ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

UTILIZACIÓN DE ALGORITMOS GENÉTICOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES EN REDES RADIALES DE DISTRIBUCIÓN – APLICACIÓN A LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA

IVETH DANIELA GUANOLUISA PILATÁSIG

iveth.guanoluisa@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

fabian.perez@epn.edu.ec

Quito, Julio 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Iveth Daniela Guanoluisa Pilatásig, bajo mi supervisión.

Dr.-Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Iveth Daniela Guanoluisa Pilatásig, 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.

Iveth Daniela Guanoluisa Pilatásig

DEDICATORIA

A mi madre Libia, por su inmenso amor y por estar siempre a mi lado, por ser un digno ejemplo de mujer luchadora y valiente que me ha demostrado que con esfuerzo y perseverancia se obtienen los grandes logros y por creer firmemente en que la mejor herencia hacia un hijo es la educación. Todo lo que soy es gracias a ella.

A mi hermano Fabián, por estar conmigo en cada momento de mi vida, por ser mi figura paterna, mi mejor amigo, mi confidente y mi apoyo incondicional.

A mi hermana Patricia por su confianza para conseguir esta meta. A mis sobrinos Darla, Kerly y Hamilton por tantos gratos momentos compartidos.

A mis segundos padres Gladys y Gonzalo, por su amor incondicional, su cariño, su apoyo constante y sus consejos. Ustedes han estado en mis mejores momentos y han sabido levantarme de mis tropiezos.

A la memoria de mi abuelita Baltazara Montaluisa.

Y finalmente a Fernando, por tu amor y tu paciencia y por todas las cosas que haces por mí. I promise that I will love you with all my heart, love of my life.

AGRADECIMIENTO

A mi madre Libia, por el gran esfuerzo que ha hecho todo este tiempo para sacarnos adelante a pesar de las circunstancias. Gracias por brindarme el apoyo necesario para culminar mis estudios universitarios.

A mis hermanos Fabián y Patricia por el apoyo e interés hacia mí que permitieron finalizar esta etapa.

A mi segunda madre Gladys, por estar pendiente de mí y ayudarme en todo. Usted es una de las personas que más ha contribuido a que alcance esta meta.

A mi familia que de una u otra manera ha logrado estimularme para continuar en mis estudios.

Al Doc. Fabián Pérez, no solo por ser uno de los mejores catedráticos de la EPN, sino por ser una gran persona y un apoyo incondicional. Gracias por los conocimientos que permitieron finalizar este trabajo.

A mis amigos de toda la carrera, por los buenos momentos que hemos compartido. Realmente los amigos son la familia que uno elige.

Finalmente extiendo un agradecimiento especial a la Empresa Eléctrica Quito por la apertura para la realización del presente trabajo de titulación.

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. Objetivos 2
1.2. Alcance 3
1.3. Justificación 3
2. MARCO TEÓRICO 5
2.1. Descripción de los Sistemas de Distribución 5
2.2. Elementos de protección de los sistemas de distribución 11
2.3. Conceptos básicos de Confiabilidad 18
2.4. Confiabilidad en sistemas de distribución 24
2.5. Métodos de Evaluación de la Confiabilidad 30
2.6. Tipos de valoración de datos 33
2.7. Caracterización de los Elementos para la Metodología de Evaluación de Confiabilidad seleccionada 34
2.8. Algoritmos Genéticos (AG) 37
3. DESARROLLO DEL ALGORITMO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES 43
3.1. Metodología para establecer del Modelo Matemático orientado a la Evaluación de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución Radiales 45
3.2. Función Objetivo para determinar la Ubicación Óptima de Reconectadores 57
3.3. Optimización con Algoritmos Genéticos de la Ubicación de Reconectadores 59
4. APLICACIÓN DEL ALGORITMO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS 75
4.1. Sistema de prueba 1 75
4.2. Sistema de prueba 2 86

4.3. Sistema de prueba 3 92
4.4. Circuito primario perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito 97
5. CONCLUSIONES 109
5.1. Conclusiones 109
5.2. Recomendaciones 111
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 112
7. ANEXOS 115

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se desarrolla una herramienta computacional, a través de una interfaz gráfica de MATLAB, que permite determinar la ubicación óptima de reconectadores en sistemas de distribución con topología radial. Con esto se espera minimizar el índice de confiabilidad que cuantifica las afectaciones por la falta de servicio eléctrico conocido como Energía no Suministrada (ENS).

Para la evaluación de la confiabilidad que permita calcular la ENS se utiliza una metodología basada en la construcción de una matriz de estados operativos, para esta matriz se considera la presencia de una falla en cada uno de los tramos del sistema de distribución y se realiza el análisis del comportamiento del sistema frente a este evento; con esto finalmente se procede a efectuar los cálculos correspondientes para la obtención de la ENS.

El problema de ubicación óptima de reconectadores está representado a través de una formulación de tipo mono-objetivo no lineal binaria, debido a que la función a ser minimizada es únicamente la ENS, para su resolución se hace uso de los algoritmos genéticos (AG) como método de optimización. Además, se desarrolla una subrutina de AG que será contrastada con el *toolbox* de AG incluido en MATLAB para encontrar la mejor solución al problema planteado.

A través de tres sistemas de prueba, se verificará la reducción del ENS dando validez a la herramienta computacional desarrollada. Finalmente, se aplicará dicha herramienta a un sistema real perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito con lo cual se determina las posiciones óptimas donde deben ser ubicados los reconectadores para mejorar la confiabilidad del sistema.

PALABRAS CLAVE: Algoritmos genéticos, confiabilidad, Energía no Suministrada, herramienta computacional, minimización, redes radiales, ubicación óptima.

ABSTRACT

In this work, a computational tool is developed through a graphical interface of MATLAB that allows to determine the optimal location of reclosers in distribution systems with radial topology. This is expected to minimize the reliability index that quantifies the affectations due to the lack of electrical service known as Energy not Supplied (ENS).

For the evaluation of the reliability that allows to calculate the ENS, a methodology based in the construction of a matrix of operating states is used, for this matrix is considered the presence of a failure in each of the sections of the distribution system and then, the analysis of the behavior of the system in front of this event is realized; with this, the corresponding calculations are made for obtaining the ENS.

Optimal location problem of reclosers is represented by a binary non-linear mono-objective type formulation, because the function to be minimized is only the ENS, for its resolution is used of the Genetic Algorithms (AG) as optimization method. In addition, AG subroutine is developed that will be contrasted with the toolbox of AG included in MATLAB to find the best solution to the problem.

Through three test systems, the reduction of the ENS will be verified, giving validity to the developed computational tool. Finally, this tool will be applied to a real system belonging to Empresa Eléctrica Quito, which determines the optimum positions where reclosers should be located to improve the reliability of the system.

KEYWORDS: Genetic Algorithms, reliability, Energy not Supplied, computational tool, minimization, radial networks, optimal location.

1. INTRODUCCIÓN

Durante épocas pasadas, los sistemas de distribución recibían menos atención en comparación con los sistemas de potencia, en cuanto a la modelación y evaluación de la confiabilidad. Sin embargo, las interrupciones de energía eléctrica en esta etapa tienen un efecto mucho más localizado que los eventos de falla en los sistemas de potencia, provocando graves consecuencias económicas para los consumidores finales [1].

Actualmente la calidad de servicio eléctrico constituye un aspecto de gran relevancia para los sistemas de distribución, debido principalmente al aumento de la demanda y al cumplimiento de la regulación No. CONELEC-004/01 emitida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL en cuanto a: perturbaciones de voltaje, nivel de voltaje, factor de potencia, frecuencia y duración de interrupciones, etc., que deben cumplir las empresas distribuidoras en el Ecuador. De esta manera, los índices de confiabilidad son utilizados como una estrategia en la medición de la calidad de servicio, la cual se convierte en la meta a corto plazo para dichas distribuidoras.

Las redes de distribución conforman uno de los componentes fundamentales de los sistemas eléctricos, asumiendo la responsabilidad de mantener los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico para los usuarios finales. Sin embargo, en el Ecuador la mayor parte de los sistemas de distribución tienen topología radial, haciéndolos vulnerables a interrupciones del suministro de energía a causa de fallas que se pueden presentar; siendo necesario proveer un análisis de confiabilidad de cada sistema y proponer alternativas para su mejoramiento.

El mejoramiento de los índices de calidad de servicio para los sistemas de distribución está relacionado estrechamente con la instalación y operación adecuada de los equipos en las redes eléctricas. En este sentido, los equipos de protección que son ubicados en las redes de distribución deben tener como prioridad: la atenuación de los efectos de los eventos de falla, la realización de transferencias de carga donde sea conveniente y también salvaguardar la vida útil de otros componentes inmersos en la red.

De acuerdo a lo anterior, dentro de los equipos que cumplen dichas capacidades operativas están los reconectadores y, de ahí la importancia de realizar un estudio de su ubicación óptima a través de una metodología que ayude a mejorar los índices de calidad de servicio de las redes de distribución, para que se pueda llegar al cumplimiento de las regulaciones preestablecidas y se promuevan posteriores desarrollos que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica hacia los consumidores.

Las consecuencias de no realizar este tipo de estudios en los sistemas de distribución del Ecuador, van de la mano con el incumplimiento de las distintas empresas de las regulaciones emitidas por el ARCONEL siendo los principales afectados los consumidores finales por las interrupciones que se presentan en el suministro eléctrico debido a la ocurrencia y duración de fallas en el sistema.

De esta manera, el presente trabajo de titulación buscará y seleccionará de la literatura técnica una metodología que permita desarrollar este tipo de estudios, para su aplicación en una parte del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ). Para ello, considerando que los métodos de optimización convencionales no son la herramienta adecuada para resolver este tipo de problemas complejos, el presente trabajo hará uso de un método de optimización basado en algoritmos genéticos que se adapten al problema en cuestión.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

- Desarrollar, a través de una interfaz gráfica implementada en MATLAB, una herramienta computacional que, mediante la utilización de algoritmos genéticos, permita determinar la ubicación óptima de reconectadores en un sistema eléctrico de distribución con topología radial de modo que se minimice la energía no suministrada ENS.

1.1.2. Objetivos específicos

- Seleccionar una metodología para establecer el modelo matemático de la red eléctrica orientado a la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución radial.
- Desarrollar, a través de una interfaz gráfica en MATLAB, una rutina que permita implementar la metodología seleccionada y utilizar un método de optimización basado en algoritmos genéticos, para encontrar la ubicación óptima de reconectadores tomando como criterio la minimización de la energía no suministrada ENS.
- Aplicar la rutina elaborada a un sistema de prueba estandarizado y verificar que la ENS obtenida sea la mínima en función de la ubicación de los reconectadores.
- Validar tanto la metodología de modelamiento matemático de la red como la optimización con algoritmos genéticos en un circuito primario radial perteneciente

al sistema de distribución de la EEQ, de modo que se pueda verificar el mejoramiento de la confiabilidad con respecto a las condiciones iniciales.

1.2. Alcance

El trabajo de titulación considera en primera instancia una búsqueda y revisión de las diferentes metodologías propuestas para establecer el modelo matemático de la red orientado a la evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución radiales. Esta tarea estará enfocada principalmente en aquellas metodologías que consideran la ubicación de los diferentes elementos de protección y de transferencia existentes en un alimentador primario. Luego de lo cual, se seleccionará aquella metodología que permita encontrar el modelo matemático de la red menos complejo.

Dentro del alcance del trabajo se considera el desarrollo de una rutina en el entorno de MATLAB a través de una interfaz gráfica, la misma que se basará en la metodología de modelamiento seleccionada. Para la optimización, es decir para encontrar la ubicación óptima de reconectadores que minimice la ENS, igualmente se desarrollará una herramienta en MATLAB que hace uso de algoritmos genéticos (AG). La aplicación del método de optimización se fundamenta en que los AG son la herramienta adecuada para resolver este tipo de problemas ya que se acoplan de mejor manera al modelo matemático a ser resuelto y a la complejidad de los sistemas de distribución, proporcionando resultados más confiables y en menor tiempo de simulación.

Hecho esto, a través de la rutina elaborada se probará tanto la metodología de modelamiento matemático de la red como la optimización con AG, en un sistema de distribución estandarizado para este tipo de análisis empleado en la literatura especializada [2]. Los resultados que se obtendrán deberán demostrar la minimización de la ENS con la ubicación óptima de reconectadores.

Para la validación de la propuesta se tomará un ejemplo real correspondiente a un alimentador primario con datos proporcionados por la EEQ, con lo cual y utilizando la metodología seleccionada, la minimización de la ENS deberá ser satisfecha.

1.3. Justificación

La ubicación óptima de reconectadores en sistemas de distribución permite actuar de manera oportuna frente a las distintas contingencias que se pueden presentar en el sistema, además de reducir pérdidas de energía, aislar fallas, mejorar los niveles de voltaje, balancear cargas entre distintos circuitos primarios, etc. De esta manera, buscar una metodología adecuada que permita optimizar la ubicación de reconectadores genera una

estrategia que facilita el cumplimiento de los lineamientos regulatorios a los que se sujetan las empresas distribuidoras.

Al desarrollar una rutina computacional basada en una metodología orientada a la ubicación óptima de reconectadores, se facilitará y se motivará a las empresas de distribución para que realicen este tipo de estudios cuyo objetivo es minimizar la ENS, lo que representa no sólo beneficios en la parte técnica (mejoramiento de los índices numéricos de calidad) sino también la reducción de cortes de suministro eléctrico, lo que significa un mayor nivel de satisfacción de los clientes.

Si bien la ENS no es el único índice de confiabilidad utilizado por las empresas distribuidoras, es el que mejor se ajusta en la cuantificación de la afectación económica a los usuarios y de las penalizaciones económicas impuestas por el ente regulador frente al incumplimiento de las responsabilidades como distribuidores de energía.

Aun cuando la función objetivo de la metodología a ser seleccionada será únicamente la ENS, ésta resulta ser muy compleja para ser resuelta a través de métodos convencionales de optimización. Por esta razón, el uso de un método basado en AG que permita encontrar la ubicación de reconectadores, que a su vez minimice la ENS de una red radial de distribución, representa la vía más adecuada de solución.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se realiza una descripción sobre las partes y los elementos que constituyen los sistemas de distribución y que permiten entregar la energía eléctrica a los consumidores finales. De igual manera, se especifican los componentes del sistema de distribución primario que permita sustentar la aplicación a la que se encuentra dirigida este trabajo de titulación.

Posteriormente, se presentan conceptos fundamentales acerca de la confiabilidad de los sistemas de distribución, sus métodos de evaluación y los tipos de valoración que se efectúan con los datos que disponen las distintas empresas distribuidoras. Además, se tiene el detalle sobre los índices de confiabilidad y su clasificación en base a: la carga instalada, la demanda, a los usuarios, etc. Para esto, se realiza una revisión bibliográfica que constate cada uno de los aspectos mencionados.

Finalmente, se hace referencia a los términos empleados para el proceso de optimización con AG, así como sus distintas etapas; debido a los cuales se dará cumplimiento a los objetivos planteados para este trabajo de titulación denominado utilización de AG para la ubicación óptima de reconectadores en redes radiales de distribución.

2.1. Descripción de los Sistemas de Distribución

Los sistemas eléctricos se componen de cuatro etapas fundamentales que son: generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica; con el propósito fundamental de transportar la energía eléctrica desde los grandes centros de generación hacia los consumidores finales con los mejores niveles en cuanto a calidad de servicio [3].

Sin embargo, la infraestructura de los sistemas eléctricos puede incorporar etapas adicionales como se muestra en la Figura 2.1. De esta forma, se visualiza que el proceso de transporte de energía inicia con la generación. Luego, a través de transformadores elevadores que se ubican a la salida de las distintas centrales de generación de energía eléctrica, se aumenta los niveles de voltaje para la transmisión. La etapa de transmisión incluye el recorrido de largas distancias con pérdidas reducidas de energía y cuyo destino es las subestaciones receptoras. El sistema de subtransmisión permite el traslado de la energía eléctrica desde las subestaciones receptoras hasta las empresas distribuidoras, de tal manera que se alimente eléctricamente a las subestaciones de distribución. Los sistemas primarios que salen de las subestaciones de distribución entregan la energía a los transformadores que reducen el voltaje a niveles de consumo, la etapa final consiste en entregar la energía a los usuarios residenciales, comerciales y/o industriales mediante los sistemas secundarios.

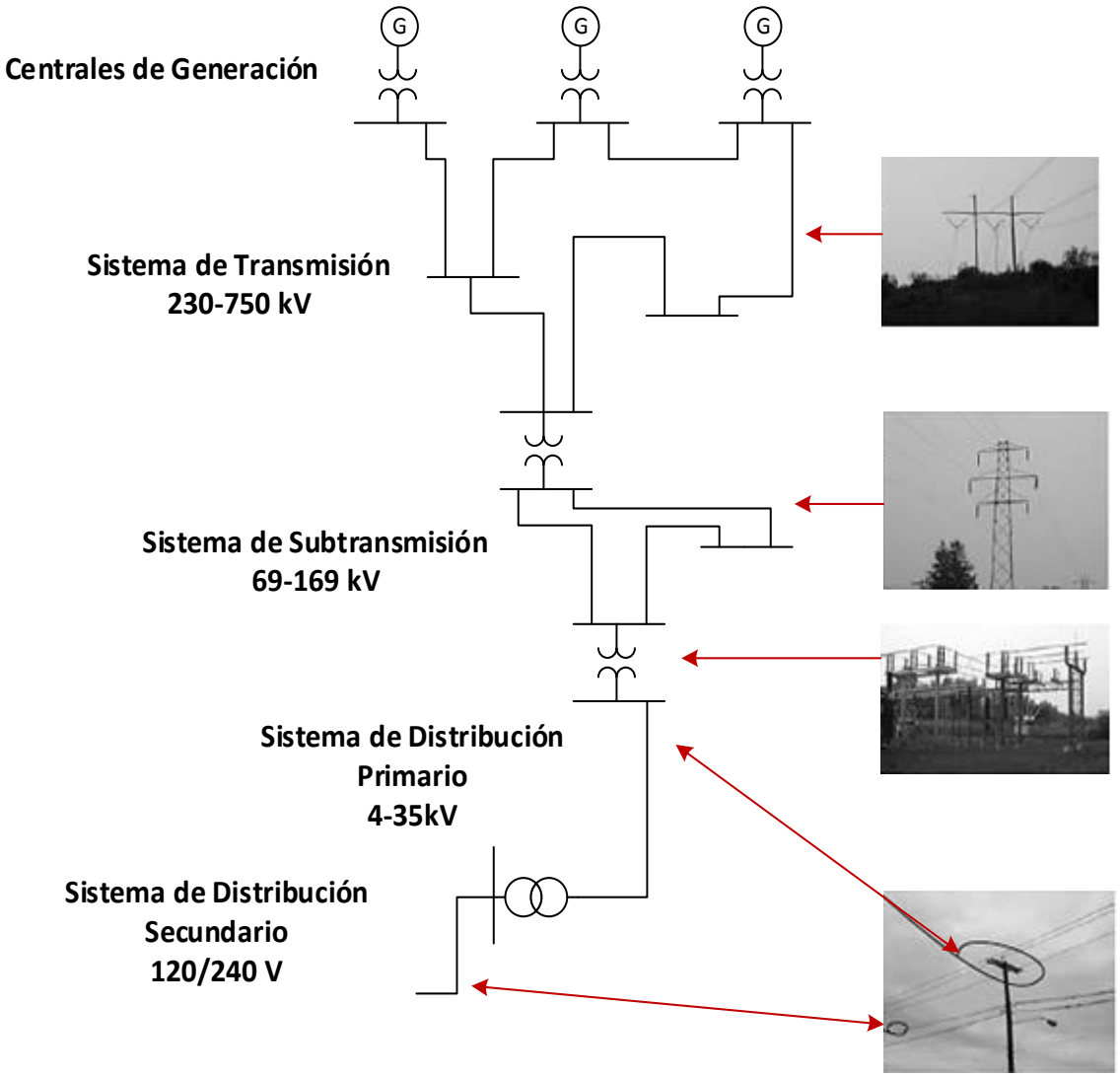

Figura 2.1. Descripción general de la infraestructura del sistema eléctrico [4]

2.1.1. Partes del Sistema de Distribución

Los sistemas de distribución son extensos debido principalmente a que la energía eléctrica debe ser entregada a los clientes no solos concentrados en las ciudades sino también en regiones alejadas de éstas. Así también, dado que las redes de distribución se encuentran ubicadas a lo largo de las diversas carreteras y calles secundarias, estos sistemas se consideran complejos.

Generalmente el sistema de distribución comienza con la subestación distribuidora alimentada por una o más líneas de subtransmisión. En ciertos casos y dependiendo de cada empresa distribuidora, esta subestación es alimentada directamente por las líneas de transmisión (alto voltaje) sin la necesidad de presentar un sistema de subtransmisión [5].

De acuerdo con la Figura 2.2, los sistemas de distribución están conformados por:

a. Subestaciones de distribución: es el lugar donde se transforma la energía transportada por las líneas de subtransmisión y además, se da lugar a la formación de los circuitos primarios.

b. Circuitos primarios: conocidos también como redes primarias, conducen la energía eléctrica hasta cada uno de los transformadores de distribución. En Ecuador los voltajes a los que se encuentran los circuitos primarios son: 22.8 kV, 13.8 kV, 13.2 kV, 6.9 kV, 6.3 kV, etc.

c. Transformadores de distribución: son los equipos que reducen el voltaje a niveles requeridos por los consumidores finales que se conectan a los sistemas secundarios.

d. Redes secundarias: se ubican a la salida de los transformadores de distribución y son las encargadas de finalizar el transporte de energía eléctrica hasta los usuarios con niveles de voltajes de: 220/127, 210/121 y 240/120.

