan en el anexo IV.

La subrutina que determina la ruta óptima entre los centros de transformación y la fuente, en configuración open loop (anillo abierto), entrega los siguientes resultados.

RUTA ÓPTIMA DE ALIMENTADOR PRIMARIO USANDO ALGORITMO OPTIMIZACIÓN COLONIA DE HORMIGAS

Iteración 100: T. falla mínima total (veces/año)= 0.19605:

Dist. (m) = 4507

 Ruta 244 91 19 50 258

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.010704

Distancia (m) = 246

 Ruta 258 50 19 91 145 60 252

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01254

Distancia (m) = 288

Ruta 252 60 145 238
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0055259
Distancia (m) = 127

Ruta 238 153 212 97 246
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0071769
Distancia (m) = 165

Ruta 246 111 17 253
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0050086
Distancia (m) = 115

Ruta 253 101 45 251
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0054056
Distancia (m) = 124

Ruta 251 45 201 256
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.006487
Distancia (m) = 149

Ruta 256 32 87 35 30 240
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0091208
Distancia (m) = 210

Ruta 240 30 31 174 247
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0081459
Distancia (m) = 187

Ruta 247 208 216 228 23 242
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011489
Distancia (m) = 264

Ruta 242 23 178 203 88 249
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0071101
Distancia (m) = 163

Ruta 249 88 89 257
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0056874
Distancia (m) = 131

Ruta 257 78 62 243
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0053053
Distancia (m) = 122

Ruta 243 62 78 79 162 245
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011197
Distancia (m) = 257

Ruta 245 102 15
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0040064
Distancia (m) = 92

Ruta 15 102 245 162 117 207 236
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.014202
Distancia (m) = 326

Ruta 236 207 204 48 237
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0075706
Distancia (m) = 174

Ruta 237 48 125 151 138 254
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0088882
Distancia (m) = 204

Ruta 254 150 149 250
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0067535
Distancia (m) = 155

Ruta 250 190 118 248
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.005194
Distancia (m) = 119

Ruta 248 118 140 137 241
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0088737
Distancia (m) = 204

Ruta 241 166 164 187 239
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01018
Distancia (m) = 234

Ruta 239 72 9 225 255
 Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01032
 Distancia (m) = 237

 Ruta 255 225 224 218 244
 Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0091586
 Distancia (m) = 211

En el anexo IV se detalla las coordenadas geográficas de cada uno de los nodos que componen la ruta óptima, en tanto que en la Figura 3.10 se presenta la topología de la configuración open loop obtenida.

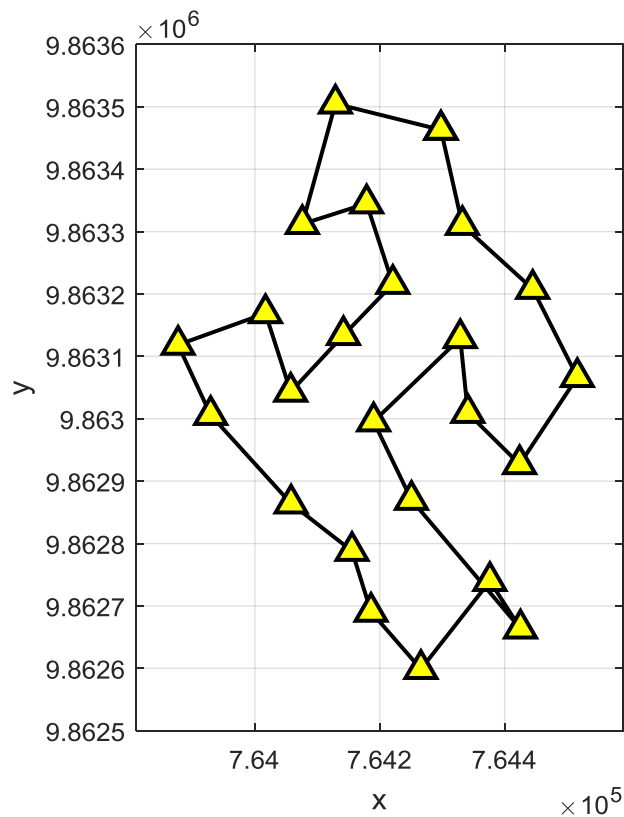


Figura 3.10. Topología de la red primaria en configuración anillo abierto

El gráfico que representa la ubicación geográfica de las calles con la ruta óptima se presenta en las Figura 3.11. y 3.12., tanto en el gráfico obtenido en Matlab® como la implantación en el plano en ARCGIS®.

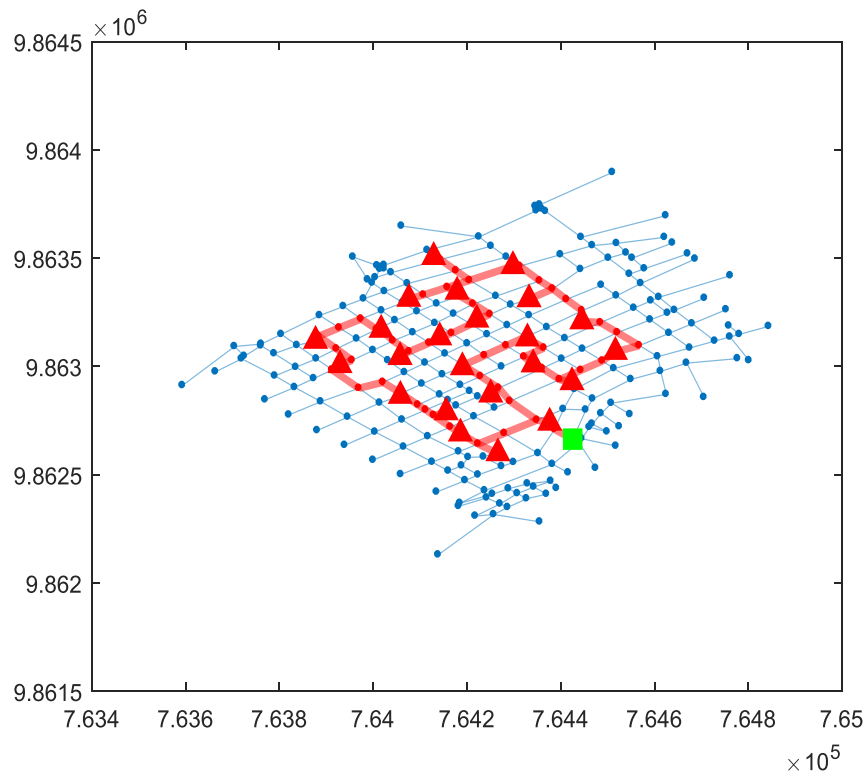


Figura 3.11. Gráfico en Matlab® de ubicación geográfica de la red primaria

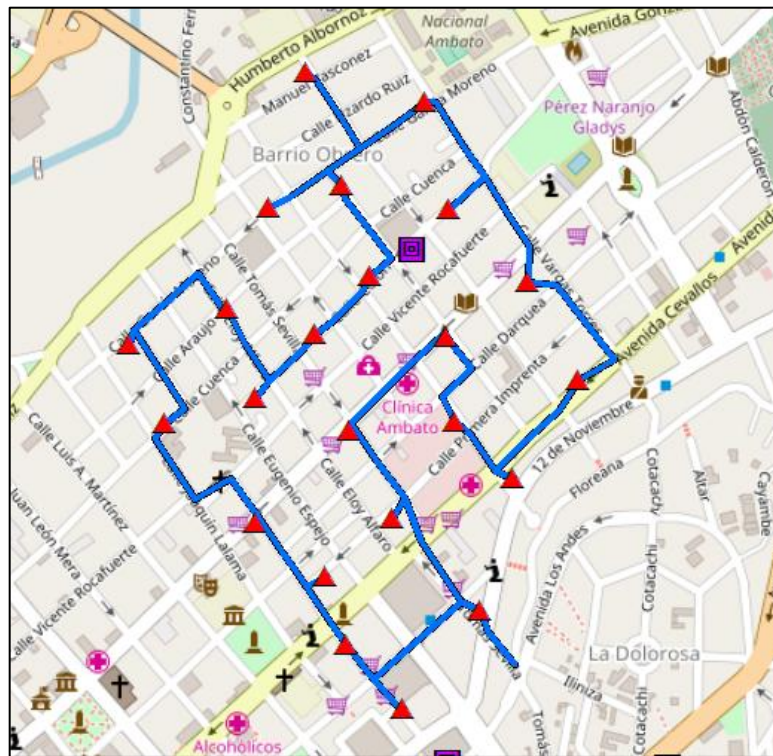


Figura 3.12. Plano en ARCGIS® de ubicación geográfica de la red primaria planificada

3.2. Discusión

Para la aplicación y análisis comparativo de la metodología desarrollada se decidió utilizar dos ejemplos diferentes de alimentadores primarios ubicados en zonas urbanas de la ciudad de Ambato; uno de los sectores está siendo servido actualmente con un alimentador aéreo que presenta una configuración radial y que se denomina *Ficoa*, y el otro mediante un alimentador subterráneo y topología radial denominado *Subterránea*.

Se consideró aplicar la metodología propuesta al sector de *Ficoa* debido a que se tiene previsto migrar el servicio eléctrico de la red aérea existente a una red subterránea, por lo que los resultados de este trabajo servirán como insumo en el diseño final del proyecto de soterramiento de cables. Adicionalmente se aplica la metodología propuesta al área atendida por el alimentador *Subterránea* ya que los resultados obtenidos permitirán efectuar un análisis comparativo entre la red existente y la obtenida con la metodología propuesta y así cuantificar la mejoría en índices de confiabilidad.

3.2.1. Análisis comparativo en Alimentador *Ficoa*

Como se mencionó previamente, el área urbana analizada se encuentra situada dentro del perímetro conformado por las calles: Rodrigo Pachano, La Delicia, Los Guaytambos, Las Mandarinas, las Limas y Los Toctes. La red eléctrica de distribución actual, de tipo aérea, cuenta con 62 centros de transformación y toma su energía de la subestación *Atocha* a un nivel de voltaje de 13,8 kV. La ubicación de los transformadores, su capacidad y número de usuarios asociados se detallan en el Anexo III.

Para el presente análisis comparativo se realizó cálculos de confiabilidad cuyos resultados para el alimentador aéreo, actualmente en servicio, son comparados con los correspondientes resultados obtenidos para el alimentador subterráneo resultante de la aplicación de la metodología propuesta en la presente investigación.

El alimentador existente se esquematiza en la figura 3.12., tanto en su descripción en el sistema ARCGIS® como en la red modelada en CYMDIST®.

Se realizan cálculos de confiabilidad, tanto para el primario existente como para el propuesto, utilizando el **módulo de confiabilidad** del programa CYMDIST®. Los parámetros de confiabilidad utilizados para la red aérea de tipo radial que actualmente está en operación han sido tomados de valores típicos para zonas urbanas que se incluyen en la referencia [16] y se presentan en la Tabla 3.9.

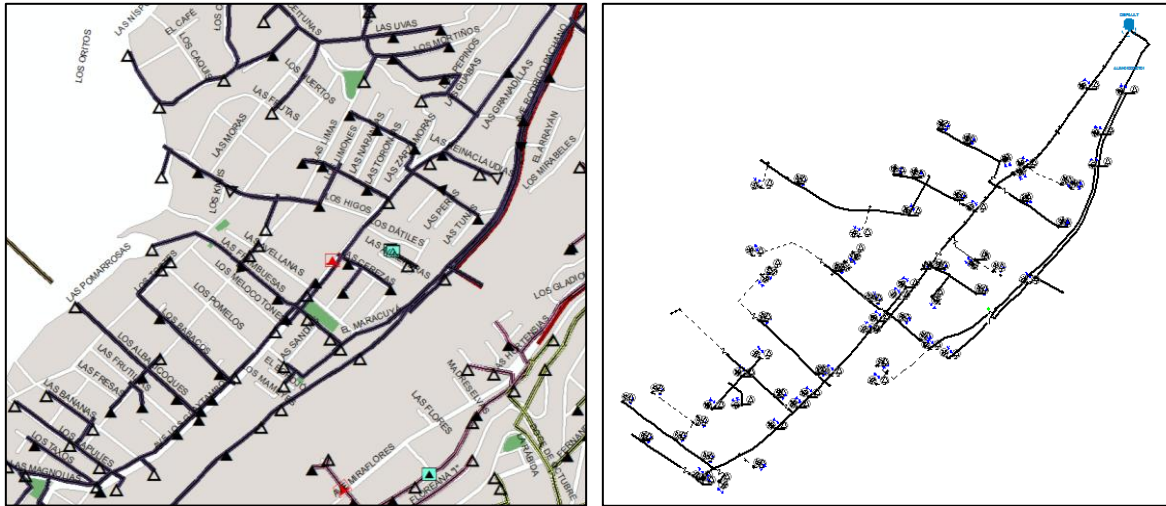


Figura 3.12. Representación del alimentador *Ficoa* en ARCGIS® y CYMDIST®

Tabla 3.9. Parámetros de entrada de confiabilidad en red aérea radial existente

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR (horas)	Tiempo de reparación por red primaria MTTR (horas)
0,01	0.063	4,0	4,0

Se consideró que el *tiempo de reparación del primario aéreo radial* es de 4,0 horas, puesto que se trata en este caso de una red que no permite una reconfiguración o mallado desde otro punto de alimentación.

Tabla 3.10. Parámetros de entrada de confiabilidad en red subterránea propuesta

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR (horas)	Tiempo de reparación por red primaria MTTR (horas)
0,01	0.0435	6,5	1,5

Los parámetros de confiabilidad que son ingresados en el módulo del software CYMDIST® para el alimentador subterráneo en lazo abierto propuesto, se presentan en la Tabla 3.10. y han sido tomado de valores típicos que constan en la referencia [16].

En este caso se estima que el *tiempo de reparación del primario* sea de 1,5 horas, puesto que el primario presenta una topología en lazo abierto (open loop) que permite una

alimentación alternativa en caso de falla de alguno de los tramos del cable subterráneo. Esta configuración permite, luego de ser identificado el punto averiado, aislar el tramo fallado de una manera relativamente rápida y alimentar nuevamente el primario desde el otro ramal del lazo, reduciendo ostensiblemente los tiempos de recuperación del servicio eléctrico.

Los resultados obtenidos por el módulo de confiabilidad del software CYMDIST® para el primario existente se presentan en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Resultados de índices de confiabilidad en red aérea radial *Ficoa*

Nombre alim.	Saifi (int/cns-año)	Saidi (h/cns-año)	Caidi (h/cns-int)	Asai	Ens (kWh/año)	Ens media (kWh/cns-año)
FICOA	1,64788	6,4053	3,887	0,99927	7068,5	3,26341

Los resultados obtenidos por el módulo de confiabilidad del software CYMDIST® para el alimentador open loop propuesto se presentan en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Resultados de índices de confiabilidad en red subterránea propuesta *Ficoa*

Nombre alim.	Saifi (int/cns-año)	Saidi (h/cns-año)	Caidi (h/cns-int)	Asai	Ens (kWh/año)	Ens media (kWh/cns-año)
FICOA	0,52219	1,5834	3,0322	0,99982	3364,8	1,56429

De la comparación de los resultados presentados en las simulaciones realizadas en el programa CYMDIST® y que constan en la Tabla 3.13., se evidencia que todos los índices de confiabilidad mejoran al planificar una red subterránea con la metodología propuesta, especialmente los índices SAIFI y SAIDI. La ENS disminuye en un 52,40%, con el consiguiente ahorro económico en el tiempo. También se determina una reducción en la longitud del primario en 1,82 km, lo cual influye en la disminución de la *tasa de fallas total* del conductor y además se reduce la cantidad de centros de transformación en 40 unidades basado en el cálculo del costo óptimo total considerando la inversión inicial, pérdidas de energía y confiabilidad de estos equipos.

Sin embargo, se debe mencionar que la mejora en la confiabilidad también se debe a que los elementos constitutivos de una red subterránea presentan, en esencia, una menor *tasa de fallas*; a consecuencia de que no están expuestos a factores de origen externo

que normalmente provocan interrupciones del servicio en redes aéreas, tales como: ramas de árboles, fauna urbana, vientos, descargas atmosféricas, choque de vehículos en postes, etc.

Tabla 3.13. Análisis comparativo de resultados sector *Ficoa*

ÍNDICE CONFIABILIDAD	PRIMARIO AÉREO EXIS.	PRIMARIO SUBT. PROP.	VARIACIÓN	% VARIACIÓN
Saifi (int/cns-año)	1,64788	0,52219	1,12569	68,31
Saidi (h/cns-año)	6,4053	1,5834	4,8219	75,28
Caidi (h/cns-inter)	3,887	3,0322	0,8548	21,99
Asai	0,99927	0,99982	-0,00055	-0,06
Ens (kWh/año)	7.068,5	3.364,8	3.703,7	52,40
Cens 25 años (US \$)	188.689,05	89.821,17	98.867,88	52,40
Ens media (kWh/cns-año)	3,26341	1,56429	1,69912	52,07
Longitud red (km)	8,75	6,95	1,80	20,57
Número transformadores	62	22	40	64,62

3.2.2. Análisis comparativo en Alimentador *Subterránea*

Este alimentador primario sirve a un amplio sector de clientes ubicados en el casco central de la ciudad de Ambato, al interior del perímetro conformado por las calles: 12 de Noviembre, Unidad Nacional, Humberto Albornoz, Lizardo Ruiz y Mariano Égüez y se constituye en una parte importante del sistema eléctrico de distribución subterráneo del centro de la ciudad. La red de distribución existente toma su energía desde las subestaciones Loreto y Atocha a un nivel de voltaje de 13,8kV, e incluye 38 cámaras de transformación, 23 de propiedad de la compañía de distribución y 15 particulares.

Para este análisis comparativo se realizó cálculos de confiabilidad cuyos resultados para la red subterránea, actualmente en servicio, son comparados con los correspondientes

resultados obtenidos para el alimentador subterráneo resultante de la aplicación de la metodología propuesta en la presente investigación.

Con el fin de establecer un marco de referencia común, el análisis del alimentador existente se realizó considerando únicamente los 23 transformadores de propiedad de la compañía eléctrica, ya que los restantes 15 centros de transformación particulares sirven exclusivamente a cargas puntuales las cuales no están contempladas en el análisis efectuado en la red obtenida mediante la metodología desarrollada, y que de ser incluidas podrían incidir en los valores de los índices de confiabilidad obtenidos, distorsionando de esta forma el análisis comparativo.

En la Figura 3.13., se presenta gráficamente la red de MV tanto en el sistema ARCGIS® como la modelada en CYMDIST®.

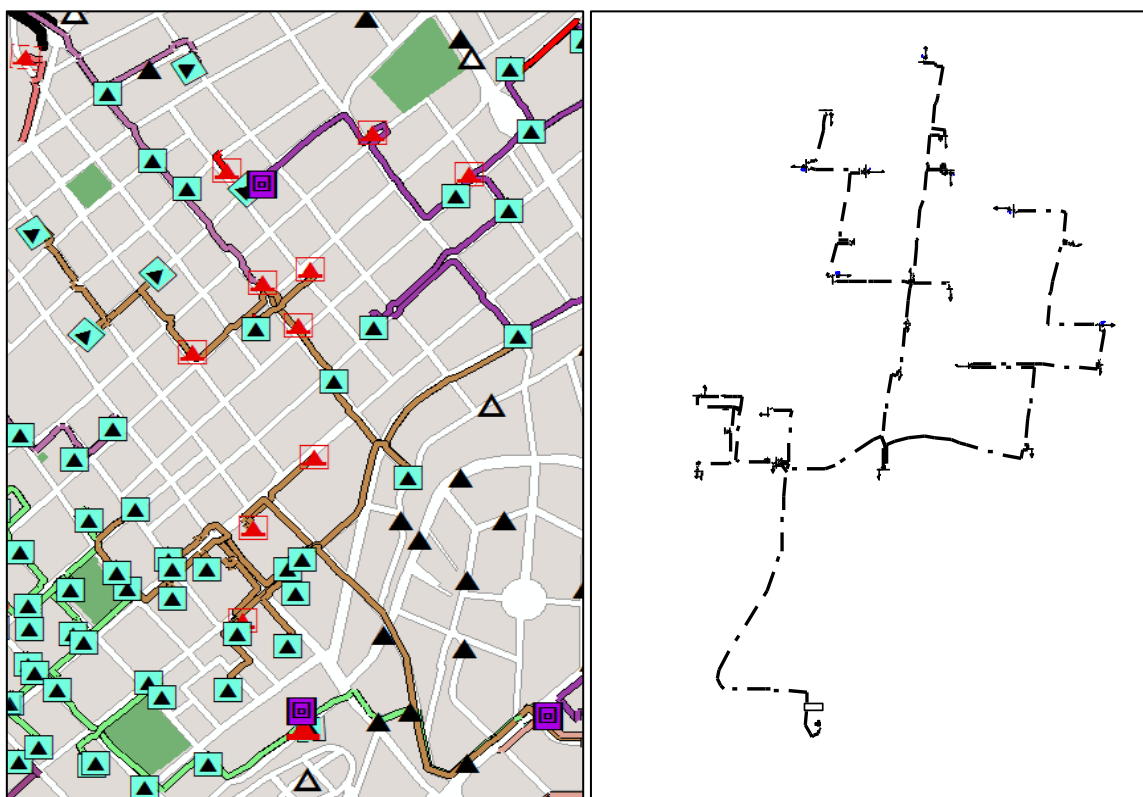


Figura 3.13. Representación del alimentador *Subterránea* en ARCGIS® y CYMDIST®

Se realiza la determinación de los índices de confiabilidad, tanto para el primario existente como para el propuesto, utilizando el **módulo de confiabilidad** del programa CYMDIST®.