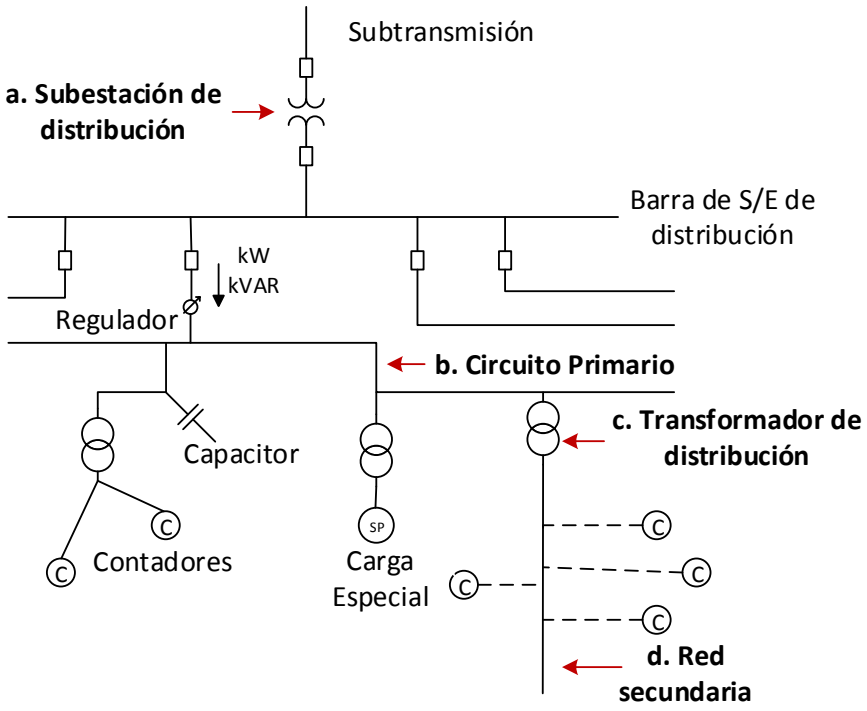

Figura 2.2. Sistema de Distribución simplificado [3]

2.1.2. Circuitos primarios de distribución

Las redes primarias salen desde las subestaciones de distribución y recorren extensas áreas para suministrar la energía eléctrica, de esta manera las redes pueden alcanzar grandes longitudes con variadas formas. Debido a que el enfoque del presente trabajo de

titulación está direccionado a los circuitos primarios de distribución, se describe cada uno de sus componentes en esta sección y se los representa mediante la Figura 2.3.

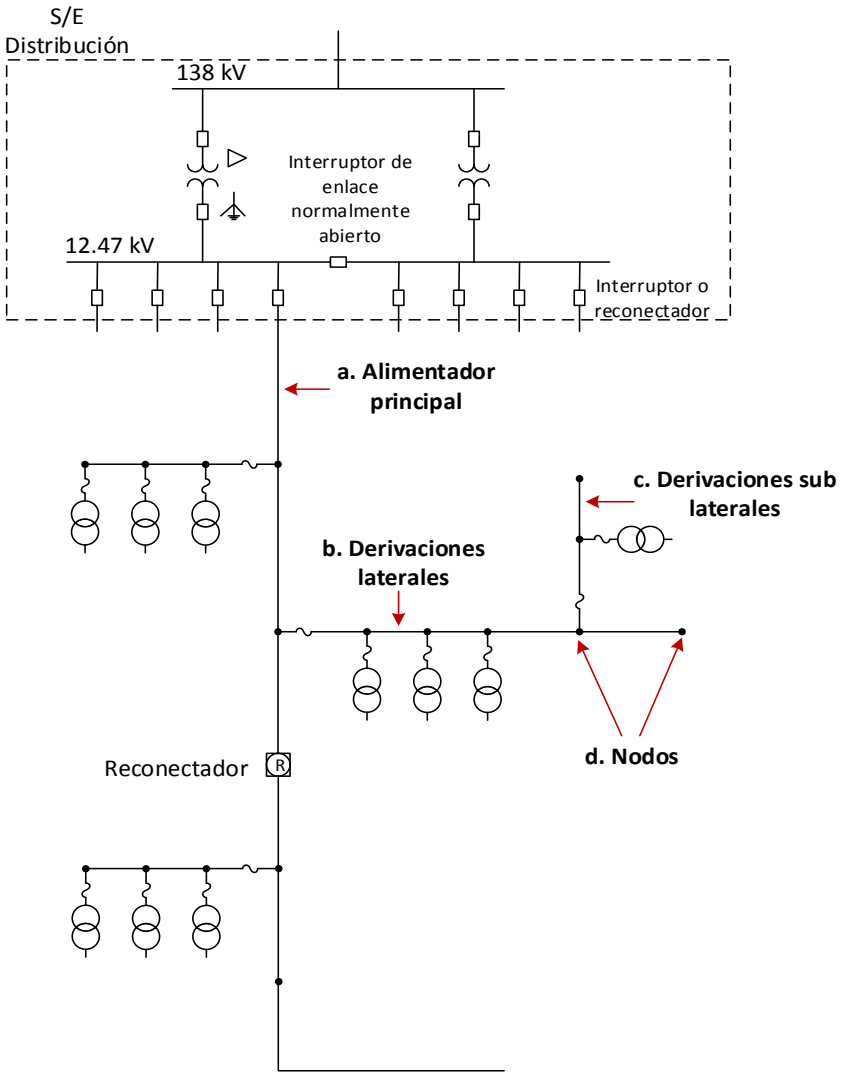

Figura 2.3. Sistemas primarios de distribución [4]

a. Alimentador principal: llamado también troncal principal, está conformado por un conductor trifásico grueso (por ejemplo de calibres 500 o 750 kcmil [4]) que sale desde la subestación de distribución y recorre distintas áreas para suministrar energía eléctrica a los transformadores de distribución. Comúnmente, a lo largo del alimentador principal se ubican elementos de protección como interruptores y reconectadores.

b. Derivaciones laterales: son las ramificaciones de la red eléctrica primaria, estas derivaciones laterales pueden ser: monofásicas, bifásicas o trifásicas. Además, es normal encontrar fusibles dividiendo las derivaciones laterales del alimentador principal.

c. Derivaciones sublaterales: los sublaterales, mediante fusibles, salen de las derivaciones laterales para alimentar a un determinado número de transformadores monofásicos.

d. Nodos: dentro de los circuitos primarios de distribución se dispone de nodos que son los puntos donde existe la conexión de dos o más componentes del circuito, y a través de los cuales se segmenta la red primaria.

e. Tramo: son las zonas que ante la presencia de una perturbación sufren las mismas afectaciones, generalmente están delimitadas por elementos de protección y/o maniobra.

2.1.3. Esquemas constructivos de los circuitos primarios de distribución

Normalmente, en los sistemas de distribución los usuarios del servicio eléctrico no se encuentran concentrados en un mismo punto; asimismo, debido a los diseños de las calles, la forma del área cubierta por el circuito y los obstáculos que se pueden presentar existe varias configuraciones de las redes primarias de los sistemas de distribución [6], entre las que se destacan: radiales, anillo y mallado; las mismas que serán revisadas seguidamente.

2.1.3.1. Esquema radial

En la Figura 2.4 se observa el diagrama correspondiente al esquema radial de los sistemas primarios de distribución.

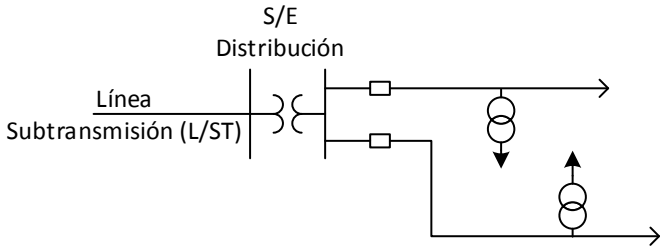

Figura 2.4. Esquema radial [Elaboración Propia]

Las principales características de este sistema son:

- Poseen un solo camino para el flujo de potencia y no existe ningún otro sistema de respaldo conectado.
- Es el esquema más simple y común dentro de las redes primarias de distribución.
- Su costo de construcción es bajo.
- Es utilizado en zonas de densidad de carga baja y en donde otros esquemas no son económicamente viables.

- La confiabilidad del servicio es baja, debido a que sus elementos se encuentran en serie.

2.1.3.2. Esquema en anillo

Este tipo de esquemas constructivos de los sistemas primarios se caracterizan por:

- Tener al menos dos caminos para el flujo de potencia.
- Poseer un disyuntor normalmente cerrado de enlace y una topología compleja.
- Un costo alto de construcción.
- Ser utilizado en zonas de densidad de carga alta, haciendo que los circuitos rodeen el área de servicio.
- Beneficiarse de una confiabilidad de servicio alta, es decir, se tiene un servicio más continuo que en el esquema radial.

Se visualiza en la Figura 2.5 el esquema en anillo de los sistemas primarios de distribución.

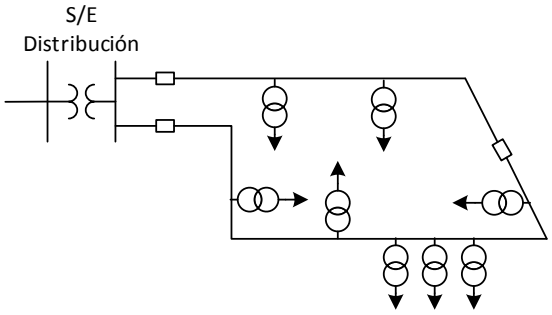

Figura 2.5. Esquema en anillo [Elaboración Propia]

2.1.3.3. Esquema mallado

Para el esquema mallado de los sistemas primarios de distribución se conocen las siguientes características:

- El flujo de potencia tiene varios caminos, esto es incorporando varias subestaciones de distribución que se encarguen de alimentar a las redes primarias.
- El costo es el más elevado al compararlo con los otros dos esquemas.
- Se lo utiliza en zonas estratégicas de gran importancia, donde la densidad de carga es bastante elevada.
- La confiabilidad del servicio es la más alta frente a los otros esquemas.

Mediante la Figura 2.6 se ilustra el esquema mallado de los circuitos primarios.

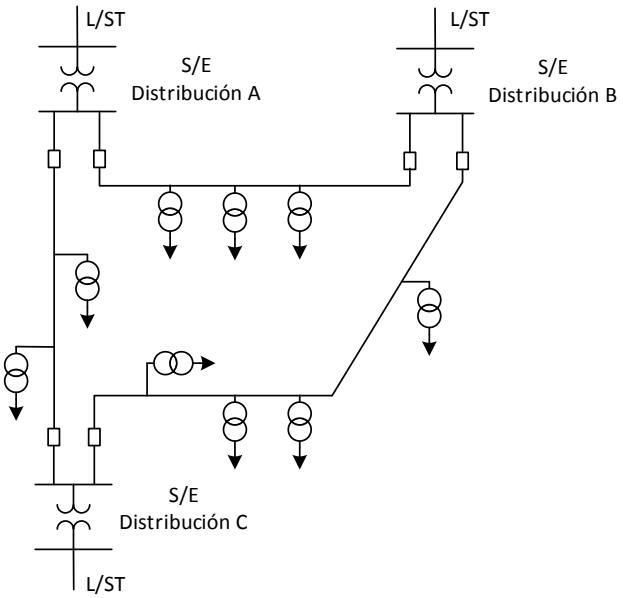

Figura 2.6. Esquema mallado [Elaboración Propia]

2.2. Elementos de protección de los sistemas de distribución

En los sistemas de distribución se presentan varias perturbaciones, ya sean temporales o permanentes, que ocasionan la discontinuidad del servicio eléctrico; es por eso que se requiere la instalación de elementos de protección. La función principal estos elementos es proteger a los equipos inmersos en el sistema eléctrico y al personal encargado de sus reparaciones, a fin de mitigar o minimizar las afectaciones a los consumidores finales.

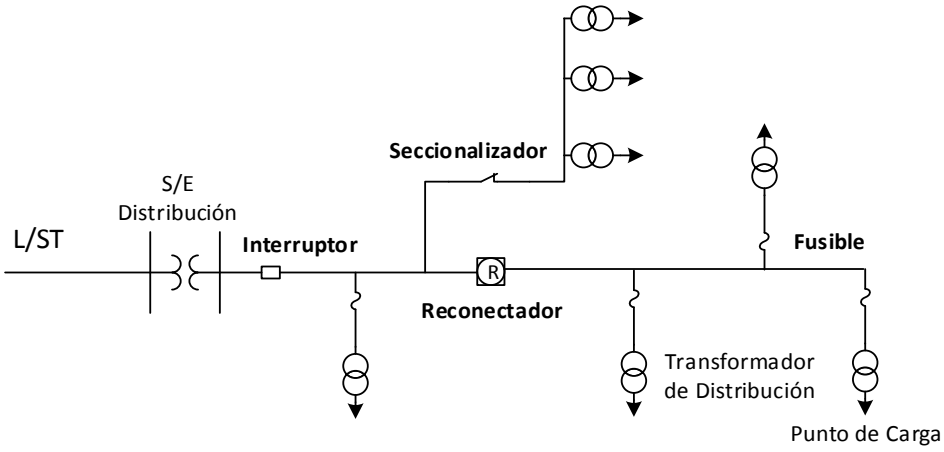

Figura 2.7. Disposición de los elementos de protección en un circuito primario [Elaboración Propia]

Por lo general, en los sistemas de distribución el troncal principal trifásico se encuentra protegido en su cabecera por un interruptor de potencia o por un reconectador trifásico. De igual forma a lo largo del alimentador principal se ubican los reconectadores y finalmente

como protección para las derivaciones laterales se emplea seccionalizadores y fusibles [3]. Esta disposición puede ser observada en la Figura 2.7.

2.2.1. Interruptor de potencia-relé

Dentro del conjunto interruptor de potencia-relé, la detección de la falla en el circuito primario se realiza mediante el relé y para su despeje se requiere del interruptor de potencia, de esta forma el conjunto interruptor-relé representa uno de los dispositivos mayormente usados en la salida de las subestaciones de distribución y en cada uno de sus circuitos primarios. Así también, se dispone de estos elementos con alta capacidad de interrupción a causa de los elevados valores de corriente que se presentan al producirse fallas permanentes o transitorias en el sistema.

Los interruptores de potencia son dispositivos de apertura o cierre mecánico cuya característica predominante es su operación bajo carga y la interrupción de corrientes de falla. Por tal razón, los interruptores de potencia deben ser capaces de cerrar en condiciones tales que las corrientes que se establecen pueden alcanzar hasta 1.6 veces su capacidad nominal [3].

Adicionalmente, estos elementos de protección utilizan como medios de interrupción: aceite, vacío, aire y/o SF6; siendo los interruptores de aceite y vacío los más comunes en las subestaciones de distribución [4].

2.2.2. Seccionalizadores automáticos

Estos dispositivos de protección utilizan un mecanismo que no está calificado para interrumpir la corriente de falla, es decir, la operación del seccionalizador ocurre cuando el circuito está desenergizado debido a la actuación previa de interruptores o reconectadores [7]. Además, su apertura y restablecimiento se realiza de forma automática.

Su disposición en las redes primarias permite aislar las fallas a través del seccionamiento de las zonas que están bajo su efecto, de tal manera que el número de usuarios afectados sea el menor posible.

Los seccionalizadores no poseen ninguna curva de tiempo-corriente[1] (debido a que no interrumpen corrientes de falla), es por esto que se los localiza entre dos elementos de protección que si las incluyan como es el caso de reconectadores o de interruptores [3].

[1] Las curvas tiempo-corriente son llamadas también curvas de operación o curvas características, muestran la relación entre la corriente y el tiempo en el cual se produce la operación del dispositivo de protección, dichas curvas son proporcionadas por el fabricante.

2.2.3. Fusibles

Este tipo de elemento es utilizado para la protección en las derivaciones laterales de los circuitos primarios de distribución, siendo el mecanismo más sencillo para la interrupción de corrientes producidas por los distintos eventos de sobrecargas y cortocircuitos del sistema. La presencia del fusible implica la protección de las zonas que se encuentran aguas abajo del tramo en el cual se lo coloque.

Existen algunos tipos de fusibles que incluyen: fusibles de expulsión, fusibles de no expulsión y fusibles limitadores de corriente; de éstos, los tipo expulsión son los más comunes en las estructuras de distribución aéreas. Sin embargo, acorde con los estándares especializados, los fusibles son clasificados según la pendiente de las curvas tiempo-corriente en fusibles: tipo K (rápidos), tipo T (lentos), tipo N, entre otros [7].

2.2.4. Reconectadores

Alrededor del 80 y 95 % de fallas en los sistemas de distribución son temporales, es decir, su duración es de algunos pocos segundos [8]. Esto da lugar a la actuación innecesaria de los elementos de protección como interruptores y fusibles, haciendo que el restablecimiento de la operación normal del sistema implique largos intervalos de tiempo. Es por esta razón que se requiere que un dispositivo capaz de desconectar el circuito de distribución antes que operen los interruptores o los fusibles, estos dispositivos son conocidos como reconectadores o restauradores automáticos.

Los reconectadores son dispositivos autocontrolados capaces de detectar sobrecorrientes e interrumpirlas, luego de lo cual se procede a la reconexión automáticamente de los circuitos de distribución para el restablecimiento de la energía eléctrica. A través del sistema de control que poseen los reconectadores se programa el número de reconexiones (generalmente 3 o 4) que se permiten realizar antes de que el dispositivo desconecte definitivamente la red. Dicho de otra manera, si el restaurador detecta una falla temporal abrirá el circuito por un intervalo de tiempo pequeño y transcurrido el mismo se procederá a la reconexión nuevamente, de tal forma que se pueda comprobar que la perturbación se haya extinguido; en el caso de que persista la falla, el reconectador repetirá su ciclo de desconexión y reconexión las veces que se haya programado.

Entonces se evidencia que la función primordial del reconectador es clasificar si la falla ocurrida en el sistema de distribución es de carácter temporal o permanente. En el caso que se produjera una falla temporal, el restaurador tomará las acciones necesarias para que en el transcurso de sus reconexiones la falla siga permaneciendo en este estado y no

se convierta en falla permanente a causa de la indebida actuación de otros elementos de protección (interruptores y fusibles).

2.2.4.1. Secuencia de operación

Al igual que un interruptor automático, la interrupción en los reconectadores ocurre cuando la corriente realiza su cruce por cero (ver Figura 2.8). Generalmente y acorde con la programación del restaurador automático y en el caso particular que se lo use, se permite un máximo de cuatro desconexiones y tres reconexiones del circuito. Además, la operación de todo reconectador responde a sus curvas tiempo-corriente características.

Según [8] y [9], la operación de los reconectadores se caracterizan por:

- Corriente mínima de operación: es la menor corriente que ocasiona el inicio de la operación del restaurador automático.
- Tiempo de reconexión: Se da lugar entre la apertura y el cierre del reconectador, es el intervalo de tiempo en el cual el dispositivo automático tiene sus contactos abiertos.
- Tiempo de reposición: dado en el instante en que se produce la reposición de la programación preestablecida en el reconectador, esto es luego de que la secuencia de operación se haya completado.

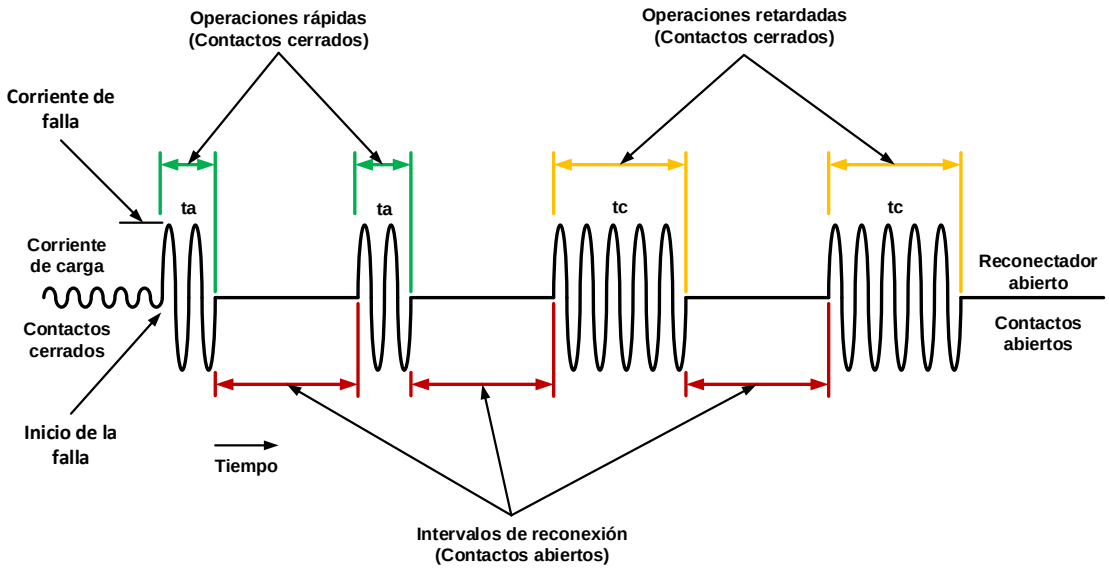

Figura 2.8. Secuencia típica de la operación de un reconectador [9]

A través de la Figura 2.8 se representa la secuencia típica de la operación del reconectador, donde se muestran los tres intervalos de reconexión, así como el uso de dos tipos de curvas durante la desconexión del dispositivo: una con operaciones rápidas (t_a) y otra con

operaciones retardadas (t_c), cada una de éstas se presenta en dos intervalos; de esta manera se evidencia la actuación de los restauradores automáticos ante una posible perturbación en el sistema de distribución.

Si existe una corriente que tenga un valor mayor al establecido inicialmente en la corriente mínima de operación, el reconectador actúa por primera vez de acuerdo con su curva rápida y en un tiempo t_a, posteriormente reconecta el circuito y verifica la extinción de la perturbación. Si la falla continúa, se da la segunda operación del reconectador en la curva rápida y con el mismo tiempo t_a, a continuación se abren los contactos del reconectador empezando nuevamente la reconexión de la red y la comprobación de la inexistencia de la falla. La tercera operación del restaurador automático se llevará a cabo si persiste la falla, para este caso se utilizará la curva retardada o lenta durante un tiempo t_c, luego de lo cual se procederá a reconectar por última vez la red y se confirmará si ha desaparecido la falla; sino es el caso, existe una cuarta y última operación de desconexión del reconectador donde abre definitivamente el circuito luego del tiempo t_c señalado.

2.2.4.2. Clasificación

Existen dos clases de reconectadores:

- Reconectadores monofásicos, se emplean para circuitos monofásicos. Sin embargo, se los utiliza también en redes trifásicas con la ventaja de que ante una perturbación en una de sus fases, el dispositivo solo aislará la fase dañada y continuará el servicio normal de las otras fases.
- Reconectadores trifásicos, son requeridos en los lugares donde es necesario bloquear las tres fases a causa del posible funcionamiento de motores trifásicos conectados a la red.