Los parámetros de confiabilidad ingresados en el software CYMDIST® para la red subterránea existente (topología radial), han sido tomados de valores típicos que constan en la referencia [16] y se presentan en la Tabla 3.14. Con fines comparativos se emplearon los mismos parámetros para el análisis de confiabilidad de la red obtenida mediante la aplicación de la metodología propuesta, con excepción del *tiempo de reparación de la red primaria*.

Tabla 3.14. Parámetros de confiabilidad en red subterránea radial existente

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR (horas)	Tiempo de reparación por red primaria MTTR (horas)
0,01	0.0435	6,5	18

Se estimó para este ejemplo que el *tiempo de reparación de la red primaria existente* sea de 18 horas, puesto que presenta una configuración tipo radial que no admite una alimentación alternativa en caso de falla de alguno de los tramos del cable subterráneo. En este contexto las actividades de reparación se toman muy laboriosas y demoradas ya que para recuperar el servicio en la zona afectada, se requiere la ejecución de un proceso en varias etapas secuenciales, tales como: ubicación del sitio de la avería, retiro del tramo de cable de los ductos y su reparación o reemplazo de ser el caso.

Los datos de entrada de la simulación en CYMDIST® para la red subterránea propuesta, tipo *open loop*, se presentan en la Tabla 3.15 y han sido tomado de valores típicos que constan en [16].

Tabla 3.15. Parámetros de entrada de confiabilidad en red subterránea propuesta

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR (horas)	Tiempo de reparación por red primaria MTTR (horas)
0,01	0.0435	6,5	1,5

En este caso se estimó que el *tiempo de reparación de la red primaria* sea de 1,5 horas, por las mismas consideraciones presentadas en el análisis del alimentador *Ficoa*.

Los resultados obtenidos con el software CYMDIST® para la red subterránea existente se presentan en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16. Resultados de índices de confiabilidad en red subterránea existente

Nombre alim.	Saifi (int/cns-año)	Saidi (h/cns-año)	Caidi (h/cns-int)	Asai	Ens (kWh/año)	Ens media (kWh/cns-año)
SUB1	0,73008	2,60196	3,56395	0,9997	757,5	0,1289

Los resultados obtenidos con el software CYMDIST® para la red propuesta se presentan en la Tabla 3.17.

Tabla 3.17. Resultados de índices de confiabilidad en red subterránea propuesta

Nombre alim.	Saifi (int/cns-año)	Saidi (h/cns-año)	Caidi (h/cns-int)	Asai	Ens (kWh/año)	Ens media (kWh/cns-año)
SUB2	0,42192	1,35309	3,20696	0,99985	649,8	0,11006

Tabla 3.18. Análisis comparativo de índices de confiabilidad alimentador *Subterránea*

ÍNDICE CONFIABILIDAD	PRIMARIO SUB. EXIST.	PRIMARIO SUB. PROP.	VARIACIÓN	% VARIACIÓN
Saifi (int/cns-año)	0,73008	0,42192	0,30816	42,21
Saidi (h/cns-año)	2,60196	1,35309	1,24887	48,00
Caidi (h/cns-int)	3,56395	3,20696	0,35699	10,02
Asai	0,99970	0,99985	-0,00015	-0,02
Ens (kWh/año)	757,5	649,8	107,7	14,22
Cens 25 años (US \$)	20220,97	17345,99	2874,98	14,22
Ens media (kWh/cns-año)	0,1289	0,11006	0,01884	14,62
Longitud red (km)	3,48	4,41	-0,93	-26,72
Número transformadores	23	23	0	0,00

De la comparación de los resultados presentados, según constan en la Tabla 3.18., se evidencia que todos los índices de confiabilidad mejoran al planificar una red subterránea con la metodología propuesta, especialmente los índices SAIFI y SAIDI. La ENS disminuye en un 14,22% con respecto a la red subterránea actual, con el consiguiente ahorro económico en el tiempo. Esto a pesar de que se incrementa la longitud del primario en 0,93 km, lo cual influye en una mayor *tasa de fallas total* del cable, pero por la topología en lazo abierto y la consecuente disminución del *tiempo de reparación* se consigue mejorar la confiabilidad. La cantidad de centros de transformación se mantiene invariable en 23 unidades en ambos casos, valor obtenido del cálculo del costo óptimo total considerando la inversión inicial, pérdidas de energía y confiabilidad de estos equipos, lo cual permite inferir que la ubicación y agrupamiento óptimos de cargas también influye en una mejora de la confiabilidad del sistema eléctrico.

4. CONCLUSIONES

En el presente trabajo se desarrolló una metodología que permite realizar la planificación de redes de distribución subterránea en zonas urbanas consolidadas del tipo *Greenfield Planning*, es decir cuando se conoce la ubicación y consumo de los usuarios finales y las coordenadas de las calles situadas en el área de estudio. En este sentido la información que se dispone en las bases de datos de los sistemas de información georreferenciados (SIG) de las empresas de distribución del país es suficiente para la aplicación de la metodología de planificación propuesta.

Esta metodología contempla el uso de varios algoritmos metaheurísticos, que a pesar de que no aseguran la convergencia hacia un óptimo global, permiten obtener una solución que alcanza en gran medida el objetivo primordial de minimizar los costos asociados a la implementación de una red subterránea considerando la mejora sustancial de la confiabilidad del servicio.

Se debe enfatizar que en la metodología propuesta se consideran las restricciones asociadas a la caída de voltaje del alimentador secundario en la delimitación del área de servicio de cada centro de transformación de MV/BV. Adicionalmente se toma en cuenta las restricciones geográficas impuestas por las calles y vías públicas para determinar la trayectoria del alimentador primario, evitando de esta manera el paso por accidentes geográficos tales como quebradas o espacios restringidos como propiedades privadas, parques, centros educativos, entre otros.

El programa informático en el que se implementa la metodología de planificación propuesta se desarrolló en lenguaje .m de Matlab® R2017a, debido a su versatilidad y uso extendido en el medio académico. Sin embargo para su aplicación dentro del ámbito empresarial se recomienda elaborar el programa bajo lenguaje Python, mismo que permite desarrollar rutinas y aplicativos dentro de los ambientes ARCGIS® y CYMDIST®, que son las plataformas informáticas más ampliamente utilizadas por las empresas eléctricas de distribución del Ecuador, el primero como soporte y visualización de la base de datos georreferenciada de redes, y el segundo como herramienta de análisis eléctrico de los sistemas de distribución.

La metodología de planificación propuesta puede ser ampliada para cubrir el enrutamiento de las redes secundarias, para lo cual se puede utilizar como parámetros de entrada los resultados obtenidos en el módulo de *ubicación óptima de centros de transformación* y a partir de ellos generar los recorridos óptimos de los secundarios, siempre tomando como la más importante restricción a la regulación de voltaje, ya que

este es uno de los aspectos que más incide en la calidad técnica de la prestación eléctrica.

En lo que responde al planeamiento de la *ruta óptima del alimentador primario* la metodología desarrollada puede ser adaptada para incluir nuevos puntos de alimentación y/o centros de transformación de uso particular, para lo cual se debe incorporar en la variable que almacena los datos de salida de la *ubicación de transformadores* a las coordenadas geográficas de estos puntos y emplearlos como datos de entrada en el módulo de enrutamiento óptimo del alimentador primario.

Aun cuando este trabajo está enfocado en una planificación tipo *Greenfield Planning*, la cual es muy útil para el caso que contempla la migración de redes aéreas a subterráneas, los resultados entregados por el módulo de *ubicación óptima de transformadores* pueden servir como insumo para efectuar la planificación operacional de un determinado sector, sea que este se encuentre atendido por redes de tipo aéreo o subterráneo; puesto que, los parámetros obtenidos en este módulo generan una alternativa para la reubicación y reemplazo óptimos de los centros de transformación, convirtiéndose de esta manera en los datos de entrada de una propuesta dirigida a desarrollar una reconfiguración de las redes primarias del área de estudio.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book Second Edition, Revised and Expanded*, 2nd ed. New York, USA: Marcel Dekker, Inc, 2004.
- [2] D. Rupolo, B. J. Pereira, J. Contreras, and J. Sanches, "Medium and low voltage planning of radial electric power distribution systems considering reliability," *IET Gener. Transm. Distrib.*, Apr. 2017.
- [3] S. Heidari and M. Fotuhi-Firuzabad, "Reliability Evaluation in Power Distribution System Planning Studies," *IEEE 2016 Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. Power Syst. PMAPS*, 2016.
- [4] M. Sedghi, A. Ahmadian, and M. Aliakbar-Golkar, "Assessment of optimization algorithms capability in distribution network planning: Review, comparison and modification techniques," Elsevier Ltd, 2017.
- [5] CONELEC, "Regulación 004-01-Calidad del Servicio." 2001.
- [6] M. Esmaeeli, A. Kazemi, H. . Shayanfar, and M. R. Haghifam, "Multistage distribution substations planning considering reliability and growth of energy demand," Elsevier Ltd, 2015.
- [7] A. Arriagada, "Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución," Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994.
- [8] H. Pham, *Handbook of Reliability Engineering*. London UK: Springer-Verlag London Limited, 2003.
- [9] E. Lawler, *Optimization Combinatorial, Networks and Matroids*, 1ra ed. USA: Holt, Rinehart and Winston, 1976.
- [10] D. Li and X. Li, "Decomposition-Based Global Optimization for Optimal Design of Power Distribution Systems," presented at the *IEEE 55th Conference on Decision and Control*, Las Vegas, USA, 2016.
- [11] S. Bhowmik, S. K. Goswami, and P. K. Bhattacharjee, "A new power distribution system planning through reliability evaluation technique," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 54, no. 3, pp. 169–179, 2000.
- [12] D. Elmakias, *New Computational Methods in Power System Reliability*. Berlin Germany: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.
- [13] I. Pérez-Arriaga, "Electricity distribution & the regulation of monopolies." MIT OpenCourseWare Engineering, Economics & Regulation of the Electric Power Sector, Spring-2010.
- [14] A. M. Cossi, "Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão," Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Ilha Solteira, 2008.