2.2.4.3. Métodos para el control de reconectadores

Por otra parte, acorde con [9], el control del reconectador puede ser electrónico e hidráulico; los mismos que serán detallados a continuación:

- Control hidráulico: los reconectadores integran una bobina que tiene la función de sensar la sobrecorriente producto de las perturbaciones. Luego, a través de un émbolo situado en la bobina, los contactos del reconectador se abren. Además, para este caso, la corriente mínima de operación está ajustada típicamente a un 200% de la corriente nominal de la bobina de disparo.
- Control electrónico: los restauradores automáticos que tienen control electrónico, poseen un fácil ajuste de tal manera que se puedan cambiar las características de

operación de sus curvas tiempo-corriente, la configuración de los valores mínimos de corriente para la operación del reconectador y también su secuencia de operación. A pesar de estas ventajas, son más caros que los reconectadores con control hidráulico. Finalmente, su corriente de operación se ajusta típicamente a un 100% de la corriente nominal de la bobina de disparo.

2.2.4.4. Medios de interrupción y aislamiento

Durante la presencia de una perturbación en el sistema de distribución, el restaurador automático deberá accionarse para el despeje de la falla, de tal manera que utilizando varios medios de interrupción se intente impedir el paso de la corriente de falla. Al instante en que se produce la interrupción de la corriente a través del elemento de protección se evidencia el aparecimiento de un arco eléctrico[2], motivo por el cual se requiere de un medio adecuado para su aislamiento.

Comúnmente, el medio de interrupción de un reconectador es el vacío o el aceite. Así también es normal encontrar como medios aislantes al aire, un dieléctrico sólido o en otros casos SF6 [4]. La utilización de aceite permite no solo la interrupción de la corriente producida por la perturbación, sino también la refrigeración del arco eléctrico. De forma similar, la utilización del vacío como medio dieléctrico posee algunas ventajas entre las que se pueden citar la reducción de la reacción externa que existe durante la extinción del arco eléctrico y un menor requerimiento de mantenimientos en el reconectador.

2.2.4.5. Posicionamiento de reconectadores

De acuerdo con la experiencia convencional, se sugiere colocar un reconectador en el punto medio del circuito primario suponiendo una carga distribuida uniformemente, dando lugar a una mejora de un 50% en la confiabilidad a los consumidores que se encuentran aguas arriba de la ubicación del reconectador. Asimismo, si se dispone de dos reconectadores se debe considerar las ubicaciones en el 1/3 y 2/3 de la longitud de la red primaria de distribución [10]. Es así como mediante la Figura 2.9 se muestra un diagrama de flujo típico que contiene los pasos necesarios para el posicionamiento del reconectador.

[2] El arco eléctrico se produce durante la separación de los contactos del elemento de maniobra y/o protección debido a que el campo eléctrico presente en estos puntos supera el valor de la rigidez dieléctrica del medio aislante provocando así la perforación del mismo mediante una descarga o explosión.

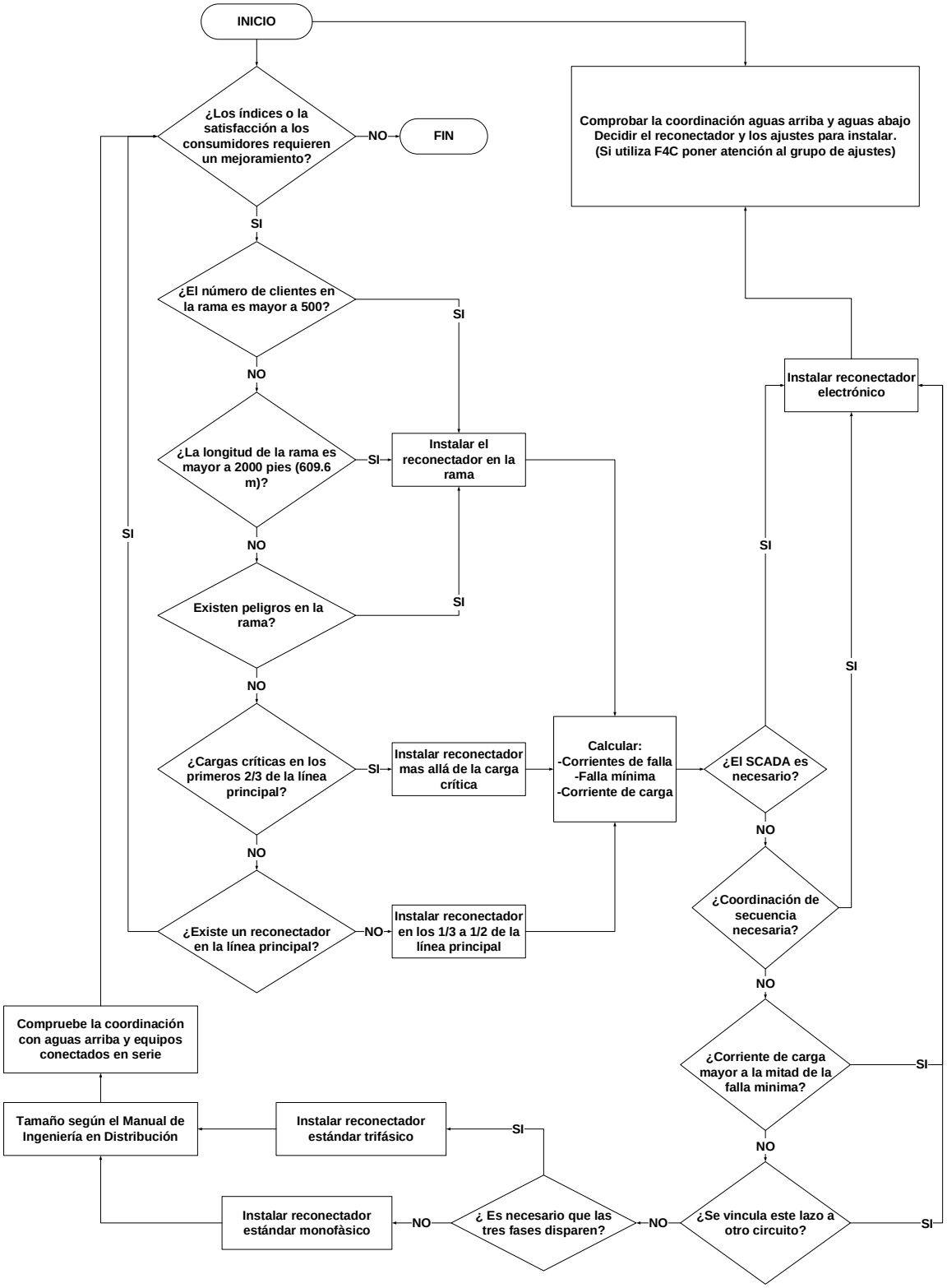

Figura 2.9. Diagrama típico del posicionamiento de un reconectador [10]

Sin embargo, en una modelación real de los sistemas de distribución se presentan cargas críticas y distribuciones no uniformes de carga, razón por la cual se recurre a un estudio más profundo basado en criterios de la ingeniería que permitan ubicar adecuadamente los

reconectadores en el circuito primario. Todo esto constituye el motivo principal para la realización del presente trabajo de titulación.

2.3. Conceptos básicos de Confiabilidad

2.3.1. Definiciones sobre confiabilidad

Para el presente trabajo de titulación se requiere conocer ciertas definiciones básicas sobre confiabilidad de los sistemas eléctricos, las mismas que se encuentran en esta sección.

2.3.1.1. Confiabilidad

Se define como la probabilidad de que un dispositivo cumpla con su propósito adecuadamente, durante un periodo de tiempo propuesto y bajo ciertas condiciones operativas [11]. El cumplimiento del propósito de los dispositivos se refiere a su operación correcta y adecuada dependiendo del tipo de falla que se presente en el sistema; además, el periodo de tiempo para las redes de distribución debe ser lo más continuo posible sin importar las condiciones operativas a las que se exponga el sistema, de tal manera que se satisfaga la entrega de la energía eléctrica a sus consumidores finales.

2.3.1.2. Disponibilidad

Dentro de la confiabilidad, la disponibilidad está relacionada a la capacidad de poseer la suficiente infraestructura dentro del sistema para cumplir con la demanda, contando con un diseño donde se presenten voltajes aceptables en los diferentes circuitos del sistema de distribución y no se evidencie elementos sobrecargados.

2.3.1.3. Seguridad

La seguridad operativa es la habilidad que tiene el sistema para reaccionar adecuadamente a un disturbio y está asociada con su respuesta dinámica. Por otra parte, la seguridad inherente permite la mitigación de las acciones que provoquen riesgos hacia el personal que opera el sistema y hacia los equipos que lo constituyen [12].

2.3.1.4. Calidad

Los aspectos que caracterizan a la calidad de energía acorde con la regulación No. CONELEC-004/01 [13] son:

- Calidad del producto: técnicamente comprende las formas de onda, el voltaje, la corriente y la frecuencia que serán regularizadas mediante el ente correspondiente (ARCONEL).

- Calidad del servicio: en el aspecto técnico, la calidad del servicio está relacionada con los indicadores de confiabilidad que permiten determinar la frecuencia y la duración de las interrupciones del sistema.
- Calidad del servicio comercial: está referida a la buena facturación y atención a solicitudes de los clientes de cada empresa distribuidora.

2.3.2. Funciones de confiabilidad

En general, la confiabilidad puede ser caracterizada mediante una función que represente la probabilidad de sobrevivir durante el transcurso del tiempo [14]. Como se muestra en la Figura 2.10, existe una mayor probabilidad de sobrevivencia cuando los elementos inician su operación; no así cuando transcurre el tiempo de funcionamiento del elemento donde se aprecia una reducción de su probabilidad, es decir, para un tiempo infinito la probabilidad de supervivencia tiende a cero.

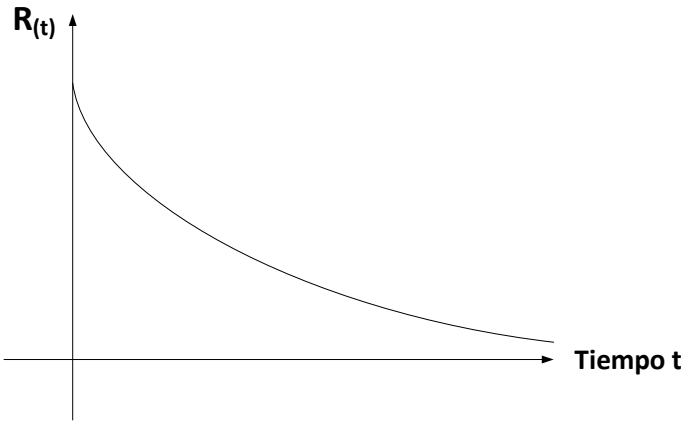

Figura 2.10. Representación de la función de probabilidad [14]

El término supervivencia en los sistemas de distribución, hace referencia a la posibilidad de disponer en cualquier instante de tiempo de la energía eléctrica [14], en otras palabras, el sistema no debe sufrir la ocurrencia de evento alguno de falla en el intervalo de tiempo proporcionado. De esta manera, la función de confiabilidad que describe la probabilidad de tener cero eventos de falla en un determinado tiempo, hace uso de la distribución de Poisson (esta distribución es aplicada en la cuantificación de eventos de falla suscitados dentro del sistema en un periodo dado) y se observa en la Ecuación 2.1 [1].

Si $\alpha = 0$:

$$R_{(t)} = p_{\alpha=0} = e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2.1. Función de confiabilidad para cero eventos de falla

Con:

$$\lambda = \frac{número\ de\ fallas\ observadas\ en\ el\ periodo}{tiempo\ de\ estudio\ o\ periodo\ de\ los\ registros}$$

Ecuación 2.2. Tasa de ocurrencia de eventos de falla

Donde:

α: Número de eventos de falla.

λ: Tasa de ocurrencia de eventos de falla.

p: Probabilidad de ocurrencia de γ eventos de falla.

$R_{(t)}$: Probabilidad de sobrevivir en el tiempo *t*.

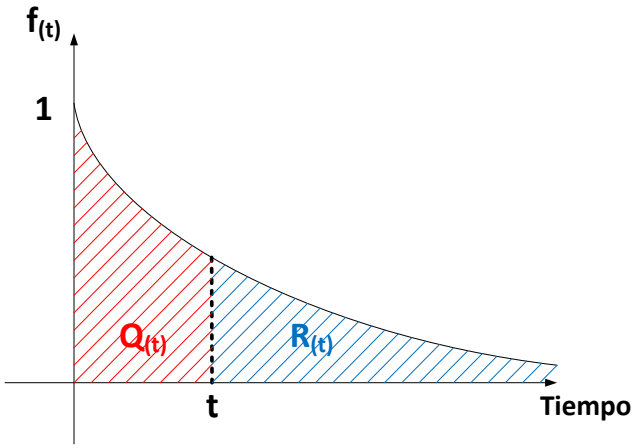

Figura 2.11. Representación de la función de probabilidad a través de la distribución exponencial [Elaboración Propia]

En el campo de la confiabilidad, para definir las funciones de confiabilidad, se emplean varias técnicas analíticas de probabilidad como: distribución binomial para combinaciones de eventos, distribuciones de Poisson, densidades exponenciales, etc. De este modo, se hace uso de la distribución exponencial (ver Figura 2.11) para representar la función de confiabilidad. Además, matemáticamente esta función exponencial equivale a la relación establecida por la Ecuación 2.3 con la consideración de una tasa de falla constante [1].

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

Ecuación 2.3. Función que define a la distribución exponencial

Adicionalmente, acorde con la Figura 2.11 la probabilidad de falla en el tiempo $Q_{(t)}$ se obtiene al integrar el área bajo la curva desde un tiempo igual a cero hasta un tiempo *t*;

igualmente para determinar la probabilidad de sobrevivir en el tiempo $R_{(t)}$ se realiza la integración del área bajo la curva pero desde un tiempo *t* hasta el infinito [15].

$$Q_{(t)} = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t}\, dt = 1 - e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2.4. Probabilidad de falla en el tiempo *t*

$$R_{(t)} = \int_t^\infty \lambda e^{-\lambda t}\, dt = e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2.5. Probabilidad de sobrevivir en el tiempo *t*

Donde:

$Q_{(t)}$: Probabilidad de falla en el tiempo *t*.

Ahora bien, si la Ecuación 2.5 se reemplaza en la Ecuación 2.4 se consigue definir la función de confiabilidad [15]:

$$Q_{(t)} = 1 - R_{(t)}$$

$$R_{(t)} + Q_{(t)} = 1$$

Ecuación 2.6. Definición de la función de confiabilidad

2.3.3. Confiabilidad de sistemas compuestos

Los sistemas compuestos pueden representar: sistemas en serie, sistemas en paralelo y sistemas serie-paralelo (una combinación de ambos casos); a continuación se describe la confiabilidad asociada a cada uno de estos sistemas y cuyos fundamentos teóricos fueron tomados de [16].

2.3.3.1. Confiabilidad de sistemas en serie

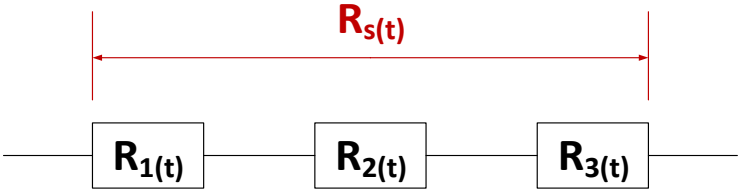

Figura 2.12. Sistema en serie de tres componentes [Elaboración Propia]

Para que el sistema funcione en serie, es indispensable que todos los elementos operen simultáneamente. Es así como se considera el sistema de la Figura 2.12, en el cual se aprecia tres elementos conectados en serie, de acuerdo con esto se definen algunas equivalencias importantes:

$$R_1 + Q_1 = 1$$

$$R_2 + Q_2 = 1$$

$$R_3 + Q_3 = 1$$

$$R_s + Q_s = 1$$

La operación simultánea de los elementos es expresada mediante las igualdades que se muestran seguidamente:

$$R_{s(t)} = R_{1(t)} \times R_{2(t)} \times R_{3(t)}$$

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

Así también, la tasa de falla del sistema es igual a la sumatoria de las tasas de falla individuales correspondientes a los elementos inmersos en el sistema.

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3$$

De esta manera, reafirmando lo expresado con las anteriores ecuaciones y para *n* componentes del sistema en serie se mantiene las siguientes probabilidades:

$$R_s = \prod_{i=1}^{n} R_i$$

Ecuación 2.7. Probabilidad de operación exitosa de *n* componentes del sistema en serie

$$Q_s = 1 - \prod_{i=1}^{n} R_i$$

Ecuación 2.8. Probabilidad de falla para *n* componentes del sistema en serie

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i$$

Ecuación 2.9. Tasa de falla para *n* componentes del sistema en serie

En estos sistemas, debido a la disposición en serie de los elementos, mientras mayor sea el número de elementos menor será la confiabilidad del sistema.

2.3.3.2. Confiabilidad de sistemas en paralelo

Las características de los sistemas en paralelo son: para que el sistema falle completamente, todos los elementos deben fallar y para que el sistema opere, al menos un elemento debe estar operando; constituyendo un sistema totalmente redundante.

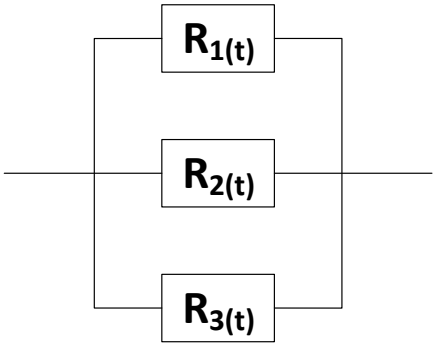

Figura 2.13. Sistema en paralelo de tres componentes [Elaboración Propia]

En este caso, el sistema solo requiere que un solo componente trabaje exitosamente, de tal forma que se define las siguientes igualdades:

$$R_p + Q_p = 1$$

$$Q_{p(t)} = Q_{1(t)} \times Q_{2(t)} \times Q_{3(t)}$$

$$R_{p(t)} = 1 - \left(Q_{1(t)} \times Q_{2(t)} \times Q_{3(t)}\right)$$

Si se cuenta con *n* componentes las ecuaciones pueden reescribirse de la siguiente manera:

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^{n} Q_i$$

Ecuación 2.10. Probabilidad de operación exitosa de *n* componentes del sistema en paralelo

$$Q_p = \prod_{i=1}^{n} Q_i$$

Ecuación 2.11. Probabilidad de falla para *n* componentes del sistema en paralelo

Adicionalmente en los sistemas en paralelo, mientras más elementos sean colocados, la confiabilidad aumenta.

2.3.3.3. Confiabilidad de sistemas serie-paralelo

El principio general para este tipo de sistemas es realizar la reducción secuencial de la configuración mediante las combinaciones serie apropiadas y los ramales paralelos, de tal forma que al final solo quede un elemento equivalente; el cual representará la confiabilidad del modelo original.

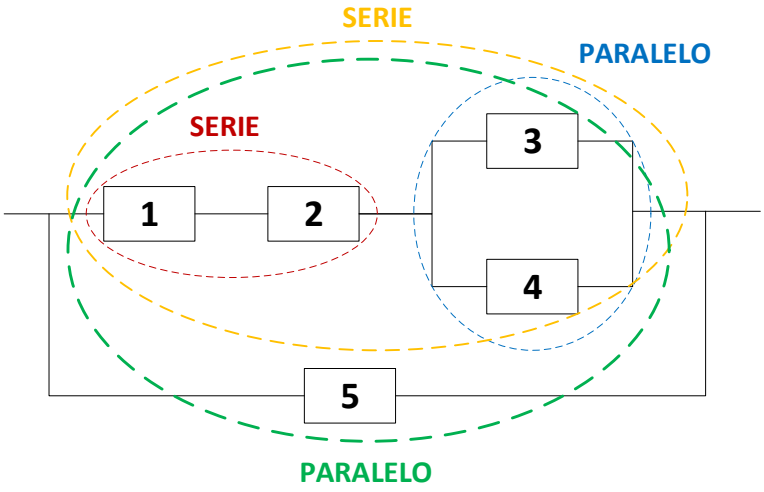

Figura 2.14. Sistema serie-paralelo [Elaboración Propia]

2.4. Confiabilidad en sistemas de distribución

Para este trabajo de titulación se requiere detallar la confiabilidad aplicada a los sistemas radiales, la cual puede describirse mediante la utilización de dos conjuntos de parámetros correspondientes a los índices de confiabilidad básicos y a los índices de confiabilidad del sistema.

2.4.1. Confiabilidad en sistema radiales

La mayoría de los sistemas de distribución cuentan con topología radial, ocasionando que los clientes conectados en los extremos más alejados a la fuente inevitablemente posean la confiabilidad más baja de todo el circuito. Es así que para los sistemas radiales, se puede realizar una evaluación de confiabilidad usando sistemas en serie, donde al existir una falla en un elemento la interrupción del servicio eléctrico es inevitable. Según [1], los sistemas radiales de distribución son representados a través de las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i$$

Ecuación 2.12. Tasa promedio de falla del sistema radial

$$U_T = \sum_i U_i$$

Ecuación 2.13. Tiempo promedio anual de salida o indisponibilidad promedio anual total del sistema radial

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i}$$

Ecuación 2.14. Tiempo promedio de reparación total

Donde:

λ_T: Tasa promedio de falla del sistema radial, $\left[\frac{fallas}{\text{año}}\right]$

r_T: Tiempo promedio de reparación total, $[horas]$

U_T: Tiempo promedio de reparación anual o indisponibilidad promedio anual total del sistema radial, $\left[\frac{horas}{\text{año}}\right]$

λ_i: Tasa promedio de falla del elemento *i*, $\left[\frac{fallas}{\text{año}}\right]$

r_i: Tiempo promedio de reparación del elemento *i*, $[horas]$

U_i: Tiempo promedio de reparación anual o indisponibilidad promedio anual del elemento *i*, $\left[\frac{horas}{\text{año}}\right]$

En el presente trabajo únicamente se mencionará los índices anteriores como: tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad anual. No obstante, se debe tener en cuenta que los valores que toman cada índice de confiabilidad no son determinísticos sino que son valores esperados o promedio de una distribución de probabilidad subyacente y, por lo tanto, solo representan los valores promedio a largo plazo. De manera similar, la palabra "promedio" o "esperado" se omite generalmente de los demás índices de confiabilidad que se describirán posteriormente, recordando que este adjetivo está siempre implícito en el uso de estos términos.