- [15] T. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, 2nd ed. Boca Raton, Florida: CRC Press Taylor & Francis Group, 2014.
- [16] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd ed. Boca Raton, Florida: CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.
- [17] A. A. Chowdhury and D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability Practical Methods and Applications*, 1st ed. Hoboken. New Jersey, USA: IEEE Press. John Wiley & Sons Inc., 2009.
- [18] J. Zaruma and D. Blacio, "Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A.," Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, 2012.
- [19] H. Khodr, "Técnicas de Planificación y Análisis de Redes de Distribución de Energía Eléctrica," Universidad Simón Bolívar, Sartenejas Venezuela, 2002.
- [20] M. Gavrilas and O. Ivanov, "Distribution Systems Optimization with Computational Intelligence Algorithms," *The Annals of "Dunarea de Jos" University of Galati – Romania*, vol. III, pp. 49–56, 2006.
- [21] V. Dumbrava, P. Ulmeanu, P. Duquette, C. Lazaroiu, and M. Scutariu, "Expansion Planning of Distribution Networks by Heuristic Algorithms," Polytechnic University of Bucharest, Jan-2010.
- [22] D. Carrión, E. García, J. González, I. Idi, G. López, and R. Hincapié, "Método Heurístico de Ubicación Óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución," *Revista Técnica "energía"*, vol. 13, pp. 90–96, Jan-2017.
- [23] M. García-Sanz and M. Otorongo, "Planificación y Diseño Automático Óptimo de Grandes Redes Eléctricas de Distribución," *Revista Técnica "energía"*, vol. 12, pp. 157–166, 2015.
- [24] L. Kaufman and P. Rousseeuw, *Finding Groups in Data, An Introduction to Cluster Analysis*, 1ra ed. Hoboken, New Jersey. USA: John Wiley I & Sons, Inc, 1990.
- [25] I. Castillo Toledo, "Coordinación de Estabilizadores en Redes de Potencia usando un Algoritmo Genético," Instituto Tecnológico del Itsmo, México, 1999. [Online]. Available:
https://dricastillotoledoistmo.files.wordpress.com/2011/12/artic_algoritmos.do.
- [26] E. W. Dijkstra, "A note on two problems in connexion with graphs," *Numer. Math.*, vol. 1, pp. 269–271, 1959.
- [27] J. F. Villalpando and A. García Sandoval, *Matemáticas Discretas. Aplicaciones y Ejercicios*, 1st ed. México DF: Grupo Editorial Patria, 2014.

- [28]M. Dorigo and L. M. Gambardella, "Ant colony system: a cooperative learning approach to the traveling salesman problem.," IEEE Trans Evol Comput, vol. 1, no. 1, pp. 53–66, 1997.
- [29]A. Navarro, "Planificación de Redes de Distribución: Aproximación vía Clustering, Diagramas de Voronoi y Búsqueda Tabú," Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2007.
- [30]M. W. Hernández Hernández, Como Escribir un Texto Académico, 1ra ed. Trujillo Perú: Editorial Universitaria, Universidad Nacional de Trujillo, 2016.
- [31]L. Fattouh, O. Karam, M. A. El Sharkawy, and W. Khaled, "Clustering for network planning.," Wseas Trans. Comput., vol. 2, no. 1, pp. 197–202, 2003.
- [32]"Algoritmos de hormigas y el problema del viajante - Fernando Sancho Caparrini." [Online]. Available: <http://www.cs.us.es/~fsancho/?e=71>.
- [33]C. Papadimitriou and K. Steiglitz, Combinatorial optimization: algorithms and complexity, 2nd ed. Mineola, NY: Dover Publications Inc., 1992.
- [34]T. Cormen, C. Leiserson, R. Rivest, and C. Stein, Introduction to Algorithms, 3ra ed. Cambridge, Massachusetts: MIT Press, 2009.
- [35]K. Deep, K. Pratap Singh, M. L. Kansal, and C. Mohan, "A real coded genetic algorithm for solving integer and mixed integer optimization problems.," Appl. Math. Comput., vol. 212(2), pp. 505–518, 2009.
- [36]A. Soifer, "Algoritmos de Colonia de Hormigas para el Problema del Viajante de Comercio por Familias y para el Problema de Ruteo de Vehículos por Familias," Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, Argentina, 2015.
- [37]CONELEC, Resolución No. 025/11 Estimación referencial del CENS en Ecuador. 2011.
- [38]Instituto Ecuatoriano de Normalización, NTE INEN 2115:2004 Transformadores de Distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y corrientes de cortocircuito. 2004.
- [39]Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MACEDDEL Manual de Contabilidad para Empresas de Distribución Eléctrica y otros servicios. 2013.
- [40]S. J. Vest, "Estimating KW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems," AIEE, Transactions, Power Apparatus and Systems, vol. 76, pp. 652–655, Aug-1957.
- [41]"Yarpiz - Academic Source Codes and Tutorials," Yarpiz. [Online]. Available: <http://yarpiz.com/>. [Accessed: 30-Dec-2017].
- [42]S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 3rd ed. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales.

- [43]M. Gendreau and J.-Y. Potvin, Handbook of Metaheuristics, Second Edition., vol. 146. New York Dordrecht Heidelberg London: Springer, 2010.
- [44]A. Vidal, "Algoritmos Heurísticos en Optimización," Universidad de Santiago de Compostela, Santiago de Compostela, España, 2013.

6. ANEXOS

ANEXO I

Desarrollo de ecuaciones de función objetivo y restricciones en aplicación de algoritmo genético para la determinación del Número Óptimo de Transformadores

- Función Objetivo

$$FO = \sum_{j=1}^k C_{inv_j} + \sum_{j=1}^k \frac{Cp_j}{(1+i)^t} + \sum_{j=1}^k \frac{Cm_j}{(1+i)^t} + \frac{Cens_{tr}}{(1+i)^t} \quad [1]$$

$$\sum_{j=1}^k C_{inv_j} = K * C_{inv} \quad [2]$$

$$\sum_{j=1}^k \frac{Cp_j}{(1+i)^t} = C_{kwh} \cdot (Pt \cdot T \cdot K) \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right] \quad [3]$$

$$Pt = P_{Fe} + P_{Cu} \quad [4]$$

$$P_{Fe} = \frac{13,27 \cdot Pn^{0,7093}}{1000} \quad [5]$$

$$P_{Cu} = \frac{10,465 \cdot Pn + 537}{1000} \quad [6]$$

$$Pn = \frac{L_{total}}{K} \quad [7]$$

$$T = 8760 \text{ horas/año}$$

Reemplazando [4], [5], [6] y [7] en [3]

$$\sum_{j=1}^k \frac{Cp_j}{(1+i)^t} = C_{kwh} \cdot \frac{8760}{1000} \cdot (13,27 \cdot L_{total}^{0,7093} \cdot K^{0,291} + 10,465 \cdot L_{total} + 537 \cdot K) \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right] \quad [8]$$

$$\sum_{j=1}^k \frac{Cm_j}{(1+i)^t} = K \cdot C_M \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right] \quad [9]$$

$$\frac{Cens_{tr}}{(1+i)^t} = Cens \cdot \left(\frac{L_{total} \cdot MTTR \cdot \lambda}{100 \cdot K} \right) \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right] \quad [10]$$

Reemplazando [2], [8], [9] y [10] en [1]

$$FO = C_{inv} \cdot K + \left[C_M \cdot K + Cens \cdot \left(\frac{L_{total} \cdot MTTR \cdot \lambda}{100 \cdot K} \right) + C_{kwh} \cdot 8,76 \dots \right. \\ \left. \cdot (13,27 \cdot L_{total}^{0,7093} \cdot K^{0,291} + 10,465 \cdot L_{total} + 537 \cdot K) \right] \cdot \left[\frac{(1+i)^t - 1}{i \cdot (1+i)^t} \right]$$

Dónde:

- K = Variable número de transformadores
 C_{inv} = Costo de inversión por centro de transformación (US\$)

C_M	=	Costo de mantenimiento por centro de transformación (US\$)
C_{ens}	=	Costo de energía no suministrada (cUS\$/kWh)
C_{kWh}	=	Costo de energía eléctrica (US\$/kWh)
L_{total}	=	Carga total en el área de estudio (kVA)
$MTTR$	=	Tiempo de reparación de centro de transformación (horas)
λ	=	Tasa de falla por centro de transformación (veces/año)
i	=	Tasa de interés (%)
t	=	Tiempo de vida del equipamiento (años)

- Restricción de caída de voltaje

$$\frac{S * l}{V_{nom}} (R \cos \phi + X \sin \phi) \leq \Delta V_{max} \quad [11]$$

$$S = \frac{L_{total}}{3 \cdot K} \quad [12]$$

$$l = \left(\frac{A_{total}}{\pi \cdot K} \right)^{1/2} \quad [13]$$

$$R = \frac{r}{1000}, \quad X = \frac{x}{1000} \quad [14]$$

$$A_{total} = \pi \cdot Rd^2 \quad [15]$$

$$fp = \cos \phi \quad [16]$$

Reemplazando [12], [13], [14], [15] y [16] en [11]

$$\frac{L_{total} \cdot Rd \cdot (r \cdot fp + x \cdot \sin(\cos^{-1} fp))}{3000 \cdot V_{nom} \cdot K^{\frac{3}{2}}} \leq \Delta V$$

Dónde:

K	=	Variable número de transformadores
L_{total}	=	Carga total en el área de estudio (kVA)
Rd	=	Radio total del área de estudio (m)
r	=	Resistencia del cable (ohm/km)
x	=	Reactancia del cable (ohm/km)
fp	=	Factor de potencia de la carga (0,92)
V_{nom}	=	Voltaje nominal del circuito secundario (V)
ΔV	=	Caída de voltaje del circuito secundario (%)

ANEXO II

Datos de entrada de Red de Prueba

Tabla 6.1. Ubicación geográfica de cargas Red de Prueba

Número de orden	X (m)	Y (m)	Carga (kVA)
1	250	60	12
2	450	63	12
3	438	50	12
4	250	160	12
5	360	150	12
6	540	150	12
7	665	150	12
8	720	150	12
9	800	150	12
10	938	150	12
11	165	250	40
12	264	250	40
13	358	250	48
14	422	250	60
15	626	250	40
16	778	250	40
17	846	250	40
18	950	268	20
19	250	336	20
20	350	340	20
21	455	350	20
22	637	350	60
23	768	350	80
24	839	350	100
25	927	350	40
26	255	450	40
27	360	450	40
28	660	450	40
29	760	450	80
30	850	441	120
31	258	550	40
32	350	325	60
33	450	563	68
34	550	569	80
35	170	650	108
36	250	670	120

37	350	640	104
38	450	660	60
39	550	670	120
40	250	740	120
41	428	750	120
42	541	750	120

Tabla 6.2. Coordenadas geográficas de cuadras de calles

Id. Cuadra Calle	Cuadra (coord. origen x)	Cuadra (coord. origen y)	Cuadra (coord. fin x)	Cuadra (coord. fin y)
1	250	50	450	50
2	450	50	550	50
3	250	50	250	250
4	250	250	150	250
5	150	250	150	450
6	150	450	150	650
7	150	650	250	650
8	250	250	250	450
9	150	450	250	450
10	250	650	250	750
11	250	650	250	550
12	250	550	250	450
13	250	750	350	750
14	350	750	450	750
15	450	750	550	750
16	350	750	350	550
17	350	550	350	450
18	350	450	350	350
19	350	350	350	250
20	350	250	350	150
21	250	550	350	550
22	250	450	350	450
23	250	250	350	250
24	450	750	450	550
25	450	550	450	450
26	450	450	450	350
27	450	350	450	250
28	450	250	450	150
29	450	150	450	50
30	350	550	450	550
31	350	450	450	450
32	350	350	450	350

33	350	250	450	250
34	350	150	450	150
35	550	750	550	550
36	550	550	550	450
37	550	450	550	350
38	550	350	550	250
39	550	250	550	150
40	550	150	550	50
41	450	550	550	550
42	450	450	550	450
43	450	350	550	350
44	450	250	550	250
45	450	150	550	150
46	550	450	850	450
47	550	350	650	350
48	550	250	650	250
49	550	150	650	150
50	650	350	650	250
51	650	250	650	150
52	650	350	750	350
53	650	250	750	250
54	650	150	750	150
55	750	350	750	250
56	750	250	750	150
57	750	350	850	350
58	750	250	850	250
59	750	150	850	150
60	850	450	850	350
61	850	350	850	250
62	850	250	850	150
63	850	350	950	350
64	850	250	950	250
65	850	150	950	150
66	950	350	950	250
67	950	250	950	150

ANEXO III

Datos de entrada de Alimentador *Ficoa*

Tabla 6.3. Ubicación geográfica de cargas Alimentador *Ficoa*

nodo	X (m)	Y (m)	Carga (kWh)
1	763123,32	9862446,39	153
2	763086,80	9862360,59	66
3	763015,56	9862467,60	166
4	762936,48	9862555,60	13
5	762936,48	9862555,60	152
6	762721,53	9862654,46	286
7	762765,73	9862638,46	87
8	762859,30	9862620,28	268
9	762818,90	9862525,87	145
10	762847,78	9862241,28	112
11	762642,64	9862100,30	261
12	762521,06	9862047,52	236
13	762459,68	9861983,81	228
14	762153,69	9861972,86	170
15	762288,78	9861911,75	274
16	761928,62	9861828,80	128
17	761979,48	9861834,28	240
18	762433,13	9862141,63	114
19	762763,67	9862190,39	207
20	763016,24	9862352,00	372
21	762837,29	9862189,60	186
22	762793,61	9862222,24	107
23	762580,06	9862127,87	360
24	762286,49	9862072,06	0
25	762237,37	9861752,79	119
26	762563,29	9862211,08	247
27	762458,87	9862314,06	66
28	762887,27	9862600,31	30
29	762698,77	9862264,97	161
30	763190,30	9862606,56	173
31	762212,18	9862222,69	5
32	762626,48	9862246,81	210
33	762431,20	9862021,18	157
34	762538,64	9862235,07	1
35	762086,51	9861839,43	2
36	762691,42	9862130,01	33

37	762236,84	9862217,70	10
38	762318,49	9861901,02	166
39	762991,80	9862566,95	177
40	762525,95	9862314,58	227
41	762253,45	9861878,91	144
42	763040,57	9862680,31	38
43	762855,08	9862665,39	55
44	762835,03	9862666,45	56
45	762798,04	9862639,96	538
46	762797,38	9862571,99	272
47	762159,30	9862111,04	388
48	762169,32	9862022,46	215
49	762187,87	9861947,48	95
50	762014,40	9861803,47	193
51	762183,40	9862296,50	56
....
2126	763194,00	9862629,00	166
2127	762420,75	9862543,83	40
2128	762356,00	9862160,00	2
2129	763264,89	9862820,38	96
2130	763001,22	9862475,67	209
2131	762745,92	9862589,08	278
2132	762821,21	9862528,94	153
2133	762462,60	9862228,57	131
2134	762150,87	9862336,60	138
2135	763179,95	9862488,13	69
2136	762299,09	9861830,47	162
2137	762823,85	9862434,25	64
2138	763162,35	9862838,13	99
2139	762510,09	9862073,99	385
2140	762497,71	9862212,85	275
2141	762598,19	9862171,40	134
2142	762222,37	9862204,35	158
2143	762904,25	9862512,38	260
2144	763151,81	9862750,17	233
2145	762753,49	9862253,12	215
2146	762162,63	9861962,81	106
2147	761843,76	9862008,09	167
2148	762416,84	9862158,30	186
2149	762400,97	9862375,36	234
2150	762382,27	9862191,19	270
2151	761995,00	9861976,00	176

Tabla 6.4. Coordenadas geográficas de cuadras de calles Alimentador *Ficoa*

Id. Cuadra Calle	Cuadra (coord. origen x)	Cuadra (coord. origen y)	Cuadra (coord. fin x)	Cuadra (coord. fin y)
1	762291,59	9862522,95	762229,84	9862527,29
2	762590,71	9861994,71	762616,97	9862023,49
3	762054,50	9862034,65	762174,92	9861946,89
4	762731,47	9862092,50	762761,67	9862119,96
5	762969,75	9862487,03	763021,80	9862454,24
6	762118,45	9861881,65	762231,62	9861793,43
7	762785,17	9862391,97	762930,72	9862326,40
8	762900,54	9862273,65	762930,72	9862326,40
9	761938,11	9861855,03	761988,09	9861820,10
10	761912,04	9861873,26	761938,11	9861855,03
11	762529,72	9862701,11	762610,72	9862632,27
12	763252,73	9862940,71	763209,16	9862986,10
13	762578,17	9862132,54	762619,03	9862181,79
14	762964,24	9862387,65	763021,80	9862454,24
15	762904,73	9862527,99	762925,39	9862579,74
16	763250,66	9862591,82	763180,24	9862593,67
17	762165,06	9861756,72	762231,62	9861793,43
18	762231,62	9861793,43	762296,29	9861842,55
19	762246,44	9862025,74	762370,94	9861914,34
20	762857,86	9862812,70	763152,88	9863112,81
21	762221,31	9862211,42	762349,26	9862337,29
22	762757,31	9862702,68	762772,89	9862732,08
23	763209,16	9862986,10	763196,10	9863394,55
24	762853,58	9862231,51	762813,19	9862256,71
25	762284,40	9862191,67	762264,63	9862170,69
26	762480,10	9862292,76	762619,03	9862181,79
27	762133,88	9862126,74	762246,44	9862025,74
28	762723,70	9862312,56	762785,17	9862391,97
29	762428,34	9862051,98	762410,32	9862033,71
30	762925,39	9862579,74	762871,12	9862608,54
31	763204,10	9862476,44	763447,77	9862809,89
32	762227,44	9861899,13	762296,29	9861842,55
33	762540,98	9862087,73	762578,17	9862132,54
34	762034,17	9861738,54	762113,51	9861732,44
35	763413,61	9862830,55	763311,67	9862895,36
36	762284,39	9862599,89	762225,63	9862577,41
37	762385,10	9862371,71	762480,10	9862292,76
38	762210,21	9861985,66	762246,44	9862025,74
39	762481,74	9862471,73	762436,14	9862497,67
40	762718,12	9862523,53	762679,85	9862451,60

41	762296,29	9861842,55	762332,30	9861876,83
42	762529,72	9862701,11	762597,83	9862776,95
43	762567,61	9862466,74	762531,08	9862350,68
44	762325,38	9862113,57	762369,38	9862072,20
45	762349,26	9862337,29	762385,10	9862371,71
46	762674,52	9862546,37	762718,12	9862523,53
47	762514,16	9861994,85	762559,32	9861960,33
48	762590,71	9861994,71	762607,64	9861981,56
49	762087,59	9862523,47	762106,25	9862429,64
50	762679,85	9862451,60	762623,50	9862455,67
....
195	762369,38	9862072,20	762410,32	9862033,71
196	762761,67	9862119,96	762921,41	9862200,79
197	762898,92	9862405,38	762969,75	9862487,03
198	761702,86	9861927,18	761832,09	9861824,70
199	762813,19	9862256,71	762725,75	9862150,94
200	762513,37	9862330,56	762531,08	9862350,68
201	762801,64	9862410,40	762904,73	9862527,99
202	763066,04	9862672,82	763131,88	9862767,89
203	762619,03	9862181,79	762673,52	9862140,74
204	762072,37	9861821,92	762118,45	9861881,65
205	762547,98	9862567,79	762474,64	9862625,57
206	762998,45	9862720,59	763035,01	9862770,89
207	763252,73	9862940,71	763325,76	9863097,15
208	763010,10	9862344,82	763073,25	9862421,82
209	762678,69	9862705,46	762720,89	9862775,69
210	761984,98	9861883,54	762033,59	9861942,55
211	762325,38	9862113,57	762390,85	9862191,14
212	761891,42	9861954,78	761984,98	9861883,54
213	762774,15	9862281,08	762723,70	9862312,56
214	763035,01	9862770,89	762857,86	9862812,70
215	762291,59	9862522,95	762304,58	9862579,74
216	762664,57	9862857,25	762624,53	9862895,39
217	762718,12	9862523,53	762843,23	9862458,01
218	762096,86	9862083,00	762221,31	9862211,42
219	762828,60	9862631,10	762787,09	9862653,14
220	762394,30	9862514,48	762474,64	9862625,57
221	762616,97	9862023,49	762631,29	9862012,47
222	761891,42	9861954,78	761913,09	9861967,44

Tabla 6.5. Coordenadas geográficas de nodos de ruta óptima Alimentador *Ficoa*

RUTA ÓPTIMA DE ALIMENTADOR PRIMARIO USANDO ALGORITMO OPTIMIZACIÓN COLONIA DE HORMIGAS

Iteración 100: T. falla mínima total (veces/año)= 0.3084:

Dist. (m) = 7090

Ruta 184 13 87 26 188

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011965

Distancia (m) = 275

No. Coord. Coord.

Nodo X Y

184 762836 9862360

13 762785 9862392

87 762802 9862410

26 762905 9862528

188 762931 9862506

Ruta 188 26 27 50 204

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.008238

Distancia (m) = 189

No. Coord. Coord.

Nodo X Y

188 762931 9862506

26 762905 9862528

27 762925 9862580

50 762871 9862609

204 762838 9862628

Ruta 204 120 83 201

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0069126

Distancia (m) = 159

No. Coord. Coord.