2.4.2. Índices básicos de confiabilidad

Los índices básicos de confiabilidad pueden ser calculados para cualquier elemento *i* del sistema de distribución (elementos de protección, tramos, puntos de carga individual, circuitos primarios, subestaciones de distribución, etc.). Acorde con [17] estos índices son: tasa de falla (λ_i), tiempo de reparación (r_i) y la indisponibilidad anual (U_i).

2.4.2.1. Tasa de falla

Este índice establece el número de fallas que experimenta un elemento *i* del sistema de distribución durante un periodo de tiempo (generalmente un año).

$$\lambda_i = \frac{número\ de\ fallas\ en\ el\ elemeno\ i}{tiempo\ total\ de\ operación\ del\ elemento\ i}$$

Ecuación 2.15. Tasa de falla del elemento *i*

2.4.2.2. Tiempo de reparación

El tiempo de reparación es la duración promedio de la interrupción en el elemento *i* debido a la presencia de una falla en este punto. El tiempo de reparación anual promedio en un elemento *i* del sistema de distribución puede estimarse a partir de la división entre la indisponibilidad anual y la tasa de falla.

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\lambda_i \times r_i}{\lambda_i}$$

Ecuación 2.16. Tiempo de reparación del elemento *i*

2.4.2.3. Indisponibilidad anual

Conocido también como tiempo de reparación anual, representa la duración total anual en la cual la alimentación para el elemento *i* no está disponible.

$$U_i = \lambda_i \times r_i$$

Ecuación 2.17. Indisponibilidad anual del elemento *i*

2.4.3. Índice de confiabilidad del sistema

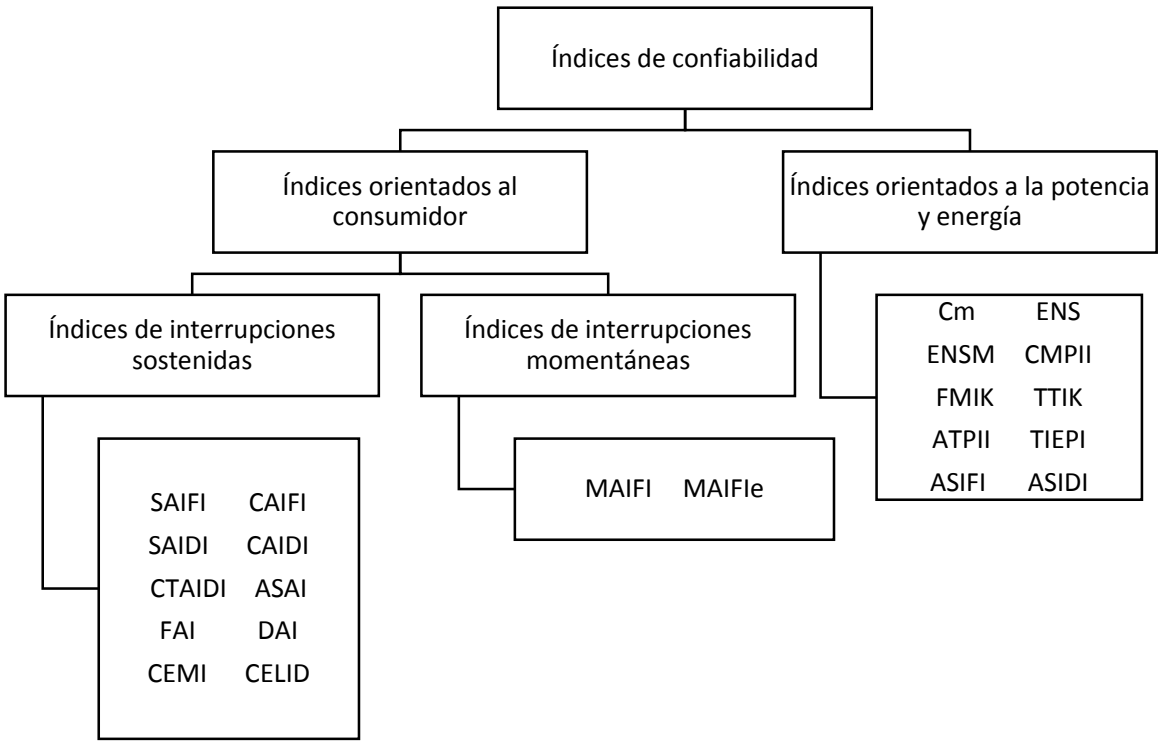

Figura 2.15. Clasificación de los índices de confiabilidad [18]

El punto de referencia principal, empleado por las empresas distribuidoras del Ecuador y el ente regulador ARCONEL, para cuantificar la calidad de servicio responde al cálculo de índices de confiabilidad. Dependiendo de las regulaciones de cada país se seleccionan los

índices que mejor se adapten a los sistemas de distribución. En la Figura 2.15 se ilustra la clasificación de los índices de confiabilidad.

Según [11] y [17] los índices de confiabilidad se especifican como se detalla a continuación:

2.4.3.1. Índices orientados al consumidor

- System Average Interruption Frecuency Index - SAIFI:

  El índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema expresa el promedio de interrupciones de servicio eléctrico por usuario por año.

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{Número\ total\ de\ interrupciones\ a\ los\ consumidores}{Número\ total\ de\ consumidores\ servidos}$$

Ecuación 2.18. Cálculo del SAIFI

  Donde:

  N_i : Número de consumidores afectados en el punto *i*.

  N_T : Número total de consumidores servidos.

- Custumer Average Interruption Frecuency Index – CAIFI:

  Índice de frecuencia media de interrupciones al consumidor proporciona la frecuencia promedio de interrupciones prolongadas para aquellos consumidores que experimentaron dichas interrupciones.

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{C_N} = \frac{Número\ total\ de\ interrupciones\ a\ los\ consumidores}{Número\ total\ de\ consumidores\ afectados}$$

Ecuación 2.19. Cálculo del CAIFI

  Donde:

  C_N: Número total de consumidores que experimentaron una interrupción prolongada durante un periodo determinado.

- System Average Interruption Duration Index - SAIDI:

  El índice de la duración promedio de interrupciones del sistema se define como la duración promedio de interrupción por consumidor atendido por año.

$$SAIDI = \frac{\sum \gamma_i N_i}{N_T} = \frac{\sum Duración\ de\ las\ interrupciones\ a\ los\ consumidores}{Número\ total\ de\ consumidores\ servidos}$$

Ecuación 2.20. Cálculo del SAIDI

Donde:

γ_i: Tiempo de restauración o restitución para cada evento de falla.

- Customer Average Interruption Duration Index - CAIDI:

  Índice de duración promedio de interrupciones al consumidor, este índice se define como la duración promedio de interrupción para el consumidor durante un año.

$$CAIDI = \frac{\sum \gamma_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum duración\ de\ las\ interrupciones\ a\ los\ consumidores}{Número\ total\ de\ interrrupciones\ a\ los\ consumidores}$$

Ecuación 2.21. Cálculo del CAIDI

- Custumer Total Average Interruption Duration Index – CTAIDI

  El índice de duración promedio total de interrupciones al consumidor representa el tiempo promedio total en el periodo en el que se reporta que los consumidores, que realmente experimentaron una interrupción, se quedaron sin suministro eléctrico.

$$CTAIDI = \frac{\sum \gamma_i N_i}{C_N} = \frac{\sum Duración\ de\ las\ interrupciones\ a\ los\ consumidores}{Número\ total\ de\ consumidores\ afectados}$$

Ecuación 2.22. Cálculo del CTAIDI

- Average Service Available Index - ASAI:

  Índice medio de disponibilidad del servicio, representa el SAIDI en porcentaje.

$$ASAI = \frac{N_T \times 8760 - \sum \gamma_i N_i}{N_T \times 8760} = \frac{Horas\ de\ servicio\ disponible\ para\ el\ consumidor}{Horas\ de\ servicio\ demandadas\ por\ el\ consumidor}$$

Ecuación 2.23. Cálculo del ASAI

- Average Service Unavailable Index - ASUI:

  Índice medio de indisponibilidad del servicio, se calcula mediante la ecuación 2.24.

$$ASUI = 1 - ASAI$$

Ecuación 2.24. Cálculo del ASUI

- Momentary Average Interruption Frecuency Index - MAIFI:

  El índice de frecuencia media de interrupción momentánea, matemáticamente se expresa con la ecuación 2.25.

$$MAIFI = \frac{\sum ID_i N_{mi}}{N_T} = \frac{N\acute{u}mero\ total\ de\ interrupciones\ momentáneas}{N\acute{u}mero\ total\ de\ consumidores\ servidos}$$

Ecuación 2.25. Cálculo del MAIFI

Donde:

ID_i: Número de interrupciones momentáneas.

N_{mi}: Número de consumidores interrumpidos por cada evento de interrupción momentánea durante el periodo establecido.

2.4.3.2. Índices orientados a la potencia y energía

- Expected Energy Not Supplied Index - ENS:

  El índice de Energía no Suministrada cuantifica las afectaciones producidas por la falta de servicio eléctrico.

$$ENS = \sum L_i U_i$$

Ecuación 2.26. Cálculo del ENS

Con:

$$L_i = \frac{Energía\ consumida\ en\ el\ tiempo\ T\ en\ kWh}{T\ en\ h} = \frac{\int_0^T CDT_{(t)} dt}{T}\ en\ kW$$

Ecuación 2.27. Carga promedio conectada en el punto *i*

L_i: Carga promedio conectada en el punto *i* (potencia demandada en el punto *i*).

$CDT_{(t)}$: Curva de duración de carga[3] en un periodo T evaluado (24 horas).

- Average System Interruption Frecuency Index - ASIFI:

  El índice de frecuencia media de interrupciones del sistema está basado en la carga de los puntos en los cuales los consumidores se ven afectados por la presencia de una falla.

[3] Las curvas de duración de carga representan la duración de cada una de las demandas presentes en un intervalo de tiempo especificado [3].

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} = \frac{\sum kVA\ totales\ interrumpidos}{kVA\ totales\ conectados}$$

Ecuación 2.28. Cálculo del ASIFI

L_T: Carga total conectada (kVA) servida.

- Average System Interruption Duration Index - ASIDI:

  Índice de duración media de las interrupciones del sistema, se basa en el intervalo de tiempo en el cual los puntos de carga de los consumidores se encuentran afectados por una falla. Se calcula acorde a la ecuación 2.29.

$$ASIDI = \frac{\sum \gamma_i L_i}{L_T} = \frac{\sum Duración\ kVA\ totales\ interrumpidos}{kVA\ totales\ conectados}$$

Ecuación 2.29. Cálculo del ASIDI

2.5. Métodos de Evaluación de la Confiabilidad

Los métodos que son utilizados para evaluar la confiabilidad en los sistemas de distribución se clasifican acorde con la Figura 2.16.

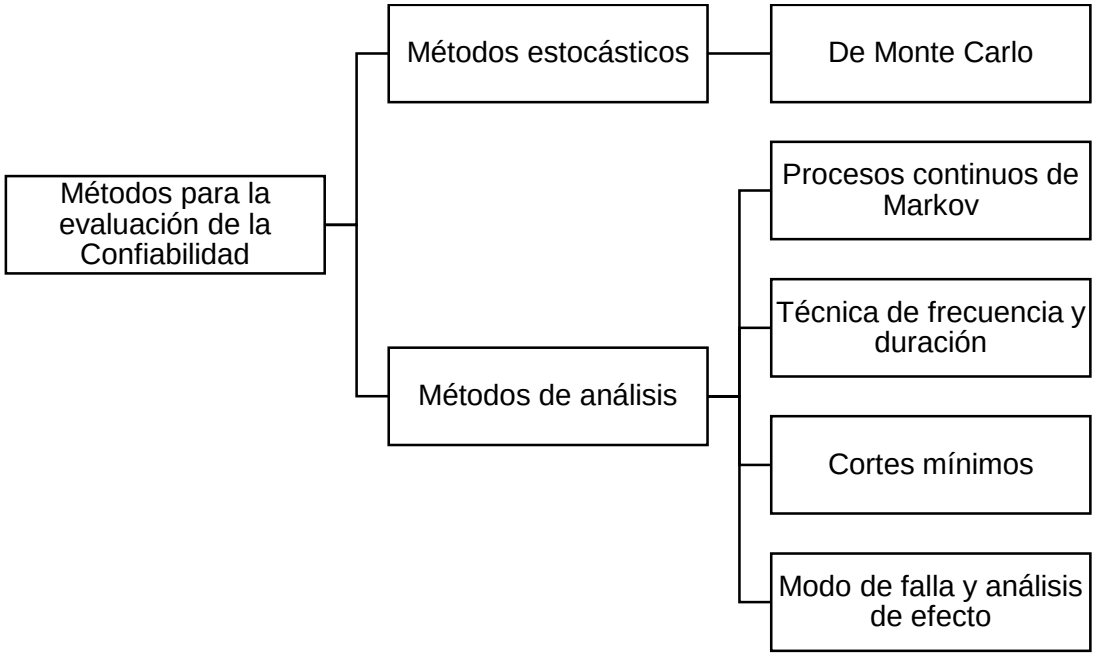

Figura 2.16. Clasificación de los métodos para la evaluación de la confiabilidad [14]

2.5.1. Método de Monte Carlo

A través del método de Monte Carlo, los índices de confiabilidad son estimados luego de realizar varias simulaciones de los procesos actuales y del comportamiento del sistema (estas simulaciones se realizan de forma aleatoria) [19]. De esta forma, los valores

pertenecientes para cada uno de los índices de confiabilidad responden a los momentos de las distribuciones de probabilidad generadas en las distintas simulaciones [14].

2.5.2. Método de Markov

Este método implica procesos sin memoria, es decir, una variable aleatoria va cambiando con el transcurso del tiempo dependiendo única y exclusivamente del estado inmediatamente anterior del sistema como se representa en la Figura 2.17; además, cada componente del sistema tiene dos posibles estados.

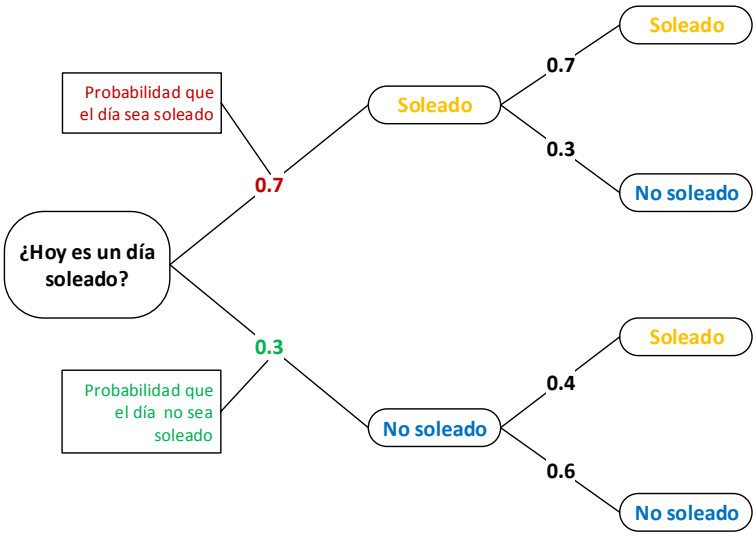

Figura 2.17. Representación del proceso de Markov [20]

Para el caso de los sistemas eléctricos, el elemento que esté sometido a una falla debe ser reparado o, dependiendo de la situación, puede ser sustituido por otro elemento. Esto conlleva a disponer de un sistema reparable donde cada componente está sujeto a dos posibles estados: opera o no opera. Con estas características, un sistema eléctrico puede ser representado con el proceso de Markov.

El proceso de Markov empieza a partir del conocimiento de un estado inicial, luego de lo cual se procede a asumir los posibles estados a los que se dirige el sistema considerando sus tasas de falla, índices de fallas y datos resultantes de eventos aleatorios existentes [18]. Sin embargo, su aplicación tiende a ser limitada debido principalmente a la complejidad y a la gran extensión que involucran los sistemas de distribución, presentando un gran número de estados[4] acorde con el número de componentes del sistema [12].

[4] El número de estados depende directamente del número de componentes, es decir, para *n* componentes del sistema existen 2^n estados, siempre y cuando se empleen dos únicos estados: opera o no opera.

Se destaca de este método que se puede determinar con gran precisión la probabilidad de que el sistema se localice en cualquiera de sus estados posibles (opera o no opera), pero no se consigue definir la probabilidad de ocurrencia de falla en un punto específico o elemento que forma parte del sistema [14].

2.5.3. Método de frecuencia y duración

A pesar de que el método de Markov proporcionada la probabilidad residir en uno de los estados (opera o no opera), esto no resulta suficiente, se necesita también conocer la frecuencia de encontrarse en el estado y la duración en el mismo, de este modo el método de frecuencia y duración brinda una apreciación clara del comportamiento y de la calidad de servicio que caracteriza al sistema de distribución, de conformidad con estos dos parámetros de frecuencia y duración de las fallas en el sistema.

Sin embargo, para su aplicación, se debe verificar que cada componente inmerso en el sistema posea tasas de falla y tiempos de reparación constantes, además de que cada indisponibilidad anual sea menor al 10% [12].

2.5.4. Método de cortes mínimos

Este método hace uso de la configuración serie-paralelo de los sistemas con distintas disposiciones en sus elementos; por lo cual, si un conjunto de elementos (denominado conjunto de cortes mínimos) del sistema falla, se produce la falla del sistema también [1]. La salida o desconexión de los elementos del conjunto de cortes mínimos da lugar a que el sistema se divida en dos partes: una que incluye la fuente de alimentación (entrada) y otra a la cual pertenecen los puntos de carga (salida). Adicionalmente, el éxito para este método se basa en tener un camino que vaya desde la fuente de alimentación (subestación de distribución) hasta cada una de las diferentes partes del sistema haciendo posible la continuidad de servicio eléctrico [14].

Así por ejemplo, en la Figura 2.18 se tiene un sistema ajustado al método de cortes mínimos. El conjunto de cortes mínimos es: (1-2), (4-5), (1-3-5), (2-3-4).

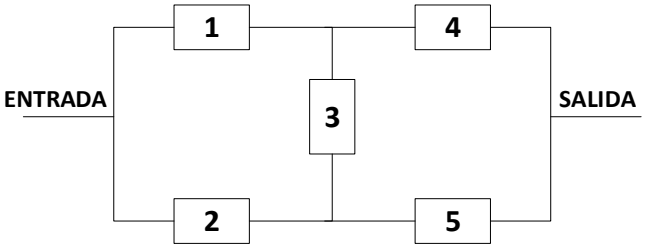

Figura 2.18. Configuración serie-paralelo para el método de cortes mínimos [18]

En este método cada grupo de corte mínimo es conectado en serie, mientras que la disposición de los elementos pertenecientes a cada grupo de corte mínimo se conecta en paralelo de tal manera que la discontinuidad del servicio al punto de carga se reduzca (ya que la perturbación solo se producirá cuando todos los elementos en paralelo de alguna manera hayan fallado).

Los índices de confiabilidad que se pueden determinar mediante este método de evaluación, corresponden a la frecuencia y a la duración de fallas [14].

2.5.5. Método de modo falla y análisis de efecto

A través de este método de evaluación de la confiabilidad, se determinan los modos más comunes de falla que se presentan en el sistema y que hacen actuar a los elementos de protección, luego de lo cual se analiza el impacto o efecto que ocasiona al sistema modelado. Éste método refleja de forma más real el comportamiento del sistema [14].

2.6. Tipos de valoración de datos

En general, todas las empresas distribuidoras del Ecuador están obligadas a cumplir con las regulaciones de calidad de energía emitidas por el ARCONEL, por lo cual, se establecen métodos para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución mediante el cálculo de los distintos índices de confiabilidad. Los datos requeridos para el cálculo de estos índices de definen a través de dos tipos de valoración:

- Desempeño histórico: los datos utilizados para el cálculo de los índices de confiabilidad son proporcionados por cada empresa encargada de la distribución de energía eléctrica, de acuerdo con los registros históricos de las operaciones realizadas en sus sistemas [12]. Todo esto sirve para tomar las acciones correctivas adecuadas (cambio de equipos sobrecargados, eliminación de posibles agentes causantes de fallas como árboles, inspecciones a los circuitos más vulnerables a la presencia de perturbaciones, etc.) que permitan mejorar el funcionamiento sus sistemas de distribución y por ende mejorar la calidad del producto y de su servicio.

- Desempeño predictivo: para este caso se requiere de un modelo matemático que se solucione de manera analítica o numérica. Es evidente entonces que la utilización de este modelo conlleva a la predicción de lo que sucederá en los próximos años con el sistema y a la realización de los cálculos correspondientes para la obtención de los índices de confiabilidad. Además, no requiere de registros

anteriores, más bien de un planeamiento del sistema que favorezca a la satisfacción de la demanda futura [12].

2.7. Caracterización de los Elementos para la Metodología de Evaluación de Confiabilidad seleccionada

Es necesario mencionar primeramente que los fundamentos que justifican la selección de la metodología de evaluación de la confiabilidad, para este trabajo de titulación, son descritos en el capítulo tres. Además, para la aplicación de dicha metodología se requiere la caracterización de los elementos que conforman los sistemas de distribución mediante algunos indicadores básicos como: tasa de falla, tiempos de interrupción promedio y la indisponibilidad anual; que se detallan seguidamente.

2.7.1. Tasa de falla

La tasa de falla puede definirse como la relación entre el número de veces que un elemento del sistema se ve afectado por la presencia de una falla (cortocircuito, sobrecarga, falla en el aislamiento, etc.) obligándolo a su desconexión inmediata y el tiempo de estudio o el periodo de registro [17].

Según [14], las tasas de falla son aplicadas acorde al caso de estudio y al elemento del sistema como se señala a continuación.