Nodo X Y

204 762838 9862628

120 762829 9862631

83 762787 9862653

201 762741 9862563

Ruta 201 65 66 79 69 63 64 126 199
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.019571
Distancia (m) = 450

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
201	762741	9862563
65	762718	9862524
66	762680	9862452
79	762623	9862456
69	762568	9862467
63	762482	9862472
64	762436	9862498
126	762394	9862514
199	762368	9862515

Ruta 199 126 64 63 151 61 164 200
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.02219
Distancia (m) = 510

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
199	762368	9862515
126	762394	9862514
64	762436	9862498
63	762482	9862472
151	762405	9862391
61	762385	9862372
164	762263	9862336
200	762158	9862278

Ruta 200 164 61 45 95 198
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.020829
Distancia (m) = 479

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
200	762158	9862278
164	762263	9862336

61 762385 9862372
45 762480 9862293
95 762513 9862331
198 762492 9862384

Ruta 198 95 187
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0094939
Distancia (m) = 218

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
198	762492	9862384
95	762513	9862331
187	762636	9862227

Ruta 187 95 45 106 190
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.014121
Distancia (m) = 325

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
187	762636	9862227
95	762513	9862331
45	762480	9862293
106	762443	9862251
190	762461	9862196

Ruta 190 106 105 71 44 195
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.016461
Distancia (m) = 378

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
190	762461	9862196
106	762443	9862251
105	762391	9862191
71	762325	9862114
44	762265	9862171
195	762298	9862216

Ruta 195 44 71 32 202
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.012592
Distancia (m) = 289

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
195	762298	9862216
44	762265	9862171
71	762325	9862114
32	762246	9862026
202	762225	9862002

Ruta 202 62 186
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0063157
Distancia (m) = 145

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
202	762225	9862002
62	762210	9861986
186	762115	9862064

Ruta 186 130 5 142 183
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01083
Distancia (m) = 249

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
186	762115	9862064
130	762097	9862083
5	762055	9862035
142	761963	9861993
183	761999	9861947

Ruta 183 101 11 119 189
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.013325
Distancia (m) = 306

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
183	761999	9861947
101	762034	9861943
11	762118	9861882
119	762072	9861822
189	762152	9861777

Ruta 189 30 12 31 67 193
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011266
Distancia m) = 259

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
189	762152	9861777
30	762165	9861757
12	762232	9861793
31	762296	9861843
67	762332	9861877
193	762318	9861901

Ruta 193 67 33 92 185
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.010524
Distancia (m) = 242

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
193	762318	9861901
67	762332	9861877
33	762371	9861914
92	762454	9861993
185	762470	9862036

Ruta 185 136 54 86 192
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0089767
Distancia (m) = 206

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
185	762470	9862036

136 762523 9862068
54 762541 9862088
86 762591 9862045
192 762626 9862084

Ruta 192 125 7 8 197
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011926
Distancia (m) = 274

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
192	762626	9862084
125	762674	9862141
7	762731	9862092
8	762762	9862120
197	762811	9862188

Ruta 197 8 158 196
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.021245
Distancia (m) = 488

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
197	762811	9862188
8	762762	9862120
158	762921	9862201
196	763041	9862392

Ruta 196 29 194
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.013282
Distancia (m) = 305

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
196	763041	9862392
29	763180	9862594
194	763133	9862556

Ruta 194 29 133 144 128 191
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01779

Distancia (m) = 409

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
194	763133	9862556
29	763180	9862594
133	763238	9862748
144	763189	9862755
128	763132	9862768
191	763192	9862815

Ruta 191 21
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0060732
Distancia (m) = 140

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
191	763192	9862815
21	763253	9862941

Ruta 21 191 128 203
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0118
Distancia (m) = 271

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
21	763253	9862941
191	763192	9862815
128	763132	9862768
203	763110	9862717

Ruta 203 109 108 26 87 13 184
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.022671
Distancia (m) = 521

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
203	763110	9862717
109	763066	9862673
108	762981	9862584

26 762905 9862528
 87 762802 9862410
 13 762785 9862392
 184 762836 9862360

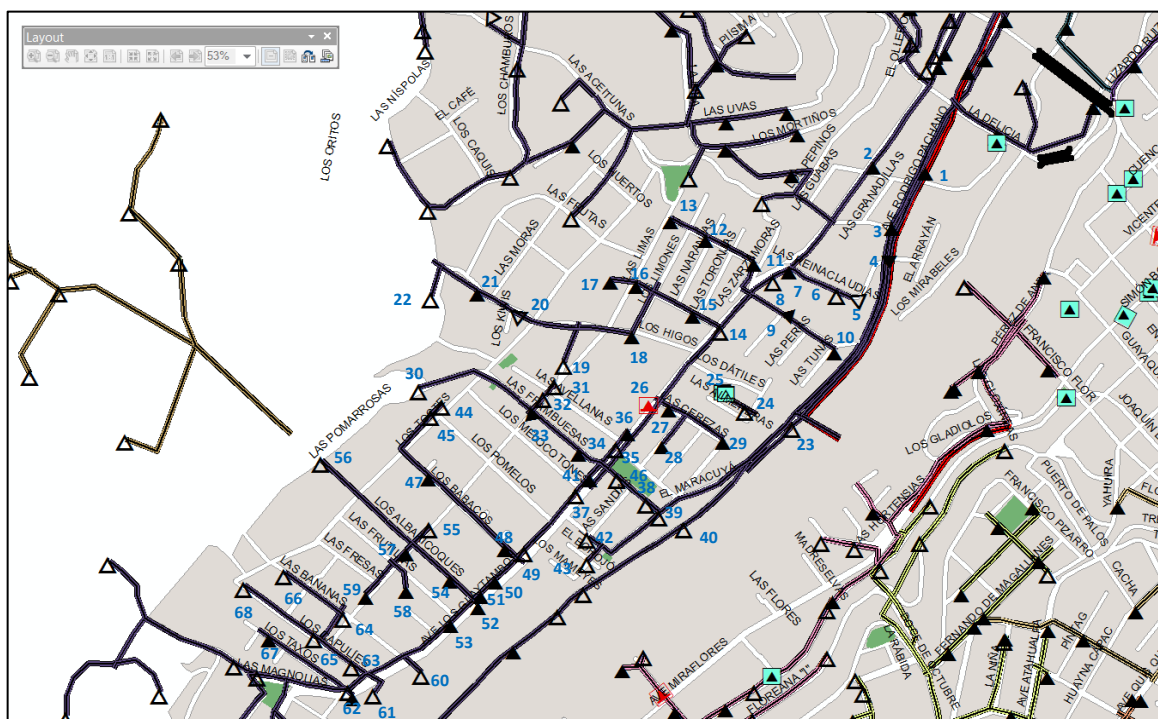


Figura 6.1. Representación del Alimentador Ficoa existente en ARCGIS®

Tabla 6.6. Centros de transformación existentes Alimentador Ficoa

Número de orden	Código de Transformador	Dirección	Capacidad (kVA)	Número de usuarios
1	1344	Rodrigo Pachano y Guabas	50	81
2	6629	Guaytambos y Marianas	112.5	99
3	834	Rodrigo Pachano y Aceitunas	50	1
4	1343	Rodrigo Pachano y Reina Claudias	50	63
5	11356 Particular 1f	Reina Claudias y Los Guaytambos	15	1
6	7595 Particular 1f	Reina Claudias y Los Guaytambos	15	2
7	9613	Reina Claudias y Los Guaytambos	50	55
8	2050 1f	Reina Claudias y Los Guaytambos	50	13
9	11279	Membrillos y Peras	50	41
10	2277	Membrillos y Peras	45	63
11	2078	Zarzamoras Las Acacias	45	61
12	2079	Las Toronjas Las Acacias	45	36
13	2080	Las Limas Las Acacias	45	106
14	10443 1f	Guaytambos y Aguacates	37.5	8
15	2081	Aguacates y Toronjas	45	20
16	6005	Limas y Aguacates	50	22
17	2083 Particular	Limas y Aguacates Col. San Alfonso	30	1

18	330	Los Higos y Limones	45	18
19	6187 1f	Las Ananás y Los Higos	15	6
20	11701 1f Particular	Los Kiwis y Los Higos	25	1
21	1120	Las Moras y Los Higos	112.5	99
22	3833 1f	Mangostinos y Los Higos	15	14
23	2085 1f	Rodrigo Pachano y El Maracuyá	37.5	38
24	5268 1f	Los Obitos y Almendras	15	18
25	5578 1f	Los Obitos y Almendras	25	0
26	2051 1f	Los Obitos y Almendras	25	0
27	16624 Particular	Col. Santo Domingo de Guzmán	50	1
28	2111	Los Guaytambos y Las Cerezas	112.5	93
29	2112	Las Cerezas y Tamarindos	75	25
30	2113	Las Cerezas y Guanábanas	250	88
31	7204 1f	Las Avellanas y Limas	10	5
32	2907 1f	Las Avellanas y Limas	75	12
33	10077	Las Limas y Frambuesas	30	45
34	11201	Las Frambuesas y Guaytambos	30	23
35	2906 1f	Las Frambuesas y Guaytambos	50	38
36	10589	Las Frambuesas y Guaytambos	30	0
37	2054 1f	Guaytambos y Melocotones	25	41
38	2701 1f	Sandías y Frambuesas	5	0
39	6320 1f	Frambuesas y Naranjillas	25	27
40	3537 1f	Rodrigo Pachano y Naranjillas	15	11
41	2053	Guaytambos y Melocotones	45	93
42	2110 1f	Naranjillas y Sandías	37.5	47
43	2109 1f	Naranjillas Pasaje	37.5	11
44	7205 1f	Los Toctes y Pomelos	37.5	0
45	7095 1f	Los Toctes y Pomelos	37.5	40
46	2108 1f	Los Guaytambos y Sandías	37.5	33
47	1524	Los Babacos y toctes	50	56
48	1509	Los Babacos y Guaytambos	50	27
49	7275	Los Babacos y Guaytambos	25	0
50	2055	Los Babacos y Guaytambos	30	1
51	5103	Guaytambos y Albaricoques	45	43
52	618	Guaytambos y Albaricoques	112.5	74
53	9456	Guaytambos y Frutillas	50	45
54	3504	Albaricoques y Guaytambos	30	27
55	6107 1f	Limas y Albaricoques	50	16
56	5737 1f	Pomarrosas y Albaricoques	10	20
57	3505	Limas y Frutillas	50	109
58	7523 Particular	Limas y Frutillas	125	1
59	11197	Fresas y Limas	50	69
60	8676 1f	Bananas y Guaytambos	50	23
61	868 1f	Capulíes y Guaytambos	37.5	14
62	11198 BANCO	Taxos y Guaytambos	50	62
62A	5281 BANCO	Taxos y Guaytambos	30	
62B	8173 1F	Taxos y Guaytambos	25	2
63	9940 1f	Los Capulíes y Guaytambos	25	17
64	5577 1f	Bananas y Limas	50	59
65	3852 1f	Capulíes y Limas	37.5	0
66	3845 1f	Bananas y Caminitos	37.5	28
67	2127	Los Taxos y las Nueces	75	48
68	3843 1f	Capulíes y Toctes	37.5	20

ANEXO IV

Datos de entrada de Alimentador *Subterránea*

Tabla 6.7. Ubicación geográfica de cargas Alimentador *Subterránea*

nodo	X (m)	Y (m)	Carga (kWh)
1	764369,27	9862615,20	438
2	764175,82	9862897,24	55
3	764383,67	9863110,41	0
4	764116,14	9862832,19	8
5	764414,62	9862830,91	133
6	764117,00	9863229,00	103
7	764365,00	9863264,00	23
8	764096,36	9863080,00	97
9	764233,00	9863228,00	202
10	764115,00	9863016,00	78
11	764138,00	9863344,00	17
12	764041,00	9863315,00	269
13	764040,99	9863568,65	210
14	764142,76	9862639,84	3126
15	763850,01	9863069,35	2
16	764231,55	9862600,25	0
17	763954,55	9863132,49	79
18	764206,65	9862950,95	88
19	764193,79	9863123,44	140
20	764282,00	9863109,00	120
21	764212,00	9863382,00	186
22	764333,53	9863435,35	193
23	764355,63	9862751,45	145
24	764252,31	9862871,58	171
25	764235,33	9862880,02	37
26	764105,76	9863101,99	1
27	764344,68	9863323,21	552
28	764114,94	9863187,31	72
29	764041,00	9863315,00	167
30	763898,50	9863152,67	166
31	764058,00	9863364,00	310
32	763909,07	9863114,85	32
33	764230,59	9862838,80	90
34	764012,66	9863271,70	106
35	764037,00	9863335,00	85
36	764338,00	9863008,00	341