- Tasa de falla para tramos del circuito primario de distribución: se la puede obtener de dos formas, una mediante los registros históricos de fallas en el sistema que disponen las empresas distribuidoras y la otra a través de una estimación obtenida con la Ecuación 2.30.

$$\lambda_i = b \times l \ \left[\frac{fallas}{\text{año}}\right]$$

Ecuación 2.30. Tasa de falla para tramos

Con:

$$b = \frac{m}{L \times T} \left[\frac{fallas}{km - \text{año}}\right]$$

Ecuación 2.31. Número de fallas por kilómetro por año

Donde:

b: Número de fallas por kilómetro por año.

l: Longitud de la línea de interés.

m: Cantidad de fallas.

L: Longitud total de las líneas sometidas a falla, en km.

T: Periodo en años en el que se realiza el estudio.

- Tasa de falla para los elementos del circuito primario de distribución: esta tasa hace referencia a transformadores, interruptores y demás elementos de protección; y se calcula con la Ecuación 2.32. No obstante, al igual que en el caso anterior se puede utilizar los registros históricos de las fallas presentes en los sistemas de las empresas distribuidoras. Además, cabe mencionar que en la mayoría de metodologías de evaluación de confiabilidad se requiere considerar la tasa de fallas con un valor de cero, esto es, suponiendo que los elementos sean cien por ciento confiables [18].

$$\lambda_i = \frac{m}{N \times T} \left[\frac{fallas}{año}\right]$$

Ecuación 2.32. Tasa de falla para los elementos

Donde:

m: Cantidad de fallas del elemento que se observa en un tiempo determinado.

N: Cantidad de elementos expuestos a la falla.

T: Periodo de observación, en años.

Las expresiones descritas anteriormente permiten la determinación de las tasas de falla tanto en los tramos de la red primaria como en cada uno de sus demás elementos, dado el caso que las empresas distribuidoras no cuenten con los registros históricos suficientes.

2.7.2. Tiempo de interrupción

Este tiempo se sujeta a la actuación del dispositivo de protección que se encuentra en el tramo y las operaciones que se realizan para reestablecer el estado normal del sistema, aplicando maniobras de transferencia, cambio de elementos averiados, reparaciones, etc. Entonces, este tiempo de interrupción corresponde al intervalo de tiempo que transcurre desde que se desconecta el circuito (o elemento) hasta su nueva reconexión, dependiendo primordialmente del tipo de falla y de los dispositivos de protección colocados en el sistema.

El valor de cada uno de estos tiempos de interrupción varía dependiendo de la empresa distribuidora y su clasificación se detalla a continuación:

- Tiempo de conocimiento de la falla (*Tc*): es el intervalo de duración que se origina desde que se presenta la falla en el sistema hasta cuando se da conocimiento de la afectación a los operadores de las empresas distribuidoras. En la actualidad, la automatización de las redes de distribución ha conseguido que este tiempo de conocimiento sea mínimo, incluso teóricamente se lo considera cero [14].

- Tiempo de preparación (*Tp*): el tiempo de preparación corresponde a la duración que implica la adquisición de los materiales necesarios para dar solución a la falla.

- Tiempo de localización de la falla (*Tl*): luego de la adquisición de materiales, el personal se traslada desde su centro de operaciones hacia el lugar donde ha suscitado la falla para localizar el tramo afectado, estas acciones se efectúan en un intervalo de tiempo conocido como tiempo de localización.

- Tiempo de maniobras para la transferencia (*Tt*): con el propósito de restablecer la continuidad de la energía eléctrica en las zonas donde sea posible (tramos no afectados por la perturbación), se ejecutan distintas maniobras que ayuden con la transferencia. El tiempo empleado para estas operaciones se denomina tiempo de maniobras para la transferencia.

- Tiempo de reparación (*Tr*): es el tiempo que se requiere por parte del personal para reparar y/o sustituir los elementos afectados por la falla.

- Tiempo de maniobra para el restablecimiento del sistema a su configuración normal (*Tv*): es el intervalo de tiempo que transcurre desde que el personal finaliza sus labores de reparación hasta cuando el sistema retoma su operación normal [18].

2.7.3. Estados operativos

Los distintos tramos del sistema experimentan un comportamiento (estado operativo) acorde a la localización de los dispositivos de protección y/o maniobra así como de la disposición de tramos para transferencias. La determinación del estado operativo se produce ante la simulación de la existencia de una falla en un tramo *i* y el análisis de afectación a los demás tramos *j*. De esta manera, los posibles estados operativos son [14]:

- Normal: el estado del tramo *j* es normal siempre y cuando su operación no se afecte debido a la falla del elemento *i*.

- Restablecible: el estado del tramo *j* es restablecible si el servicio de energía puede retomar su continuidad a través de maniobras que aíslen la perturbación del tramo *i* y permitan reparar su elemento fallado.

- Transferible: el tramo *j* será considerado como transferible si se puede realizar alguna maniobra para su reenergización (con una fuente alterna) antes de reparar el elemento en falla del tramo *i*.

- Irrestablecible: se designan como tramos irrestablecibles a aquellos en los que se presenta la falla (*i=j*) y además a los tramos que de ningún modo pueden ser transferidos a otras fuentes de alimentación.

- Irrestablecible con espera: para considerar al tramo *i* en falla dentro del estado irrestablecible con espera, se debe evidenciar la ejecución de algunas maniobras antes de su reparación.

2.8. Algoritmos Genéticos (AG)

2.8.1. Definición de los AG

Los AG son métodos adaptativos que imitan el proceso genético evolutivo de los organismos vivos postulado por Charles Darwin en 1859; esto implica la selección natural (reproducción sexual) y la supervivencia del organismo que más se adapte a los cambios (supervivencia del más apto) [21]. Generalmente son utilizados en la solución de numerosos problemas de búsqueda y optimización. Además, los AG tienen la capacidad de ir creando soluciones, las mismas que evolucionan en cada generación hacia un valor óptimo; es decir, el algoritmo busca una mejora comparativa entre los individuos que presenten un mejor rendimiento y una mayor eficiencia acorde con el problema planteado.

2.8.2. Características de los AG

De acuerdo con [22] y [23], los AG pueden tener puntos fuertes y limitaciones, éstos son detallados a continuación.

2.8.2.1. Puntos fuertes

- Son intrínsecamente paralelos, puesto que exploran a la vez todos los caminos posibles en la búsqueda de la mejor solución y no siguen una sola dirección (determinada por un conocimiento previo del problema) como los métodos tradicionales. La secuencialidad de los métodos tradicionales permite únicamente direccionarse hacia una solución al mismo tiempo y si ésta resulta subóptima se procede a realizar nuevamente el trabajo; por el contrario, en los AG simplemente se descarta la solución subóptima.

- En problemas de optimización, los AG son menos afectados que los métodos tradicionales en cuanto a la aparición de los máximos locales (falsas soluciones). En el caso de los métodos tradicionales, si se llega a un punto alto de solución y si

no se descubre otras soluciones mejores en sus cercanías se dará por concluido que se ha alcanzado el valor óptimo. En cambio, con los AG mediante sus parámetros de control (tamaño de la población, tasas de cruce y mutación, etc.) se tiene una perspectiva global más amplia evitando quedar atrapado en estos óptimos locales.

- No requieren de información específica sobre el problema planteado, es decir, en las soluciones candidatas proporcionadas por los AG se realizan cambios aleatorios; luego de esto se verifica, a través de la evaluación de su función objetivo, si existe una mejora en la solución o no.
- Tienen la capacidad de manejar varios parámetros simultáneamente, razón por la cual encajan perfectamente en problemas con un gran número de variables.
- Son los algoritmos de optimización más exploratorios, ya que examinan varios subespacios de posibles soluciones válidas.
- Son efectivos en la resolución de problemas de tipo no lineal, donde se tiene un espacio bastante grande de soluciones potenciales.
- Utilizan operadores probabilísticos[5] donde sus resultados no dependen de otros, no así con otros métodos que usan operadores determinísticos[6].
- Tienen una gran adaptabilidad al momento de resolver problemas para distintas áreas.

2.8.2.2. Limitaciones

- Son algoritmos de búsqueda múltiple, esto implica la existencia de varias soluciones posibles para el mismo problema planteado.
- Generalmente los AG requieren un tiempo de cálculo y una capacidad de almacenamiento mucho mayor que otros métodos tradicionales.
- Son sensibles ante los cambios efectuados en sus parámetros característicos.

---

[5] Los operadores probabilísticos hacen referencia a la utilización de conceptos de probabilidad y estadística ajustados al problema planteado, lo cual produce cambios en las variables de salida.

[6] Con los operadores determinísticos las mismas entradas producirán invariablemente las mismas salidas.

- Realizan una búsqueda paramétrica robusta, es decir, el algoritmo no converge a causa de una pésima selección de sus parámetros característicos.

2.8.3. Codificación de variables

Los AG necesitan codificar las variables que dan solución a los problemas planteados, esta codificación se muestra en la Figura 2.19:

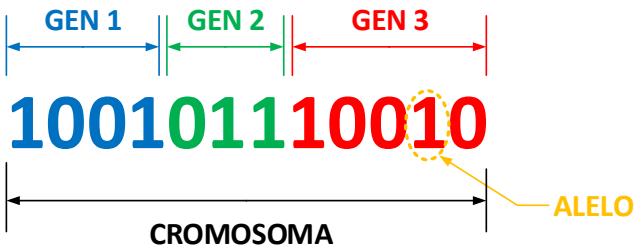

Figura 2.19. Codificación de una variable para los AG [21]

Donde:

- Alelo: es cada uno de los bits o caracteres correspondientes a un gen.
- Gen: es el valor que representa un parámetro, además está constituido por la unión de varios alelos.
- Cromosoma: es la cadena de valores que codifican al conjunto de todos los parámetros (genes).

Además, para términos biológicos, *genotipo* es utilizado para referirse al conjunto de cromosomas que caracterizan a un individuo; si al genotipo se lo expone al medio ambiente esto se conoce como *fenotipo*. Para el caso de AG, genotipo también está conformado por cromosomas, pero generalmente se emplea solo un cromosoma por individuo para dar solución al problema. El fenotipo refleja un punto del espacio de soluciones [24].

2.8.4. Representación de las variables

Según [25], la representación de las variables (cromosomas) puede ser de la siguiente manera:

- Con cadenas binarias: son las más utilizadas en donde los aspectos de la solución están representados por la posición de los ceros y unos.
- Con cadenas de enteros o números: son más complejos y precisos, la posición de los enteros representa algún aspecto de solución.
- Con cadenas de letras: los aspectos de solución están representado por letras.

2.8.5. Componentes de los AG

2.8.5.1. Población

La población contempla el conjunto de cromosomas que serán utilizados para la inicialización de los AG para encontrar la solución a un problema. En el caso de la optimización con AG, la población es generada aleatoriamente; aunque en ciertos casos se puede realizar cálculos previos para designar la población, lo cual puede contribuir a una convergencia más rápida del algoritmo [26].

2.8.5.2. Selección

La selección se relaciona con la capacidad de escoger a los individuos que se reproducirán en la siguiente generación, dotando de mayores oportunidades de reproducción a los individuos considerados como más aptos [22]. Existen varios métodos de selección pero los más importantes se describen seguidamente:

- Selección por ruleta: a cada individuo perteneciente a la población se le determina una porción de la ruleta, estableciendo a los más aptos una porción mayor que la designada a los otros individuos. Luego se genera aleatoriamente un número, que será la posición de la parte de la ruleta de donde se obtiene el individuo. El método resulta ineficiente para grandes tamaños de población [22].

- Selección por torneo: es el método más utilizado, se eligen aleatoriamente subconjuntos de individuos de la población (generalmente 2, que se denomina torneo binario) los cuales compiten de acuerdo a sus características para que el mejor sea el seleccionado.

- Selección por rango: se asigna un rango numérico a cada individuo de la población acorde con sus aptitudes, de esta forma se procede a seleccionar los mejores rangos del grupo [22].

- Selección elitista: en este caso el mejor individuo de la generación actual es copiado a la siguiente generación, esto debido a que luego de los procesos de reproducción y mutación no se generó un mejor individuo.

- Selección aleatoria: el método utiliza un generador de número aleatorio uniforme para la selección del individuo.

2.8.6. Operadores genéticos

2.8.6.1. Cruce, apareamiento o reproducción

El apareamiento es la creación de uno o más descendientes a partir de los padres elegidos en el proceso de emparejamiento o selección [21]. Los métodos de cruce más utilizados son:

- Cruce de 1 punto: se escogen dos individuos, los cuales serán divididos en un punto aleatorio, de tal manera que se formen dos segmentos en cada individuo [22]. Esto se describe en la Figura 2.20.

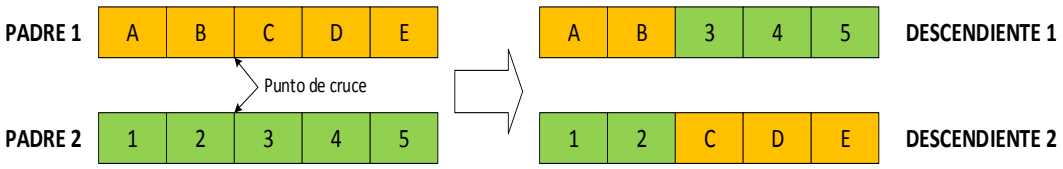

Figura 2.20. Cruce de 1 punto [22]

  Estas partes se intercambian así: la parte de la derecha del punto de cruce del primer individuo pasa a la parte derecha del segundo descendiente, mientras que la parte izquierda se ubica en el lado izquierdo del primer descendiente. Ahora, la parte derecha del punto de cruce del segundo individuo se coloca en la parte derecha del primer descendiente, en tanto que la parte izquierda es situada en la parte izquierda del segundo descendiente.

- Cruce de 2 puntos: es similar al cruce de un punto, la única diferencia es que el individuo es separado en dos puntos. Su disposición es la siguiente: el segmento central de uno de los padres se combina con los segmentos laterales del otro padre, como se ilustra en la Figura 2.21.

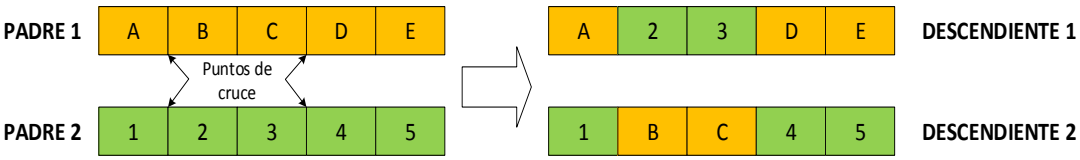

Figura 2.21. Cruce de 2 puntos [22]

- Cruce uniforme: para éste método cada gen tiene la misma posibilidad de pertenecer al primer padre o al segundo padre. Comúnmente en este caso, se genera una máscara de cruce conformada por valores binarios; con esto, si se tiene 1 en una de las posiciones de la máscara el gen del descendiente correspondiente a dicha posición será copiado del primer padre, en cambio sí existe 0 se copia el gen del segundo padre (ver Figura 2.22). Para el segundo descendiente únicamente se intercambia los papeles que representan los padres, es decir, con 0 se copiará el gen del primer padre y con 1 el gen del segundo padre.

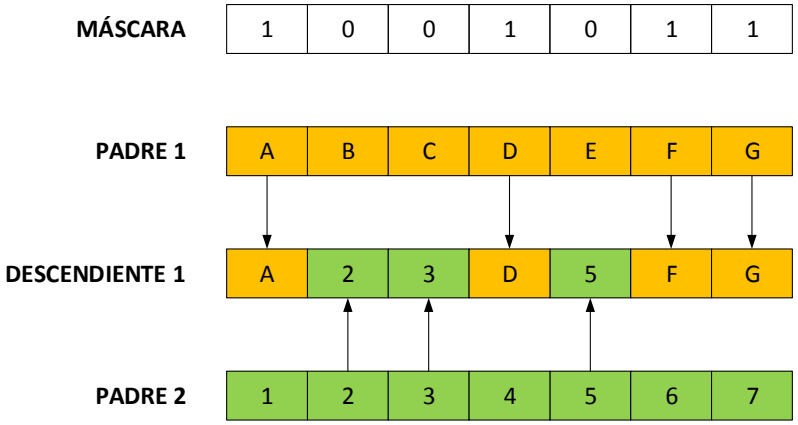

Figura 2.22. Cruce uniforme [22]

2.8.6.2. Mutación

Las mutaciones son las encargadas de alterar al azar un cierto porcentaje de los bits en cada cromosoma o individuo que conforma la población [21]; es decir, si un bit del cromosoma tiene un valor de 1, al producirse la mutación éste será cambiado por 0; o viceversa.

3. DESARROLLO DEL ALGORITMO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES

El presente capítulo contiene lo siguiente: la metodología para la evaluación de la confiabilidad de las redes radiales de los sistemas de distribución, el desarrollo de la función objetivo para la determinación de la ubicación óptima de reconectadores y la optimización con AG requerida para dicha ubicación.

Para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica existen varias metodologías que se describen en el capítulo 2. Sin embargo, en muchas ocasiones estas técnicas se pueden ver limitadas a causa principalmente de: la complejidad[7] de los circuitos, el número de elementos y equipos que constituyen las redes eléctricas, la variabilidad de las tasas de falla y tiempos de reparación, además que la indisponibilidad individual que supera el rango preestablecido (debe ser menor al 10% anual) [12]; dificultando así que se realice la evaluación en una red real de distribución. Se hace necesario entonces emplear metodologías que codifiquen sistemáticamente los múltiples componentes, de tal manera que la actuación de un dispositivo de protección permita identificar las zonas afectadas y facilitar el cálculo de los índices de confiabilidad.

En consecuencia, se adopta en este trabajo de titulación, una metodología de evaluación de la confiabilidad fundamentada en la simulación del comportamiento real de: la topología de la red, la secuencia de actuación de los elementos de protección, y los índices básicos de confiabilidad de los dispositivos inmersos en el circuito radial [14]. De esta forma, la metodología seleccionada refleja un modelamiento más certero del comportamiento del sistema de distribución permitiendo obtener resultados más efectivos en cuanto a la evaluación de su confiabilidad y sin restricción alguna en el número de sus elementos.

Por otra parte, las empresas distribuidoras con el fin de satisfacer la demanda de todos sus clientes y tomando en consideración el cumplimiento de los estándares de calidad de energía emitidos por el ente regulador, buscan estrategias para hacer de sus sistemas más confiables y seguros, evitando interrupciones prolongadas con tiempos muy extensos. Un aspecto relevante para la confiabilidad del sistema de distribución, es la disposición de elementos de protección (reconectadores o restauradores) que conjuntamente con su automatización reducen los efectos ocasionados por la presencia de fallas, es decir, al

[7] El término complejidad hace referencia al gran tamaño y extensión en cuanto a la topología que normalmente tienen los sistemas de distribución.

contar con sitios estratégicos donde se coloquen estos dispositivos automáticos se mantienen niveles de confiabilidad aceptables.

De esta manera, la localización óptima de estos elementos automáticos es primordial, utilizando métodos que de acuerdo a la literatura especializada [27], [28], [10] han proporcionado los mejores resultados como es el caso de los AG, los mismos que se basan en una práctica que reproduce el proceso evolutivo de la naturaleza en general.

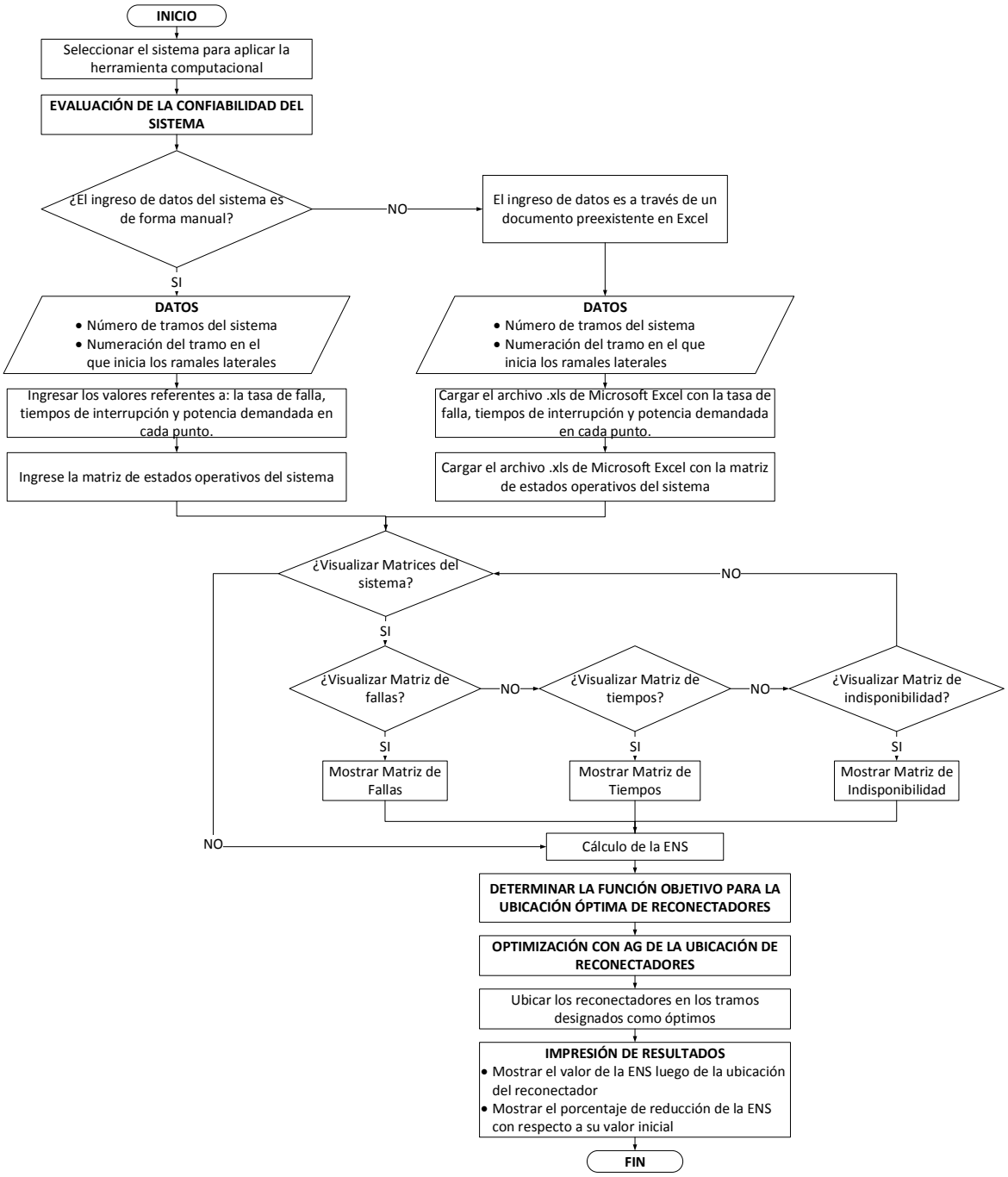

Figura 3.1. Diagrama de flujo para el desarrollo del algoritmo para la ubicación óptima de reconectadores [Elaboración Propia]

Ahora bien, mediante el diagrama de flujo de la Figura 3.1 se representa el desarrollo del algoritmo para la ubicación óptima de reconectadores en redes radiales de distribución utilizando AG; de este modo, todo el procedimiento que implica este diagrama será detallado en esta sección.

Adicionalmente, se ha implementado una herramienta computacional a través de una interfaz gráfica en MATLAB que reproduce el algoritmo de ubicación óptima de reconectadores; así también, para una adecuada comprensión de cada proceso incluido en este algoritmo se ha elaborado un manual para el usuario de la herramienta computacional desarrollada, el mismo que se encuentra en el Anexo I.

3.1. Metodología para establecer del Modelo Matemático orientado a la Evaluación de la Confiabilidad de los Sistemas de Distribución Radiales

La mayor cantidad de circuitos primarios de las empresas distribuidoras del Ecuador tienen topología radial, además se caracterizan por ser extensos y de gran tamaño, haciéndolos vulnerables a las perturbaciones permanentes que evitan la continuidad de servicio por tiempos prolongados a varios clientes.

Es así como, la metodología para la evaluación de la confiabilidad en las redes radiales de sistemas de distribución desarrollada en [14] y [18] es seleccionada; presentando también una gran facilidad al momento de su aplicación y la inclusión de sistemas de distribución de tamaño real, a través de lo cual se representa mejor el comportamiento real de la red radial de distribución sin tener inconveniente alguno con el número de elementos que posee el sistema. El procedimiento de esta metodología se describirá en esta sección.

Según [14] y [18], para la aplicación de la metodología se requieren realizar algunas consideraciones previas:

- Únicamente las redes radiales de medio voltaje son contempladas para la metodología.
- Ciertos tramos del primario pueden tener más de un punto de alimentación (sin considerar la posibilidad de sobrecarga) siempre y cuando no se vea afectada la condición de radialidad del sistema.
- Los equipos y elementos de protección que se encuentran en la red primaria son totalmente confiables, es decir su tasa de falla es igual a cero. Dando lugar

solamente al enfoque de la tasa de fallas en los distintos tramos que conforman el circuito primario.

- Las fallas consideradas en el sistema son imprevistas y solo puede ocurrir una falla a la vez.
- No se considera la curva de carga[8] para calcular del índice de confiabilidad ENS, debido principalmente a que la probabilidad de ocurrencia de una falla aumenta con el nivel de cargabilidad de la red.
- La evaluación del estado operativo del sistema no requiere del empleo de flujos de potencia, es decir, se considera un diseño y operación a plena carga.

De esta manera la metodología manifiesta tres etapas fundamentales para su ejecución, las mismas que se muestran en la Figura 3.2. Posteriormente, se detalla cada uno de los procesos del diagrama de flujo.

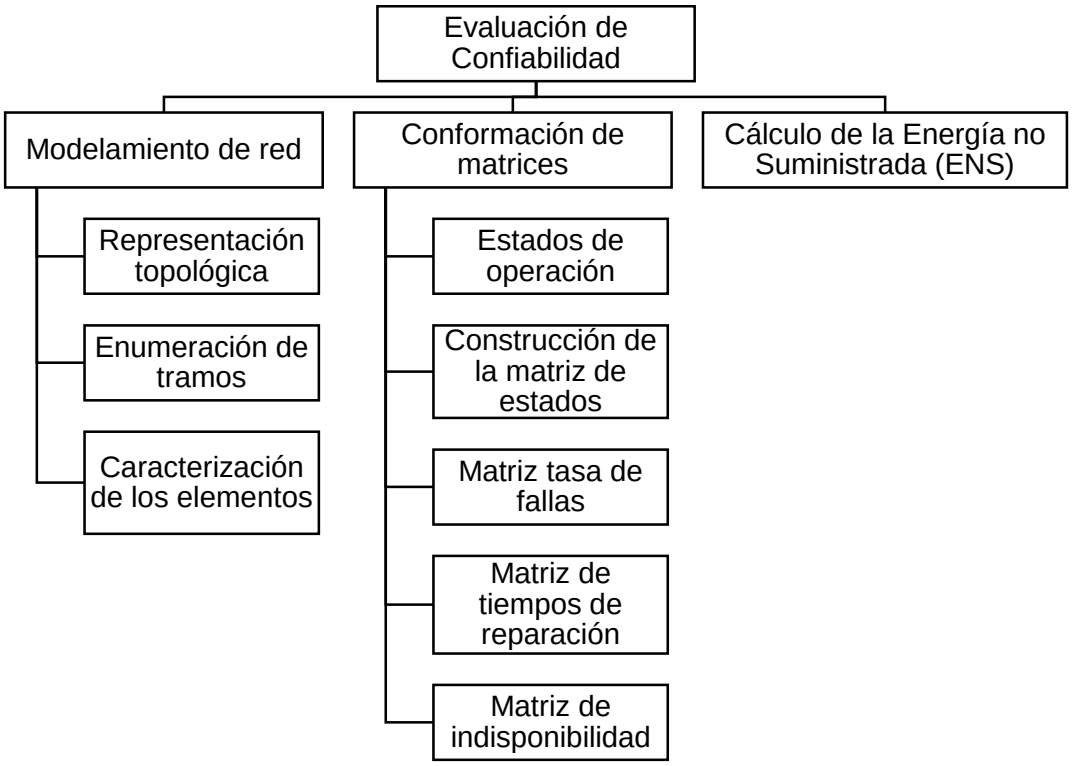

Figura 3.2. Diagrama de las etapas para la evaluación de la confiabilidad [Elaboración Propia]

[8] La curva de carga generalmente está constituida por los valores de la demanda de cada mes registrados a la hora pico del sistema, permitiendo la identificación del comportamiento de la red de distribución y los factores que perjudiquen su operación normal [3].

Para establecer el modelo matemático de la red de distribución orientado a la evaluación de la confiabilidad, se utiliza tanto el modelamiento de la red como la conformación de las matrices, es decir, se emplea las dos primeras etapas del diagrama de la Figura 3.2; con esto, el modelo matemático permitirá proseguir a la etapa de cálculo de la ENS de tal forma que se evalúe la confiabilidad del sistema en estudio.

Para demostrar cada etapa que indica la evaluación de la confiabilidad acorde al diagrama de la Figura 3.2, se toma como ejemplo una red radial simple presentada en la Figura 3.3.

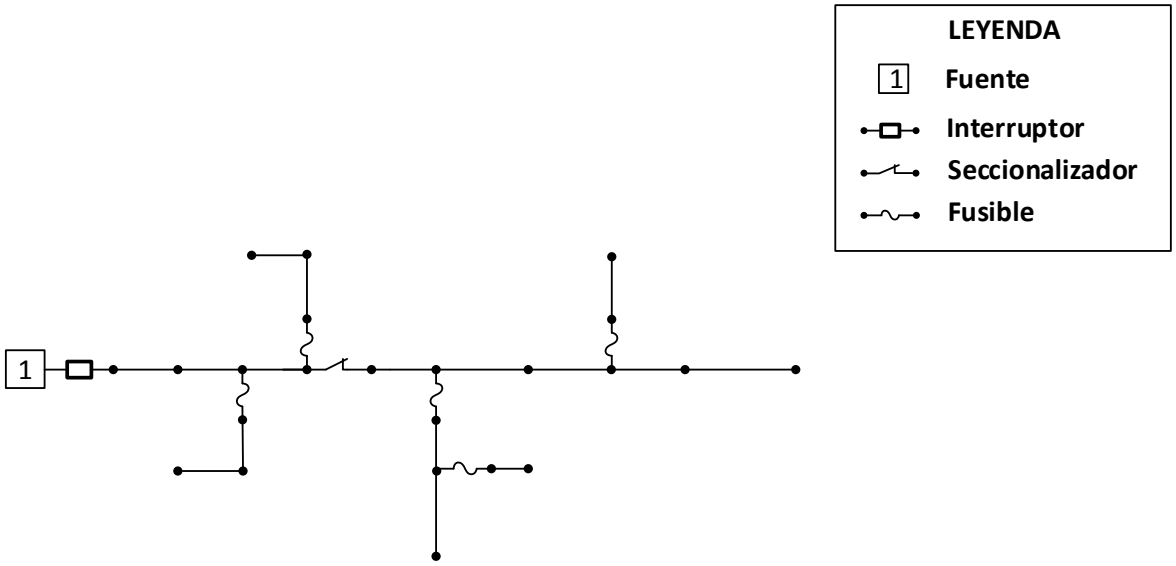

Figura 3.3. Diagrama unifilar utilizado para la evaluación de confiabilidad [Elaboración Propia]

3.1.1. Modelamiento de red

En esta sección se realiza la configuración de la red, analizando todos los elementos que conforman el sistema incluido los dispositivos de protección y de corte.

3.1.1.1. Representación topológica

En el área de distribución de energía eléctrica, se evidencia que sus redes son complejas y de gran tamaño, esto implica un difícil estudio de confiabilidad motivando a la exploración de nuevas alternativas que faciliten relacionar la discontinuidad del suministro de energía con los inconvenientes causados a los usuarios por la falta de éste servicio.

Para su representación topológica, el circuito primario se divide por tramos, un tramo está formado por las zonas de la red que enfrentan las mismas afectaciones por la ocurrencia de una falla, generalmente estas zonas se encuentra separadas por elementos de protección y/o maniobra [14].

Es así que en la Figura 3.4 se visualiza los tramos obtenidos a través de la fragmentación establecida anteriormente y aplicada al diagrama unifilar simple de la Figura 3.3.

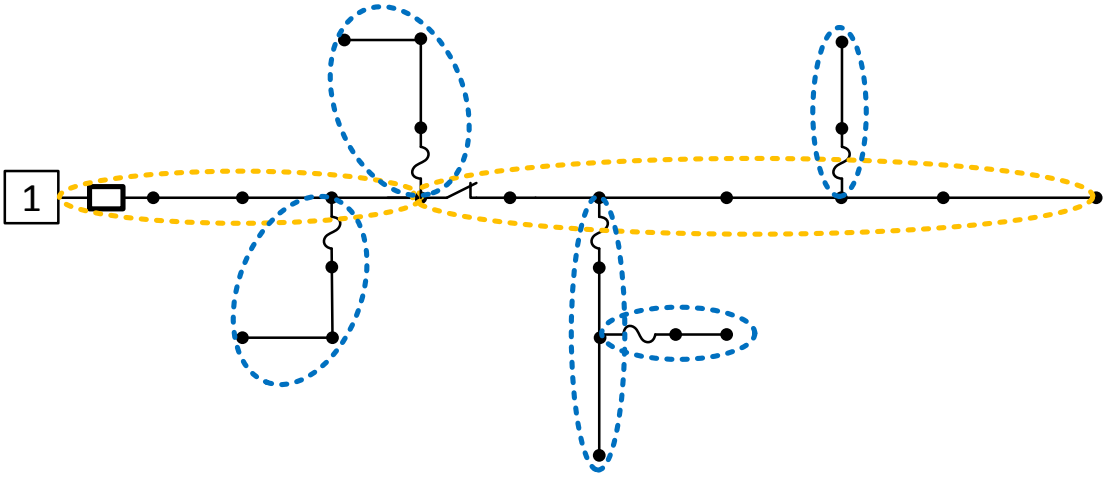

Figura 3.4. División en tramos del diagrama unifilar utilizado para la evaluación de confiabilidad [Elaboración Propia]

3.1.1.2. Enumeración de tramos

Definidos los tramos en la red radial se procede a la enumeración de cada tramo. Se inicia entonces desde la cabecera del circuito, continuando con las zonas pertenecientes al alimentador o troncal principal y se finaliza con los ramales laterales [18]. El resultado de la numeración se ilustra en la Figura 3.5.

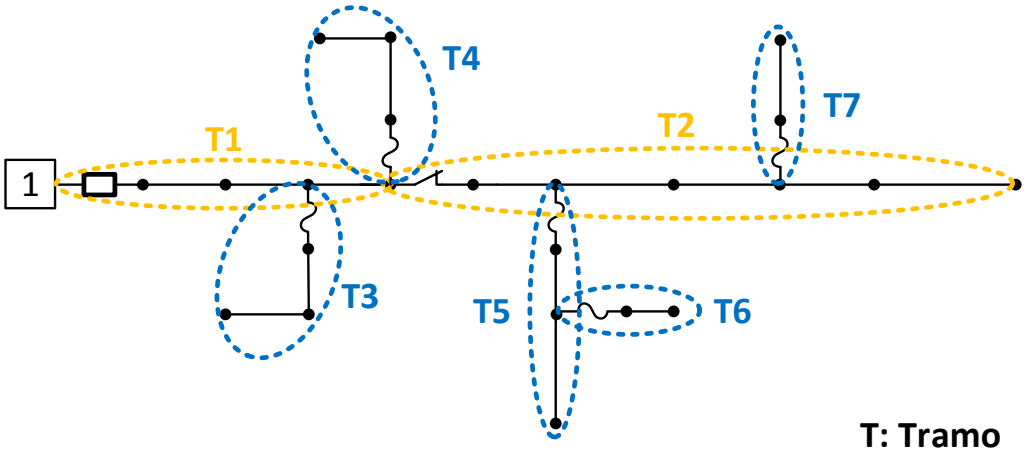

Figura 3.5. Enumeración de los tramos del diagrama unifilar utilizado para la evaluación de confiabilidad [Elaboración Propia]

Para una mejor apreciación de la disposición de los tramos se dibuja el diagrama de una forma más sencilla y se lo presenta en la Figura 3.6.

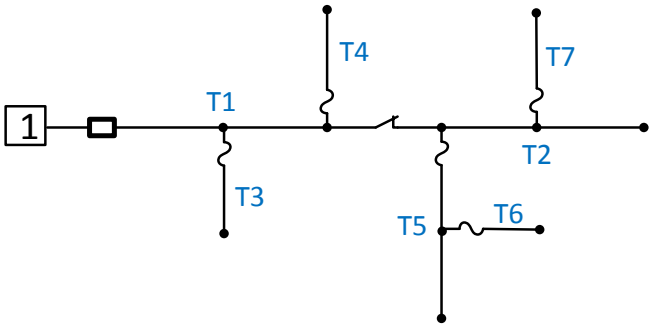

Figura 3.6. Diagrama de tramos utilizado para la evaluación de confiabilidad [Elaboración Propia]

3.1.1.3. Caracterización de los elementos

En la sección 2.6 se describe las formas o tipos de valoración que se hace a los datos para caracterizar a los elementos y así poder obtener los índices básicos de confiabilidad (tasa de falla, tiempo de reparación e indisponibilidad anual). Una de estas formas es considerar que las empresas distribuidoras llevan registros de los eventos de falla[9] suscitados en los distintos primarios que forman sus sistemas de distribución. Por lo cual se tienen datos de fallas y tiempos de duración por cada año (desempeño histórico). Sin embargo, si no se cuenta con estos registros existe otra alternativa mediante el desempeño predictivo, empleando los cálculos desarrollados en la sección 2.4.2 y 2.7 [18].

Se resume en la Tabla 3.1 la información requerida para la caracterización de la red primaria representada en la Figura 3.6, tomando en cuenta que para obtener la tasa de falla de la red se aplica las ecuaciones de la sección 2.7, mientras que para definir los tiempos de reparación se estiman valores proporcionados por la literatura especializada [2].

Tabla 3.1. Información del sistema tomado como ejemplo para la evaluación de confiabilidad

No. tramo	Longitud [km]	b [fallas/km-año]	Tasa de fallas [fallas/año]	Tc [h]	Tl [h]	Tp [h]	Tt [h]	Tr [h]	Tv [h]	P [kW]
1	5.0	0.3	1.50	0.1	0.2	0.2	0.5	2.5	0.5	0
2	8.5	0.3	2.55	0.1	0.2	0.2	0.5	2.5	0.5	550

[9] Para este estudio (en particular el caso 4 analizado en el capítulo 4), los registros de fallas están basados en los reclamos que ingresan al sistema de la Empresa Eléctrica Quito, que de acuerdo a: motivos de reclamo, causas de fallas, origen de la falla, etc., son clasificadas y analizadas para tomar las mejores acciones para la reparación y pronto restablecimiento del circuito.

3	1.0	0.2	0.20	0.1	0.2	0.2	0.5	2.5	0.5	100
4	2.0	0.2	0.40	0.1	0.2	0.2	0.5	2.5	0.5	250
5	1.7	0.2	0.34	0.1	0.2	0.2	0.5	2.5	0.5	150
6	0.3	0.2	0.06	0.1	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	200
7	1.5	0.2	0.30	0.1	0.2	0.2	0.5	0.5	0.5	300

NOTA:

- Tc: Tiempo de conocimiento de la falla.
- Tl: Tiempo de preparación.
- Tp: Tiempo de localización de la falla.
- Tt: Tiempo de maniobras para la trasferencia.
- Tr: Tiempo de reparación.
- Tv: Tiempo de maniobra para el restablecimiento del sistema a su configuración normal.
- P: Potencia demandada.

La potencia demandada o (P [kW]) tiene valores correspondientes a la potencia activa o consumida en todo el tramo, si no se encuentran usuarios en el tramo el valor es cero.

3.1.2. Conformación de matrices

Para el cálculo de los índices de confiabilidad, específicamente la ENS, es propicio utilizar matrices establecidas a través de los estados operativos del sistema, siendo más fácil y didáctica la manipulación de los valores sin importar la complejidad y tamaño del circuito primario.

3.1.2.1. Evaluación de estados de operación

Conforme a [2], las distintas tasas de fallas junto con los tiempos de reparación de un tramo se someten a la situación operativa en la que se encuentren, de esta forma la valoración de cada uno de los estados operativos se encuentra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Tasas de falla y tiempos de interrupción para los tramos acorde a su estado operativo

Estado del tramo	Tasa de falla	Tiempo de interrupción
Normal	0	0
Restablecible	λ	Tc+Tp+Tl
Transferible	2λ	Tc+Tp+Tl+Tt+Tv
Irrestablecible	λ	Tc+Tp+Tl+Tr
Irrestablecible con espera	λ	Tc+Tp+Tl+Tt+Tr

Es de notarse de la tabla anterior que el estado transferible posee una doble tasa de falla (2λ), la razón radica en que este estado implica dos acciones: una de ellas está en que luego de producirse la falla en el sistema se deberán ejecutar las respectivas reparaciones

en el componente afectado y la otra es la restauración a la configuración inicial del sistema radial, esta última acción tarda un tiempo T_V [14].

3.1.2.2. Construcción de la matriz de estados

Según lo propuesto por [14] y [18], la radialidad de las redes eléctricas de distribución es la condición más aprovechada por esta metodología de evaluación. Además, la actuación del sistema frente a las diversas contingencias ocurridas en sus elementos es fundamental para la determinación de los índices de confiabilidad, de ahí que es necesario la construcción de la matriz de estados.

Esta matriz tiene una dimensión *nxn*, donde *n* es el número de tramos que tiene el circuito primario, de tal forma que las columnas de la matriz denoten los estados operativos del sistema en presencia de una falla del tramo indicado por la correspondiente fila, como se aprecia en la Figura 3.7.

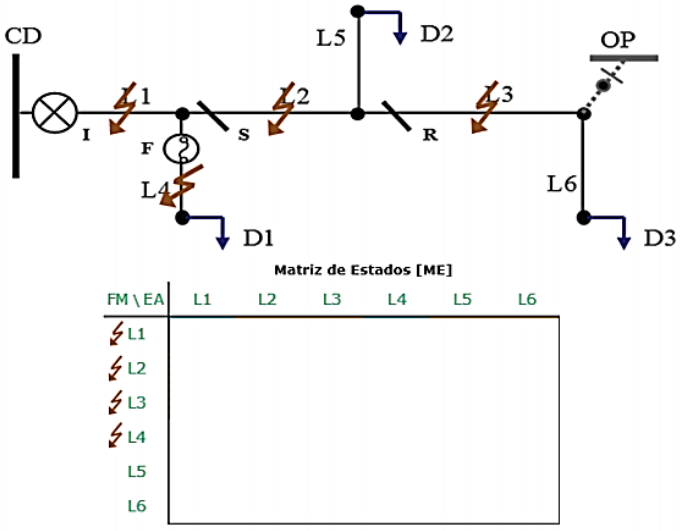

Figura 3.7. Representación de la matriz de estados [18]

Para simular la falla únicamente se toma un tramo a la vez (tramo *i*) del inicio de la fila y se analiza las afectaciones en los demás tramos (tramos *j*) de las columnas como consecuencia de la actuación de la protección:

- Si la acción del elemento de protección del tramo *i* en falla no causa inconveniente alguno en el suministro de energía al tramo *j*, este estado se considera normal (N).
- Si la acción del elemento de protección incluido en el tramo fallido *i* causa inconveniente en el suministro de energía al tramo *j* pero existe una vía de

alimentación alternativa[10] para evitar la discontinuidad, entonces el estado se define como transferible (T).

- En el caso que el tramo (*i=j*) presente una falla, se especifica inmediatamente como estado irrestablecible (I), o puede ser irrestablecible con tiempo de espera, puesto que para la reparación del dispositivo se deben efectuar maniobras de transferencia.

- Si previamente a la ejecución de la reparación del tramo *i* donde ocurre la falla, se puede realizar maniobras que aíslen esta perturbación y permitan reponer la continuidad del servicio eléctrico, se define al estado como restablecible (R).

Para una mejor comprensión de la construcción de la matriz de estados, se simulan eventos de falla en distintos puntos del diagrama de la Figura 3.6 y se analiza el comportamiento del sistema. Así es como en la Figura 3.8 se visualiza la presencia de una perturbación en T1.