37	764427,00	9863103,00	76
38	764375,23	9862631,16	271
39	764385,00	9862790,00	164
40	764365,55	9862771,83	1298
41	764453,00	9862945,00	66
42	764492,00	9863048,00	355
43	764562,74	9863068,40	59
44	764529,00	9863130,00	64
45	764364,00	9863006,00	237
46	764142,00	9862828,00	123
47	764252,00	9863146,00	1
48	764262,00	9863157,00	209
49	764105,76	9863101,99	240
50	764300,44	9863349,07	262
...
5879	763864,55	9863103,64	102
5880	764154,70	9862627,78	2
5881	764524,15	9863005,09	42
5882	764461,00	9863283,00	232
5883	764258,00	9862680,00	0
5884	764276,72	9862986,76	102
5885	764358,42	9863478,59	167
5886	764294,00	9862882,00	772
5887	764044,93	9863564,48	45
5888	764402,58	9862870,09	8
5889	764286,09	9862910,13	195
5890	764219,54	9862882,03	109
5891	764357,99	9862645,44	689
5892	764200,71	9862739,41	7
5893	763948,93	9862920,86	53
5894	764445,37	9862942,71	107
5895	764076,60	9863312,73	1066
5896	764443,00	9862928,00	214
5897	764443,00	9862928,00	0
5898	764464,00	9863259,00	187
5899	764097,83	9863041,37	0
5900	764283,98	9863082,03	61
5901	764260,00	9863138,00	129
5902	764160,00	9863264,00	111
5903	764304,51	9863302,51	12
5904	764235,33	9862880,02	155

Tabla 6.8. Coordenadas geográficas de cuadras de calles Alimentador *Subterránea*

Id. Cuadra Calle	Cuadra (coord. origen x)	Cuadra (coord. origen y)	Cuadra (coord. fin x)	Cuadra (coord. fin y)
1	764628,23	9863246,12	764643,18	9863258,69
2	764468,55	9862850,49	764550,13	9862939,51
3	764636,81	9862677,39	764688,14	9862673,62
4	764592,80	9863302,70	764609,79	9863318,57
5	763741,08	9862186,41	763801,51	9862127,01
6	763935,98	9862506,26	763872,74	9862578,72
7	763937,07	9863276,68	763979,99	9863312,11
8	763998,29	9862293,93	764066,79	9862215,60
9	763744,24	9862452,65	763803,22	9862381,20
10	763924,75	9862380,63	763991,16	9862443,02
11	764412,33	9863309,43	764487,00	9863375,14
12	764781,23	9863147,65	764758,96	9863186,97
13	764104,49	9862918,94	764142,50	9862868,53
14	764425,47	9862663,54	764453,84	9862799,07
15	764167,61	9863152,90	764201,20	9863104,60
16	764176,79	9863441,89	764284,58	9863504,63
17	764257,44	9862316,30	764355,53	9862281,57
18	764605,87	9862594,74	764606,98	9862654,87
19	764587,23	9862681,05	764611,46	9862704,07
20	763674,75	9862260,19	763727,89	9862201,09
21	764059,43	9862874,83	764104,49	9862918,94
22	764226,01	9863598,30	764251,85	9863554,92
23	763991,00	9862157,73	764030,17	9862183,40
24	764546,92	9863425,52	764571,19	9863382,89
25	763638,13	9862225,53	763674,75	9862260,19
26	763638,13	9862225,53	763695,99	9862172,06
27	764196,51	9862472,68	764238,13	9862426,44
28	763883,92	9863138,61	763921,87	9863080,55
29	764609,21	9862679,42	764587,23	9862681,05
30	764753,07	9863261,86	764801,65	9863305,35
31	764007,81	9863171,31	764047,19	9863211,51
32	764257,44	9862316,30	764287,08	9862348,82
33	764606,98	9862654,87	764587,23	9862681,05
34	763672,90	9862386,58	763705,92	9862417,17
35	764620,64	9862804,42	764690,25	9862765,70
36	763927,72	9863178,31	763965,42	9863126,54
37	764189,08	9862540,60	764224,10	9862498,70
38	763630,01	9862160,09	763638,13	9862225,53
39	764524,25	9862429,00	764577,69	9862482,11
40	763492,46	9862573,54	763559,34	9862534,52

41	763719,70	9863035,11	763725,35	9863046,99
42	763727,89	9862201,09	763784,74	9862253,33
43	763880,89	9862703,67	763939,62	9862635,53
44	764438,68	9862647,99	764445,20	9862665,96
45	763998,43	9863384,97	764004,83	9863410,27
46	764076,78	9863067,93	764111,31	9863015,77
47	764148,40	9862961,93	764192,07	9863005,15
48	764777,40	9863036,11	764801,70	9863027,48
49	763878,18	9862292,11	763931,35	9862228,77
50	764038,81	9863432,80	764143,60	9863492,87
....
642	764621,71	9863596,00	764676,13	9863611,61
643	763803,22	9862381,20	763868,86	9862443,03
644	764467,72	9863557,66	764502,17	9863499,99
645	764000,20	9862566,74	764057,12	9862499,39
646	764185,26	9862368,45	764238,13	9862426,44
647	764307,84	9862412,70	764327,49	9862389,22
648	764680,48	9863196,87	764753,07	9863261,86
649	764402,79	9863034,45	764443,18	9862982,12
650	764205,74	9863397,42	764312,82	9863462,91
651	764259,55	9862808,43	764291,96	9862839,08
652	764226,01	9863598,30	764348,44	9863719,45
653	764182,92	9862606,04	764223,86	9862642,03
654	764136,20	9863289,44	764172,27	9863242,35
655	764095,63	9862821,66	764112,18	9862799,27
656	763856,13	9861999,03	763873,51	9861959,51
657	764609,21	9862679,42	764636,81	9862677,39
658	764047,19	9863211,51	764094,26	9863252,72
659	764008,78	9863465,06	764014,73	9863448,69
660	763804,20	9863147,71	763837,87	9863096,83
661	763965,42	9863126,54	764000,28	9863074,40
662	764000,28	9863074,40	764031,85	9863026,90
663	764445,61	9863256,87	764519,09	9863326,38
664	764746,92	9862810,50	764763,10	9862648,67
665	764287,08	9862348,82	764327,49	9862389,22
666	764229,07	9862953,88	764274,54	9862998,04
667	764201,20	9863104,60	764237,57	9863050,18
668	763868,86	9862443,03	763935,98	9862506,26
669	764182,63	9862354,09	764183,62	9862359,50
670	763896,50	9862159,98	763882,69	9862135,31
671	764369,95	9862409,61	764391,27	9862437,01
672	763991,16	9862443,02	763935,98	9862506,26
673	764513,88	9862989,65	764550,13	9862939,51

Tabla 6.9. Coordenadas geográficas de nodos de ruta óptima Alimentador Subterránea

RUTA ÓPTIMA DE ALIMENTADOR PRIMARIO USANDO ALGORITMO OPTIMIZACIÓN COLONIA DE HORMIGAS

Iteración 100: T. falla mínima total (veces/año)= 0.19605:

Dist. (m) = 4507

Ruta 244 91 19 50 258

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.010704

Distancia (m) = 246

No.	Coord. X	Coord. Y
244	764298	9863463
91	764206	9863397
19	764177	9863442
50	764144	9863493
258	764129	9863505

Ruta 258 50 19 91 145 60 252

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01254

Distancia (m) = 288

No.	Coord. X	Coord. Y
258	764129	9863505
50	764144	9863493
19	764177	9863442
91	764206	9863397
145	764159	9863365
60	764107	9863330
252	764076	9863312

Ruta 252 60 145 238

Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0055259

Distancia (m) = 127

No.	Coord. X	Coord. Y
252	764076	9863312

60 764107 9863330
145 764159 9863365
238 764179 9863345

Ruta 238 153 212 97 246
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0071769
Distancia (m) = 165

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
238	764179	9863345
153	764185	9863326
212	764214	9863288
97	764250	9863240
246	764221	9863216

Ruta 246 111 17 253
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0050086
Distancia (m) = 115

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
246	764221	9863216
111	764209	9863195
17	764168	9863153
253	764142	9863134

Ruta 253 101 45 251
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0054056
Distancia (m) = 124

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
253	764142	9863134
101	764120	9863108
45	764077	9863068
251	764057	9863043

Ruta 251 45 201 256
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.006487

Distancia (m) = 149

No.	Coord. X	Coord. Y
251	764057	9863043
45	764077	9863068
201	764043	9863118
256	764017	9863169

Ruta 256 32 87 35 30 240
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0091208
Distancia (m) = 210

No.	Coord. X	Coord. Y
256	764017	9863169
32	764008	9863171
87	763974	9863219
35	763928	9863178
30	763884	9863139
240	763877	9863118

Ruta 240 30 31 174 247
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0081459
Distancia (m) = 187

No.	Coord. X	Coord. Y
240	763877	9863118
30	763884	9863139
31	763922	9863081
174	763955	9863028
247	763929	9863006

Ruta 247 208 216 228 23 242
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011489
Distancia (m) = 264

No.	Coord. X	Coord. Y
-----	----------	----------

247 763929 9863006
208 763913 9862984
216 763970 9862899
228 764021 9862927
23 764059 9862875
242 764058 9862864

Ruta 242 23 178 203 88 249
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0071101
Distancia (m) = 163

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
242	764058	9862864
23	764059	9862875
178	764096	9862822
203	764112	9862799
88	764129	9862774
249	764156	9862788

Ruta 249 88 89 257
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0056874
Distancia (m) = 131

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
249	764156	9862788
88	764129	9862774
89	764165	9862720
257	764186	9862690

Ruta 257 78 62 243
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0053053
Distancia (m) = 122

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
257	764186	9862690

78 764224 9862642
62 764261 9862602
243 764266 9862599

Ruta 243 62 78 79 162 245
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.011197
Distancia (m) = 257

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
243	764266	9862599
62	764261	9862602
78	764224	9862642
79	764280	9862691
162	764349	9862752
245	764376	9862740

Ruta 245 102 15
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0040064
Distancia (m) = 92

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
245	764376	9862740
102	764387	9862709
15	764425	9862664

Ruta 15 102 245 162 117 207 236
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.014202
Distancia (m) = 326