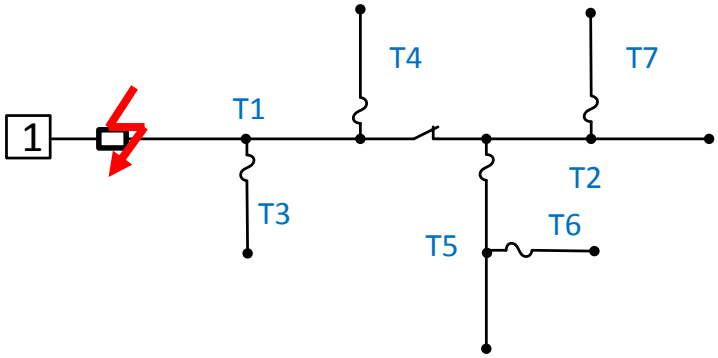

Figura 3.8. Diagrama de tramos utilizado para la evaluación de confiabilidad con presencia de falla en T1 [Elaboración Propia]

Si ocurre esta situación, es evidente que todo el sistema se desenergiza ya que la falla es despejada ante la actuación del interruptor de potencia de la cabecera del alimentador principal, sin posibilidad de restablecimiento o energización por una fuente de alimentación externa. En consecuencia, todos los tramos tienen estado irrestablecible hasta que el tramo afectado (T1) sea reparado.

Ahora bien, si la falla ocurre en uno de las ramas laterales del circuito (ver Figura 3.9) el escenario es diferente; debido a la actuación del fusible de protección inmerso en el tramo,

[10] Se conoce como alimentación alternativa a una fuente de energía auxiliar que se encuentra en un extremo de alguno de los tramos y que a través del cierre de un seccionador normalmente abierto abastece la demanda de la red.

el único ramal que se desconecta es T4 convirtiéndose en estado irreversible (I) ya que se requiere de la reposición del fusible, mientras que los demás tramos no tienen afectación alguna, es decir, se encuentran en estado normal (N) de operación.

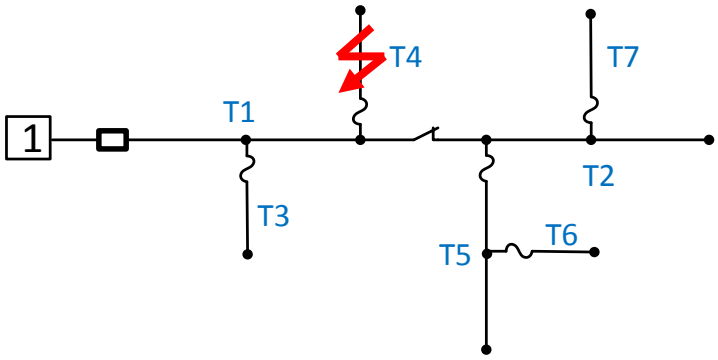

Figura 3.9. Diagrama de tramos utilizado para la evaluación de confiabilidad con presencia de falla en T4 [Elaboración Propia]

Para el caso de la Figura 3.10, el evento de falla está en el tramo 2.

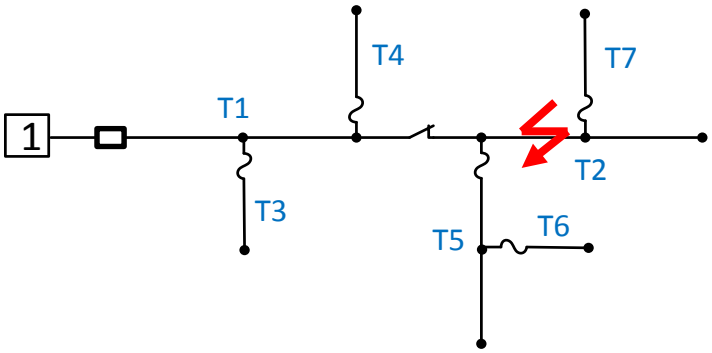

Figura 3.10. Diagrama de tramos utilizado para la evaluación de confiabilidad con presencia de falla en T2 [Elaboración Propia]

Las maniobras del sistema de protecciones frente a la detección de la falla son las siguientes:

a) Primero, el interruptor de potencia[11] en T1 se abre para despejar la falla.

b) Luego, el seccionalizador[12] de T2 se acciona para aislar la falla y deja sin servicio eléctrico a: T2, T5, T6 y T7 hasta que se solucione el desperfecto, dando lugar a que estos tramos pasan a un estado operativo irreversible (I).

[11] Los interruptores de potencia o disyuntores son dispositivos de maniobra y despeje de fallas, operan en presencia de carga en la red.

[12] Los seccionalizadores son dispositivos de maniobra que operan sin carga en la red.

c) Finalmente se cierra el interruptor de T1 para energizar nuevamente los tramos que se ubican aguas arriba del seccionador (T1, T3 y T4), los mismos que constituyen el estado reversible (R).

Por consiguiente, se construye toda la matriz de estados aplicando las fallas en el resto de tramos, estos resultados se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Matriz de estados del sistema ejemplo utilizado para la evaluación de confiabilidad

Tramo en falla *i*	**Estado Operativo del tramo *j***						
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	I	I	I	I	I	I	I
2	R	I	R	R	I	I	I
3	N	N	I	N	N	N	N
4	N	N	N	I	N	N	N
5	N	N	N	N	I	I	N
6	N	N	N	N	N	I	N
7	N	N	N	N	N	N	I

NOTA:
- I: Estado Irrestablecible.
- R: Estado Restablecible.
- N: Estado Normal.

Con anterioridad se mencionó que los tramos (i=j) pertenecientes a la diagonal principal siempre sostienen el estado operativo irreversible (I), no así los tramos de las diagonales secundarias que depende del comportamiento de la red radial de distribución.

3.1.2.3. Matriz tasa de fallas

Partiendo de la matriz de estados, se valora la condición de cada tramo conforme a sus estados operativos y se deduce la matriz de fallas (**λ**) cuyos resultados se pueden contemplar en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Matriz tasa de fallas del sistema ejemplo utilizado para la evaluación de confiabilidad

Tramos en falla	**Tasa de fallas [fallas/año]**						
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
2	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
3	0	0	0.20	0	0	0	0
4	0	0	0	0.40	0	0	0
5	0	0	0	0	0.34	0.34	0
6	0	0	0	0	0	0.06	0
7	0	0	0	0	0	0	0.30
$\boldsymbol{\Sigma_{total}}$	4.05	4.05	4.25	4.45	4.39	4.45	4.35

La fila denominada Σ_{total} de la Tabla 3.4, es la sumatoria de la tasa de falla individual perteneciente a cada uno de los tramo (columna) del sistema acorde con la ecuación 2.12.

3.1.2.4. Matriz de tiempos de reparación

De modo similar a la matriz de tasa de fallas, para la matriz de tiempos de reparación (**r**) se evalúan los tiempos individuales de interrupción acorde a cada estado operativo, dichos valores están contenidos en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Matriz de tiempos de reparación del sistema ejemplo utilizado para la evaluación de confiabilidad

Tramos en falla	Tiempos de reparación [horas]						
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
2	0.5	3.0	0.5	0.5	3.0	3.0	3.0
3	0	0	3.0	0	0	0	0
4	0	0	0	3.0	0	0	0
5	0	0	0	0	3.0	3.0	0
6	0	0	0	0	0	1.0	0
7	0	0	0	0	0	0	1.0

3.1.2.5. Matriz de indisponibilidad

La matriz de indisponibilidad (**U**) se calcula con la ecuación 2.14 y considera únicamente la tasa de falla relacionada con la primera interrupción. La tasa de falla causada por la restitución del circuito luego de realizar la transferencia se considera exclusivamente para determinar la tasa de fallas totales para cada elemento del sistema [29].

En consecuencia se tiene la matriz de horas de indisponibilidad del diagrama de la Figura 3.6 que se resume en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Matriz de horas de indisponibilidad del sistema ejemplo utilizado para la evaluación de confiabilidad

Tramo en falla	Tiempo de Indisponibilidad [horas/año]						
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500
2	1.275	7.650	1.275	1.275	7.650	7.650	7.650
3	0	0	0.600	0	0	0	0
4	0	0	0	1.200	0	0	0
5	0	0	0	0	1.020	1.020	0
6	0	0	0	0	0	0.060	0
7	0	0	0	0	0	0	0.300
Σ_{total}	5.775	12.150	6.375	6.975	13.170	13.230	12.450

La fila $\boldsymbol{\Sigma_{total}}$ es resultante de la suma de las horas de indisponibilidad individual de los respectivos tramos (columnas) de acuerdo con la ecuación 2.13.

3.1.3. Cálculo de la Energía no Suministrada (ENS)

A continuación se resume en la Tabla 3.7 los parámetros requeridos para la evaluación de confiabilidad del sistema.

Tabla 3.7. Resumen de parámetros del sistema ejemplo utilizado para la evaluación de confiabilidad

Tramos *i*	λ_i [fallas/año]	r_i [horas]	U_i [horas/año]
1	4.05	1.4259	5.775
2	4.05	3.0000	12.150
3	4.25	1.5000	6.375
4	4.45	1.5674	6.975
5	4.39	3.0000	13.170
6	4.45	2.9730	13.230
7	4.35	2.8621	12.450

Es de notarse que la columna denominada tasa de falla del tramo *i* ($\boldsymbol{\lambda_i}$) se toma de la fila $\boldsymbol{\Sigma_{total}}$ de la Tabla 3.4, mientras que la columna de horas de indisponibilidad de cada tramo *i* ($\mathbf{U_i}$) corresponde la fila $\boldsymbol{\Sigma_{total}}$ de la Tabla 3.6. Ahora, para establecer los tiempos de reparación del tramo *i* ($\mathbf{r_i}$) solo es cuestión de utilizar la ecuación 2.16

Se plantea entonces, conjuntamente con la potencia consumida en cada tramo *i* la determinación de la ENS individual acorde a la ecuación 2.26 y de esta manera los resultados se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Resumen de parámetros del sistema ejemplo utilizado para el cálculo de la ENS

Tramos *i*	P_i [kW]	U_i [horas/año]	ENS_i [kWh/año]
1	0	5.775	0
2	550	12.150	6,682.50
3	100	6.375	637.50
4	250	6.975	1,743.75
5	150	13.170	1,975.50
6	200	13.230	2,646.00
7	300	12.450	3,735.00
		$\boldsymbol{ENS_{total}}$	1,7420.25

Cumpliendo con esta metodología mediante la cual se calcula la ENS de todo el sistema se ejecuta la sumatoria de la ENS individual perteneciente a cada tramo, que en el caso establecido de ejemplo es de 1,7420.25 kWh/año.

Cabe mencionar que, para el caso que se requiera analizar la indisponibilidad anual total del sistema en serie, se toma en cuenta la indisponibilidad anual de cada uno de los tramos inmersos en el sistema de distribución radial.

En efecto, todo lo detallado en la sección 3.1 permite establecer la metodología a través de la cual se analiza la confiabilidad del sistema eléctrico con configuración netamente radial, inclusive se puede evaluar la ENS en cada tramo de la red, de tal modo que se puedan tomar acciones correctivas para mejor la calidad de servicio mediante la ubicación óptima de elementos de protección y/o maniobra que eviten cortes inesperados de energía como por ejemplo los dispositivos automáticos conocidos como reconectadores.

3.2. Función Objetivo para determinar la Ubicación Óptima de Reconectadores

El uso apropiado de los recursos que disponen las empresas distribuidoras permite establecer sistemas de distribución más robustos y efectivos, que eviten la discontinuidad en el suministro de energía eléctrica a sus diversos usuarios. Se plantea entonces la minimización de la ENS a través de la ubicación óptima de reconectadores como una forma de mejoramiento de la confiabilidad en las redes de distribución.

La formulación del modelo matemático para la optimización [2] que cumpla el objetivo del trabajo de titulación considera los siguientes aspectos:

- En la cabecera del alimentador principal siempre existe la presencia de una protección principal sea éste un interruptor de potencia o un reconectador.
- Los reconectadores se ubicarán únicamente a lo largo del alimentador o troncal principal.
- Debido a la complejidad en la coordinación de protecciones se considera la instalación de un número máximo de tres reconectadores.
- Los reconectadores serán ubicados al inicio del tramo que sea seleccionado a través de la herramienta computacional desarrollada.

Para representar el modelo matemático de minimización de la ENS mediante la instalación de reconectadores en las redes primarias de distribución, se establece la *optimización mono-objetivo no lineal binaria* [2], desarrollada a través de AG binarios, es decir, las variables de decisión están codificadas de forma binaria. De la misma manera, se conoce como optimización mono-objetivo no lineal debido a que existe una única función objetivo que no sigue una sola dirección para la búsqueda de la mejor solución.

La función a ser minimizada está constituida por n variables y cuya solución x se codifica binariamente {0,1}.

De este modo, se considera una función objetivo relacionada con la ENS, la misma que será minimizada y que se detalla a continuación:

$$MIN\ f_{(x)} = \sum_{i=1}^{n} x_i \times U_i \times P_i$$

Ecuación 3.1. Función objetivo para la minimización de la ENS

Donde:

x_i: Variable binaria representativa de la presencia o no de un reconectador.

$$x_i = \begin{Bmatrix} 1 & Si\ se\ instala\ el\ reconectador\ en\ el\ tramo\ i \\ 0 & Si\ no\ se\ instala\ el\ reconectador\ en\ el\ tramo\ i \end{Bmatrix}$$

P_i: Carga promedio conectada o potencia demandada en cada tramo *i.*

U_i: Indisponibilidad anual del tramo *i*.

n: Cantidad de tramos que conforman el circuito primario.

La función objetivo está sujeta a las siguientes restricciones:

- Siempre se dispone una protección principal a la salida de la subestación, sea ésta un interruptor o un reconectador:

$$x_1 = 1$$

Ecuación 3.2. Primera restricción para la función objetivo para la minimización de la ENS

- Por efectos de coordinación de protecciones se instalan únicamente hasta tres reconectadores en la red primaria, localizados solo en el alimentador o troncal principal, no en los ramales laterales:
  - Para el troncal principal:

$$\sum_{i=1}^{m-1} x_i \leq 3$$

Ecuación 3.3. Segunda restricción para la función objetivo para la minimización de ENS

- Para los ramales laterales:

$$\sum_{i=m}^{n} x_i = 0$$

Ecuación 3.4. Tercera restricción para la función objetivo para la minimización de ENS

Donde:

m: Numeración del tramo donde inicia los ramales laterales del circuito primario.

La ecuación 3.4 implica necesariamente que no se instale ningún reconectador en los laterales del circuito primario, es decir, la protección utilizada en estas zonas son exclusivamente fusibles.

3.3. Optimización con Algoritmos Genéticos de la Ubicación de Reconectadores

Los AG son técnicas de búsqueda y optimización basadas en los principios de la genética evolutiva de los organismos vivos y la selección natural, en donde se pretende encontrar una población con una mejora significativa (con mayor rendimiento y eficiencia) en comparación de su población inicial, es decir, obedeciendo al principio de la supervivencia del más fuerte. Estos métodos de optimización adaptativos crean soluciones cuya evolución permite dar lugar a valores óptimos de la población final para aquellos problemas a ser resueltos.

Aunque no son los únicos métodos de optimización, los AG permiten utilizar un sin fin de variables, logrando así ser empleados en la resolución de problemas más reales. Además no requieren información previa del problema[13], sus decisiones son acorde a su aleatoriedad, explorando todos los caminos posibles (múltiples direcciones a la vez) para lograr encontrar la mejor respuesta; no así con los métodos tradicionales que se enfocan únicamente en seguir una dirección (secuencialidad) determinada por el requerimiento de un conocimiento previo del problema.

[13] Al referirse a que no se necesita información previa, quiere decir que los AG hacen cambios aleatorios en las soluciones candidatas y posteriormente las contrastan con la función objetivo, de tal manera que se pueda analizar si el cambio realizado produce una mejora o no lo hace.

La formulación clásica de los AG se encuentra en la Figura 3.11, que se toma como base para el desarrollo de la aplicación a través de MATLAB para la ubicación óptima de reconectadores.

```
Inicializar(P(0))
generación=0
mientras (no CriterioParada) hacer
    Evaluar(P(generación))
    Padres = Seleccionar(P(generación))
    Hijos = Aplicar Recombinación (Padres)
    Hijos = Aplicar Mutación (Hijos)
    NuevaPob = Reemplazar(Hijos, P(generación))
    generación ++
    P(generación) = NuevaPob
fin
retornar Mejor Solución Encontrada
```

Figura 3.11. Pseudocódigo de un AG [24]

Se visualiza de la Figura 3.11, un proceso iterativo que finaliza siempre y cuando se haya cumplido los criterios de parada a los que han sido delimitados los AG, permitiendo escoger de las diversas soluciones candidatas (amplio espacio de soluciones) la más óptima, que se adapte mejor al problema planteado.

Una característica evidente que diferencia los AG con otras técnicas evolutivas está relacionada con sus operadores genéticos. Los AG establecen como principal operador al cruzamiento de sus individuos y como segundo operador a la mutación, que en ciertos casos puede ser un operador opcional o inclusive estar ausente [24].

Dadas las distintas y variadas características propias de los AG, se los escoge como método de optimización en la ubicación de reconectadores, permitiendo recrear un escenario más realista conforme a las exigencias en cuanto a la complejidad y gran extensión de las redes radiales de distribución pertenecientes a las empresas distribuidoras.

Es así como se proporcionan dos formas de aplicación de los AG en el software MATLAB: uno como desarrollo personal a través de un script (AG desarrollado) y otro fundamentado mediante el uso del toolbox denominado *optimtool* que se encuentra en la interfaz de MATLAB (AG de MATLAB), éstos se detallan en las secciones siguientes.

3.3.1. AG desarrollado para la ubicación óptima de reconectadores

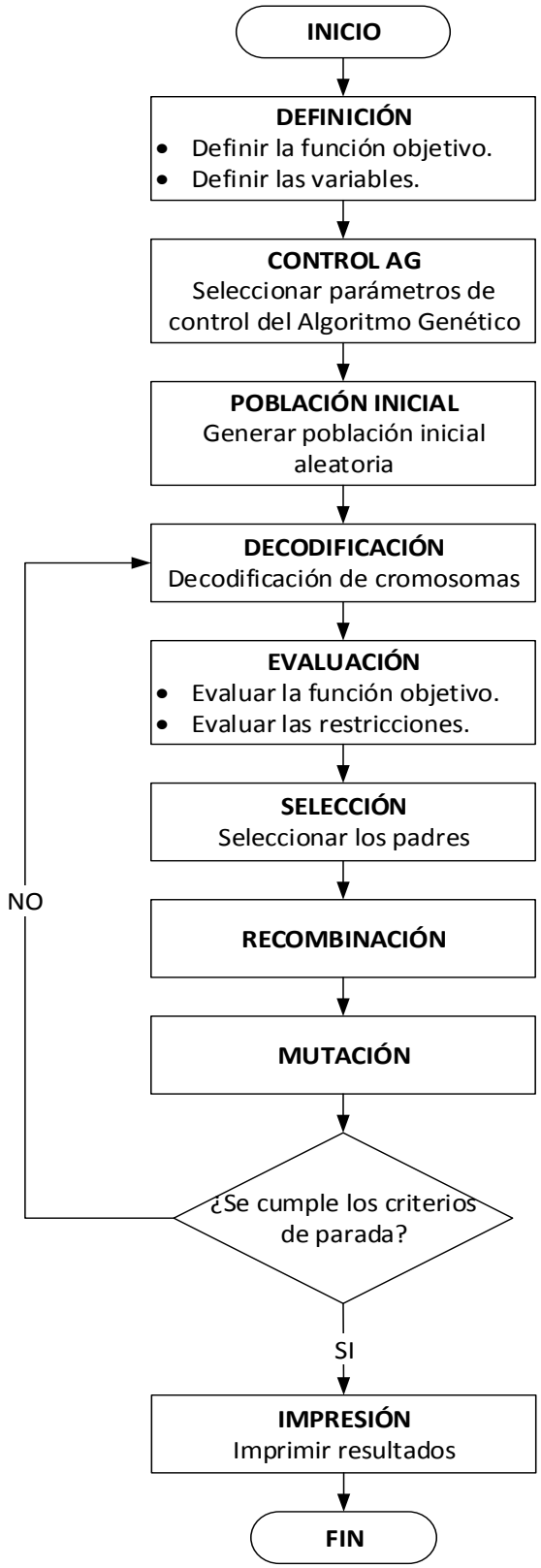

Figura 3.12. Diagrama de flujo del AG utilizado para la ubicación óptima de reconectadores [Elaboración Propia]

En el AG desarrollado, la representación de las variables es en forma binaria, permitiendo contemplar la presencia del dispositivo automático o reconectador en los tramos asignados como óptimos si la variable tiene un valor de uno, caso contrario no existe necesidad alguna de la colocación del reconectador.

Para iniciar, el algoritmo requiere de una función objetivo (ENS) la cual debe ser minimizada de acuerdo con las restricciones planteadas para el problema en cuestión. El método finaliza como cualquier otro método de optimización, probando su convergencia con el cumplimiento de los criterios de parada.

Se tiene entonces el diagrama de flujo de la Figura 3.12, que detalla el proceso propuesto en este trabajo de titulación para la optimización en la ubicación de reconectadores en sistemas radiales de distribución a través de AG.

A continuación se detalla el proceso incluido en el diagrama de flujo de la Figura 3.12 para la optimización con AG.

- **Definición**

La determinación de una función objetivo adecuada junto con sus variables correspondientes, está directamente relacionada para una optimización más acertada, que proporcione resultados confiables y eficientes del problema de ubicación de reconectadores en sistemas radiales. En este trabajo, la función que se toma como objetivo para ser minimizada está constituida por la ENS de la ecuación 3.1 sujeta a la satisfacción de las tres restricciones (ver Ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4).