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
15	764425	9862664
102	764387	9862709
245	764376	9862740
162	764349	9862752
117	764292	9862839
207	764268	9862900
236	764251	9862870

Ruta 236 207 204 48 237
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0075706
Distancia (m) = 174

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
236	764251	9862870
207	764268	9862900
204	764229	9862954
48	764192	9863005
237	764190	9862996

Ruta 237 48 125 151 138 254
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0088882
Distancia (m) = 204

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
237	764190	9862996
48	764192	9863005
125	764238	9863050
151	764284	9863096
138	764325	9863136
254	764329	9863129

Ruta 254 150 149 250
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0067535
Distancia (m) = 155

No.	Coord.	Coord.
Nodo	X	Y
254	764329	9863129
150	764364	9863085
149	764322	9863044
250	764341	9863009

Ruta 250 190 118 248
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.005194

Distancia (m) = 119

No.	Coord. X	Coord. Y
250	764341	9863009
190	764361	9862991
118	764398	9862939
248	764424	9862927

Ruta 248 118 140 137 241
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0088737
Distancia (m) = 204

No.	Coord. X	Coord. Y
248	764424	9862927
118	764398	9862939
140	764443	9862982
137	764489	9863025
241	764516	9863067

Ruta 241 166 164 187 239
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01018
Distancia (m) = 234

No.	Coord. X	Coord. Y
241	764516	9863067
166	764568	9863096
164	764521	9863156
187	764485	9863202
239	764445	9863208

Ruta 239 72 9 225 255
Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.01032
Distancia (m) = 237

No.	Coord. X	Coord. Y
239	764445	9863208

72 764446 9863257
 9 764412 9863309
 225 764383 9863358
 255 764332 9863310

 Ruta 255 225 224 218 244
 Tasa Falla óptima (veces/año) = 0.0091586
 Distancia (m) = 211

No.	Coord. X	Coord. Y
255	764332	9863310
225	764383	9863358
224	764355	9863395
218	764313	9863463
244	764298	9863463

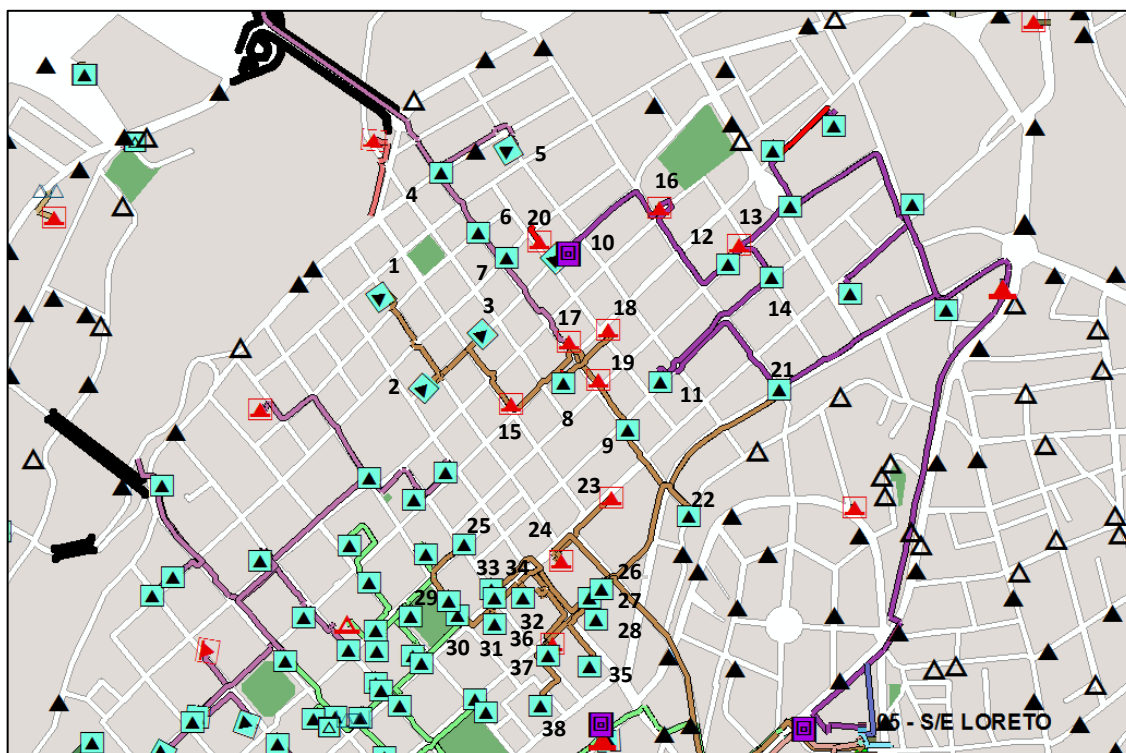


Figura 6.2. Representación del Alimentador *Subterránea existente* en ARCGIS®

Tabla 6.10. Centros de transformación existentes Alimentador *Subterránea*

Número de orden	Código de Transformador	Dirección	Capacidad (kVA)	Número de usuarios
1	10549	Eloy Alfaro y Araujo	300	254
2	10553	Eloy Alfaro y Colón	300	144
3	10551	Colón y Fernández	200	132
4	10556	Lizardo Ruiz y Maldonado	200	494
5	10550 Particular	Ayllón y Lizardo Ruiz	200	1
6	10554	Maldonado y Araujo	200	240
7	10552	Maldonado y Cuenca	200	239
8	s/n Particular	Clínica Ambato	75	1
9	8071	1ra Imprenta y Maldonado	250	279
10	10555	Mercado Colón	300	266
11	8069	1ra Imprenta y Ayllón	250	256
12	s/n Particular	Mercado La Merced	50	1
13	8097	5 de Junio y Darquea	250	246
14	8050	1ra Imprenta y 5 de junio	250	297
15	8208	Bolívar y Tomás Sevilla	250	317
16	8099	Rocafuerte y Vargas Torres	200	223
17	8017	Bolívar y Maldonado	250	224
18	8098	Bolívar y Manuela Cañizares	250	130
19	8092	Maldonado y Darquea	200	93
20	10563 Particular	Mercado Colón	75	1
21	8068	12 de Noviembre y Vargas Torres	200	303
22	8066	12 de Noviembre y Maldonado	250	346
23	s/n Particular	Cevallos y Tomas Sevilla	160	1
24	8219	Mercado Modelo	200	265
25	s/n Particular	Sucre y Mariano Égüez	50	1
26	7441	Mercado Modelo 1	200	277
27	7572 Particular	Mercado Modelo	200	1
28	6130 Particular	Espejo y J B. Vela	50	1
29	2324 Particular	Banco Pichincha	200	1
30	2625 Particular	Fiscalía de Tungurahua	300	1
31	7577 Particular	Hotel Emperador	450	1
32	s/n Particular	Cevallos y Espejo	50	1
33	978 Particular	CC Teófilo López	160	1
34	5799	CC Teófilo López	200	439
35	s/n Particular	CC Jacho	50	1
36	8207	Mercado Artesanal	250	192
37	5553	Mercado Artesanal 2	400	217
38	7249 Particular	Mercado Central	125	1

ANEXO V

Otras técnicas heurísticas y metaheurísticas empleadas en la Planificación de SED.

- **Búsqueda Tabú (Tabu Search, TS).**

Esta técnica se ha utilizado en PSED especialmente para determinar el recorrido de alimentadores primarios y la ubicación de subestaciones de AV/MV y consiste en un algoritmo iterativo que explora el espacio de soluciones vecinas sin entramparse necesariamente en un óptimo local, para ello se permiten movimientos que pueden empeorar la solución inicial o la mejor obtenida hasta el momento, a la vez que los últimos movimientos que sirvieron para llegar a la solución se almacenan en una lista, y no pueden ser realizados en las siguientes iteraciones (lista tabú), de forma de evitar ciclos durante el proceso de optimización, es decir, la búsqueda tabú es una combinación de búsqueda local con memoria de corto plazo.

Otro elemento a considerar, además de la lista tabú tendiente a evitar ciclos, es el denominado criterio de aspiración, el cual consiste en que si alguno de los movimientos prohibidos almacenados en la lista tabú, cumple una determinada condición, típicamente si mejora la solución, puede ser liberado y utilizado en el proceso de optimización, fenómeno conocido como olvido estratégico, constituyéndose esta parte como una memoria de largo plazo [29].

Las iteraciones continúan hasta cumplir un criterio de parada que puede ser: después de un número fijo de iteraciones, luego de que en varias iteraciones no se mejore la solución obtenida o cuando el objetivo alcanzado cumple con un parámetro umbral predefinido [43].

Recocido Simulado (Simulated Annealing, SA).

Esta técnica meta-heurística de optimización se inspira en el proceso físico de templar un metal, esto es calentar un metal a una temperatura elevada para luego enfriarlo controladamente, de manera de lograr una reconfiguración de las moléculas mediante una cristalización óptima.

Inicialmente, a temperaturas muy elevadas se produce una amalgama líquida en el que las partículas se configuran aleatoriamente. El estado sólido se caracteriza por tener una configuración concreta de mínima energía (el mínimo global). Para alcanzar esa configuración es necesario enfriar la amalgama lentamente ya que un enfriamiento brusco paralizaría el proceso y se llegaría a una configuración distinta de la buscada (un mínimo local distinto del mínimo global).

Las diferentes configuraciones que se pueden obtener corresponden con las distintas soluciones en el problema de optimización combinatoria, y el óptimo es el mínimo global. Se puede asimilar el templado simulado como una variación de la simulación de Monte Carlo, cuyo estudio se basa en la simulación del comportamiento de una colección de átomos a una cierta temperatura. En cada iteración, cada átomo es sometido a un desplazamiento aleatorio que provoca un cambio global en la energía del sistema (δ). Si $\delta < 0$, se acepta el cambio; en caso contrario, el cambio se acepta con probabilidad $e^{-\delta/kT}$ siendo k la denominada constante de Boltzman y T la temperatura absoluta.

Para un número grande de iteraciones el sistema alcanza el equilibrio en cada temperatura, y la distribución de probabilidad del sistema sigue la distribución de Boltzman:

$$\text{Prob}\{X_T = i\} = \frac{1}{Z(T)} \exp\left(\frac{-E_i}{kT}\right)$$

Ecuación 1.17. Distribución de Boltzman

Siendo E_i la energía del estado i y $Z(T)$ = la constante de normalización.

A la función $\exp\left(\frac{-E_i}{kT}\right)$ se la denomina función de aceptación y asegura el que el sistema converja a la distribución de Boltzman [44].

Teniendo en consideración lo anterior, se puede entender la analogía entre el proceso de recocido o temple y la resolución de un problema de optimización combinatorial, señalando las siguientes asociaciones, el estado S_i representa una solución factible del problema, E_i es el valor de la función objetivo evaluada en la solución, y la temperatura representa la variable de control, ella maneja la probabilidad de aceptación de una solución que empeora localmente la solución encontrada hasta el momento.

ORDEN DE EMPASTADO