En cuanto a las variables, el AG comienza definiendo un cromosoma o una matriz de valores, es así como los elementos que los conforman representan una variable que posteriormente se optimizará. Reflejando entonces para el caso en estudio, que el tamaño del cromosoma depende exclusivamente del número de tramos que se disponga en el circuito primario de distribución.

$$cromosoma = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_{Ntramos}]$$

Ecuación 3.5. Representación del cromosoma utilizado por el AG

- **Control AG**

Durante décadas se han formulado varios estudios intensivos sobre la selección correcta de los parámetros de control de los AG, detallados en [21], mediante lo cual se fundamenta que su ajuste y configuración resulta bastante sensible y perceptible a factores como: el tipo de función objetivo, las diversas opciones de los AG, los límites en los criterios e

indicadores de rendimiento, etc. Por consiguiente, cada uno de estos estudios da como resultado conclusiones diferentes sobre los valores óptimos de los parámetros.

Las experiencias encontradas durante el proceso de análisis de optimización con los AG [30] sugieren que, si bien existe la probabilidad de optimizar los parámetros de control del algoritmo, se puede alcanzar un mejor rendimiento utilizando un rango ajustable en cada uno de los parámetros de control, motivo por el cual en el transcurso de esta sección se pretende especificar los intervalos apropiados para los parámetros que proyecten respuestas lógicas y tolerables en la ubicación de los reconectadores.

Haciendo referencia también al análisis de varios documentos especializados [21], [31], [30], se ha demostrado que parámetros tales como: método de selección de la población, fracción de cruce y tipo de mutación, no son muy representativos, mientras que el tamaño de la población y la tasa de mutación generan un impacto significativo en la capacidad de los AG de encontrar soluciones aceptables del problema planteado.

En el desarrollo del presente trabajo de titulación se encontró que, para el AG desarrollado, los parámetros más predominantes en el control del algoritmo son: tamaño de la población, porcentaje de selección de la población y tasa de mutación. Adicionalmente, en este trabajo se realizó un análisis de sensitividad para la verificación y selección de la solución óptima de todo el conjunto de soluciones producidas, al considerar diferentes parámetros de control de los AG.

- **Población Inicial**

En el capítulo 2 se detalló que dentro del proceso de optimización con los AG se tiene la presencia de bits o caracteres que al juntarse constituyen los genes. Ahora bien, si de manera similar se unen varios genes se da lugar a la conformación de un cromosoma.

De este modo, para la inicialización de los AG se maneja un grupo de cromosomas conocidos como población, éstos se agrupan en una matriz de dimensión $N_{pob} \times N_{tramos}$ (ver Ecuación 3.6); donde N_{pob} es el tamaño de la población y N_{tramos} es el número de variables o tramos en que se divide la red primaria de distribución radial.

$$población\ inicial = \begin{bmatrix} cromosoma_1 \\ cromosoma_2 \\ cromosoma_3 \\ \vdots \\ cromosoma_{Npob} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & x_{13} & \cdots & x_{1Ntramos} \\ x_{21} & x_{22} & x_{23} & \cdots & x_{2Ntramos} \\ x_{31} & x_{32} & x_{33} & \cdots & x_{3Ntramos} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{Npob1} & x_{Npob2} & x_{Npob3} & \cdots & x_{NpobNtramos} \end{bmatrix}$$

Ecuación 3.6. Representación de la población inicial del AG

Al visualizar la Ecuación 3.6 es notorio que cada fila de la matriz de la población inicial es un cromosoma; cuyos elementos o genes, que representan a las variables, tienen una codificación binaria (siendo el número de bits igual a uno) de {0,1} y son generados aleatoriamente.

Según la investigación de [21], el rango al referirse al tamaño de la población aconsejable está entre $6 \leq N_{pob} \leq 100$ dependiendo del número de tramos y la función objetivo analizada. Generalmente el AG desarrollado funciona mejor, es decir, se optimizan más rápido, con poblaciones pequeñas; entretanto que si mayor es el tamaño de la población mayor será el tiempo requerido para la convergencia del AG y no necesariamente la solución óptima se encontrará.

- **Decodificación**

Se ha mostrado anteriormente que los AG manejan cromosomas, estos cromosomas a su vez están formados por elementos conocidos comúnmente como genes, dichos genes son decodificados dependiendo del campo en el que se los utilice y la función objetivo a la que se sujete.

La decodificación sólo es necesaria para interpretar los resultados finales, en el caso de la ubicación óptima de reconectadores en redes radiales de distribución, si el gen o variable toma un valor de 1 se debe instalar el reconectador en el tramo establecido y si el gen es 0 no se coloca dispositivo automático alguno.

- **Evaluación**

En esta parte del proceso de optimización de la ubicación de reconectadores, se determina el valor de la función objetivo para cada uno de los cromosomas de la población considerada, esto se representa mediante la Ecuación 3.7.

$$Función\ Objetivo = f(cromosoma) = f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_{Ntramos})$$

Ecuación 3.7. Representación de la evaluación de la función objetivo del AG

Posteriormente se analiza si el cromosoma solución cumple las expectativas para ser tomado como óptimo, esto es: obteniendo la minimización de la ENS, cumpliendo todas las restricciones planteadas para el problema, etc. Si la solución dada no satisface las expectativas, se procede a regenerar la población a través de los operadores genéticos (selección, recombinación o cruce y mutación).

- **Selección**

La utilización de AG implica un procedimiento iterativo mediante el cual se proyecta descubrir el mejor individuo o cromosoma (solución óptima) de todas las generaciones. En virtud de esto se propone, en el AG desarrollado, que para la selección de los cromosomas de cada generación se consideren dos aspectos importantes: la tasa de selección y el método de selección.

Así, uno de los postulados de Darwin acerca del proceso genético de los organismos vivos, al que se asemejan los AG, hace referencia a la supervivencia del individuo más apto. Aplicado a la optimización, este postulado se traduce en descartar los cromosomas con los valores más altos en su función objetivo; dicho de otra forma, los valores de la función objetivo y sus cromosomas asociados se clasifican de menor a mayor, de éstos, sólo los mejores se seleccionan para continuar mientras que el resto se eliminan. De acuerdo a esto, es evidente que el número de cromosomas que se mantiene en cada generación es la selección natural que ocurre en todas las iteraciones del algoritmo.

Se tiene entonces que, la tasa de selección es la fracción de la población (N_{pob}) que sobrevive a la siguiente generación y además se convierten en potenciales padres. Se ha demostrado en [21] que la decisión de cuántos cromosomas conservar para la próxima generación es algo arbitrario; no obstante, con frecuencia se recomienda establecer la tasa de selección en un 50% (x_{selec}=0.5) debido principalmente a que la acción de mantener demasiados cromosomas proporciona a los malos actores o individuos la oportunidad de aportar sus rasgos a la próxima generación.

Para una explicación más consistente se toma un ejemplo de [21], en el cual se pretende buscar la elevación máxima de un mapa topográfico perteneciente al Parque Nacional de las Montañas Rocosas, valiéndose de una función objetivo con variables de entrada de longitud (x) y latitud (y) como se muestra en la Ecuación 3.8.

$$cromosoma = [x, y]$$

Ecuación 3.8. Representación del cromosoma para el ejemplo sobre la búsqueda del pico en el Parque Nacional de las Montañas Rocosas [21]

Dado que se está tratando de encontrar el pico en el Parque Nacional de las Montañas Rocosas, la función objetivo se escribe como el negativo de la elevación con el fin de ponerlo en forma de una función de minimización, tal como se expresa en la Ecuación 3.9.

$$f(x, y) = -elevación\ en\ (x, y)$$

Ecuación 3.9. Representación de la función objetivo para el ejemplo sobre la búsqueda del pico en el Parque Nacional de las Montañas Rocosas [21]

Para este caso, se tiene una población N_{pob}=8 creada aleatoriamente con su respectivo valor de función objetivo, esto se presenta en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Ejemplo de población inicial de 8 cromosomas aleatorios y el valor de su función objetivo [21]

Nombre cromosoma	Cromosoma	Valor función objetivo
A	00101111000110	-12359
B	11100101100100	-11872
C	00110010001100	-13477
D	00101111001000	-12363
E	11001111111011	-11631
F	01000101111011	-12097
G	11101100000001	-12588
H	01001101110011	-11860

En efecto, acorde con la selección natural se descartan aquellos cromosomas que generen un elevado valor en la función objetivo como son: B, E, F, y H; mientras que los demás cromosomas se convierten en padres potenciales y son enviados a la siguiente generación, como se visualiza en la Tabla 3.9

Tabla 3.10. Cromosomas sobrevivientes después de aplicar la tasa de selección del 50% [21]

No.	Nombre cromosoma	Cromosoma	Valor función objetivo
1	C	00110010001100	-13477
2	G	11101100000001	-12588
3	D	00101111001000	-12363
4	A	00101111000110	-12359

Ahora bien, para reemplazar los cromosomas descartados, se realiza el emparejamiento entre los cromosomas definidos como más aptos o padres potenciales a través de diversos métodos de selección o de emparejamiento que se encuentran descritos en el capítulo 2.

Para este trabajo, se ha optado elegir el método de selección por torneo binario, el cual selecciona al azar un pequeño subconjunto de cromosomas (dos cromosomas) del grupo establecido como potenciales padres para continuar al paso siguiente de apareamiento o cruce. El torneo se repite para cada cromosoma necesario.

La selección por torneo binario funciona mejor para los tamaños de población más grandes debido a que la población no necesita ser clasificada de ninguna manera (escogida al azar), evitando así desperdiciar tiempo en la clasificación. Es por esta razón que el método de

selección que se ha elegido se ajusta perfectamente a las redes primarias de distribución, que generalmente presentan topologías de gran extensión y tamaño.

- **Apareamiento, recombinación o cruce**

Específicamente en esta parte del proceso de optimización se crean descendientes a partir de los cromosomas definidos como padres potenciales, siendo el cruce en un punto la forma de apareamiento más utilizada y la que es seleccionada para el presente estudio de ubicación óptima de reconectadores.

Retomando el ejemplo de la búsqueda del pico en el Parque Nacional de las Montañas Rocosas, se combinan los procesos de emparejamiento por torneo binario y el cruce de un punto y se obtiene los resultados contenidos en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Proceso de emparejamiento y apareamiento en un solo punto [21]

No. Cromosoma	Familia	Cromosoma
3	ma(1)	00101111001000
2	pa(1)	11101100000001
5	descendencia1	00101100000001
6	descendencia2	11101111001000
3	ma(2)	00101111001000
4	pa(2)	00101111000110
7	descendencia3	00101111000110
8	descendencia4	00101111001000

Es notorio de la Tabla 3.11 que de la selección por torneo del grupo de potenciales padres (ver Tabla 3.10) se tiene que el cromosoma 3 representará a la madre y el cromosoma 2 al padre, posteriormente ambos cromosomas producen doble descendencia (descendencia1 y descendencia2). El punto de cruce es seleccionado al azar entre el primer y último bit de los cromosomas denominados padres (en este caso se encuentra entre el bit 6 y 7). En primer lugar ma(1) pasa su código binario del lado izquierdo del punto de cruce a descendencia1, asimismo pa(1) traslada su código binario de la izquierda del mismo punto de cruce a la descendencia2; luego de esto, el código binario de la derecha del punto de cruce de ma(1) va hacia descendencia2 y el de pa(1) pasa a descendencia1. Todo este procedimiento permite que la descendencia contenga porciones de los códigos binarios de ambos padres, y se repetirá tantas veces como cromosomas sean necesarios para sustituir a los que fueron descartados en el proceso de selección natural, esto es colocando los descendientes en la población tal como se refleja en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Población completa de 8 cromosomas para el ejemplo sobre la búsqueda del pico en el Parque Nacional de las Montañas Rocosas

No.	Cromosomas producto del proceso de selección natural	No.	Cromosomas completados mediante el emparejamiento y apareamiento
1	00110010001100	5	00101100000001
2	11101100000001	6	11101111001000
3	00101111001000	7	00101111000110
4	00101111000110	8	00101111001000

- **Mutación**

La mutación es la segunda forma en la cual los AG exploran las mejores opciones que optimicen la función objetivo, alterando un cierto porcentaje de la población considerada. Como se detalla en el capítulo 2, una mutación cambia de 1 a 0, y viceversa uno de los bits de los cromosomas que conforman la población a excepción del primer cromosoma que tiene el menor valor en su función objetivo; además de que los puntos de mutación se eligen de forma aleatoria.

Según [21], al aumentar el número de mutaciones se aumenta la libertad del algoritmo para buscar variables fuera de la región actual, tendiendo a desviar la convergencia del algoritmo en una solución aceptable; es por esta razón que se aconseja tomar bajos porcentajes (menores al 50%) en la tasa de mutación. Así, para la ubicación óptima de reconectadores se opta por mantener esta tasa entre el 1% y el 40%.

- **Criterios de parada**

Después de producirse las mutaciones, se calcula los nuevos valores de la función objetivo acorde a cada cromosoma mutado y se continúa en el proceso iterativo que implica la utilización de los AG, hasta que se haya logrado obtener la mejor solución de todas las generaciones.

Es evidente entonces que, como la optimización con AG es iterativo existen grandes posibilidades que después de un tiempo todos los cromosomas y los valores de la función objetivo asociados se conviertan en los mismos si no se tiene la intervención de las mutaciones, por lo cual, en este punto el algoritmo debe ser detenido.

En virtud de esto, para la ubicación óptima de reconectadores en distintas redes radiales pertenecientes a las empresas encargadas de la distribución de la energía eléctrica, se consideran dos aspectos para finalizar el proceso de optimización [2], uno de ellos corresponde a que este proceso de optimización ha alcanzado el número de generaciones

máximo establecido y el otro es que no se ha evidenciado una mejora en la minimización de la función objetivo durante algunas iteraciones consecutivas.

- **Impresión**

En esta parte del diagrama de flujo se procede a mostrar el resultado más apto que concuerde con las exigencias de la optimización con AG. Una vez codificada la solución, se instauran los tramos óptimos requeridos para la ubicación del reconectador en el circuito primario y se finaliza el proceso.

3.3.2. AG incluido en el Toolbox de MATLAB

El toolbox de MATLAB incluye una colección de funciones y rutinas para resolver problemas de optimización. De acuerdo con [32], el AG de MATLAB modifica repetidamente una población de soluciones individuales y a cada paso, selecciona individuos al azar de la población actual para que sean padres y utilizarlos en la producción de hijos para la próxima generación. Este proceso se repite sucesivamente por varias generaciones y la población va evolucionando hacia una solución óptima.

El AG de MATLAB usa tres tipos principales de reglas en cada paso para la creación de la siguiente generación, estos son:

- Selección: selecciona a los individuos, llamados padres, que contribuyen a la población en la próxima generación.
- Cruce: combinan dos padres para formar la descendencia para la próxima generación.
- Mutación: aplican cambios aleatorios a padres individuales para formar descendientes.

Es de notarse que tanto el AG desarrollado y el AG de MATLAB siguen el mismo proceso de la genética evolutiva de todo organismo vivo. Sin embargo, en el transcurso de esta subsección se observará que existen algunas diferencias principalmente en la valoración de los parámetros debido a la forma de programación en cada caso.

De esta manera, si se desea utilizar el AG en una línea de comando en MATLAB, se asigna la sintaxis mostrada en la Ecuación 3.10. Este tipo se sintaxis reduce la función objetivo conforme a las restricciones enteras del problema planteado y según los valores de los parámetros de optimización definidos por *options*.

$$[x, fval] = ga(ObjectiveFunction, nvars, [\,], [\,], [\,], [\,], LB, UB, ConstraintFunction, IntCon, options)$$

Ecuación 3.10. Sintaxis de la función de AG incluido en MATLAB [32]

Donde:

- ✓ $ObjetiveFunction$: es el identificador para la función objetivo.
- ✓ $nvars$: es el número de variables que se emplea en la función objetivo.
- ✓ LB: es el vector con el límite inferior al que se ajusta la población.
- ✓ UB: es el vector con el límite superior al que se ajusta la población.
- ✓ $ConstraintFunction$: es una función que maneja las múltiples restricciones a las que se ajusta la función objetivo, sus sintaxis se ilustra en la Ecuación 3.11.

$$function\,[c, ceq] = ConstraintFunction(x)$$

Ecuación 3.11. Sintaxis de la función de restricción de los AG de MATLAB [33]

Se denomina matriz **c** al conjunto de restricciones de desigualdad lineal o no lineal de la forma $A \cdot x \leq b$, mientras que la matriz **ceq** corresponde a las restricciones de igualdad.

- ✓ $IntCon$: es un vector de enteros positivos, cada valor de este vector representa un componente o gen de valor entero.
- ✓ $options$: es una estructura donde se ubican las opciones para el control del AG. Si ninguna opción es definida por el usuario, MATLAB utiliza sus opciones definidas por defecto.

Los resultados que proyecta el AG son:

- ✓ $fval$: es el valor final de la función objetivo.
- ✓ x: es el punto (resultado óptimo) con el cual se obtuvo el valor final de la función objetivo.

Para inicializar los parámetros de control del AG se realiza a través de la función *gaoptimset* (ver Ecuación 3.12), donde se crea una estructura de opciones y se instituye el valor de *value1* al parámetro *param1*, el valor de *value2* a *param2*, y si así sucesivamente.

$$options = gaoptimset('param1', value1, 'param2', value2, \dots)$$

Ecuación 3.12. Sintaxis de la función gaoptimset de AG incluidos en MATLAB [32]

Existen varias opciones que configurar para la optimización con AG utilizando el toolbox de MATLAB. Por lo que se ha optado por elegir, acorde a la literatura especializada [22], los más representativos que serán especificados por medio de *gaoptimset* en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13. Opciones para la configuración de gaoptimset del AG en MATLAB [32]

Opción	Descripción	Valores
PopulationSize	Se traduce en el tamaño que toma la población	| {50} cuando nvars ≤ 5
		{200} en casos contrarios
		| {min(max(10*nvars,40),100)} para problemas enteros mixtos
PopulationType	Instaura el tipo de datos de la población. Debe ser 'doubleVector' si se emplea problemas de optimización entero mixtos	'bitstring'
		| 'custom'
		| {'doubleVector'}
		AG ignora todas las restricciones si PopulationType se establece en 'bitString' o 'custom'.
EliteCount	Número entero positivo que establece la cantidad de individuos de la generación actual que sobrevivirán a la próxima generación	| {ceil(0.05*PopulationSize)}
		| {0.05*(default PopulationSize)} para problemas enteros mixtos
SelectionFcn	Maneja la función a través de la cual se selecciona a los padres de la descendencia para el cruzamiento y la mutación	@selectiongoldberg
		@selectionrandom
		{@selectionstochunif}
		@selectionroulette
		@selectiontournament
CrossoverFraction	Define la fracción de la población en la generación siguiente, excluyendo a los descendientes élites productos de la función de cruce	| {0.8}
CrossoverFcn	Realiza el cruzamiento o reproducción para la creación de descendientes	@crossoverheuristic
		{@crossoverscattered}
		@crossoverintermediate
		@crossoversinglepoint
		@crossovertwopoint
MutationFcn	Función que realiza la mutación en la descendencia	@mutationuniform
		{@mutationgaussian}
		| @mutationuniform
Generations	Establece el número máximo de iteraciones o generaciones que el algoritmo debe cumplir antes de detenerse	| {100*nvars}

NOTA:

- Los valores contenidos en { } indican el valor predeterminado por el AG.
- { }* representa el valor por defecto pero cuando existe restricciones lineales y en algunos caso cuando existe límites.
- |* indica que AG maneja las opciones para las restricciones de enteros de manera diferente.

Para el ajuste del AG de MATLAB es necesario manejar la optimización entera a través de la función *IntCon*; ya que se ha utilizado, para la ubicación óptima de reconectadores, la optimización mono-objetivo no lineal binaria.

De acuerdo con [33], ésta función implica algunas restricciones naturales[14], las mismas que son detalladas a continuación:

- No es conveniente que existan restricciones de igualdad lineal. Sin embargo, existe una forma alternativa mediante la cual se puede ingresar este tipo de restricciones, que consiste en crear dos restricciones de desigualdad, por ejemplo si tenemos la igualdad de la Ecuación 3.13:

$$A \cdot x_1 + B \cdot x_2 = d$$

Ecuación 3.13. Ejemplo de una restricción de igualdad lineal

La conformación de las dos desigualdades se muestra en la Ecuación 3.14 y Ecuación 3.15.

$$A \cdot x_1 + B \cdot x_2 \leq d$$

Ecuación 3.14. Primera desigualdad en base a la restricción de igualdad

$$A \cdot x_1 + B \cdot x_2 \geq d$$

Ecuación 3.15. Segunda desigualdad en base a la restricción de igualdad

Acorde con la sintaxis que deben obedecer las desigualdades para el AG de MATLAB, el resultado es mostrado a continuación.

$$A \cdot x_1 + B \cdot x_2 \leq d$$

Ecuación 3.16. Primera restricción de desigualdad

[14] El término restricciones naturales se refiere a que los AG de MATLAB, cuando hacen uso de la función *IntCon*, tienen restricciones que no son arbitrarias sino que son propias de dicha función.

$$-A \cdot x_1 - B \cdot x_2 \leq -d$$

Ecuación 3.17. Segunda restricción de desigualdad

De esta manera, las desigualdades de las Ecuaciones 3.16 y 3.17 pueden ser ingresadas en la función que contiene las restricciones del problema planteado.

- No se permite restricciones de igualdad no lineales.
- El tipo de población debe ser *doubleVector*.
- El AG de MATLAB aporta sus propios ajustes en varias opciones de su configuración, tales como: cruzamiento *CrossoverFcn* y mutación *MutationFcn*, usando funciones especiales características de los AG incluido en el toolbox de MATLAB.
- Maneja únicamente la función de selección por torneo binario.
- Hace caso omiso a las funciones de penalización (funciones que finalizan el proceso iterativo de los AG).

Todo esto hace que la aplicación del AG de MATLAB se limite, debido a que no se puede emplear todas las funciones que los caracterizan y la obtención de las mejores soluciones en algunas ocasiones resulte una tarea algo dificultosa.

Ahora bien, varios de los términos utilizados en esta subsección se han tratado en el capítulo 2, por lo cual se revisará únicamente los ajustes concernientes a la ubicación óptima de reconectadores en redes radiales de distribución, los cuales se muestran en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Opciones para la configuración de gaoptimset del AG en MATLAB para la ubicación óptima de reconectadores

Opción	**Valores establecidos para los AG utilizando el toolbox de MATLAB**
ObjetiveFunction	Ecuación 3.1
nvars	N_{tramos}
LB	zeros(1:N_{tramos})
UB	ones(1:N_{tramos})
ConstraintFunction	Ecuación 3.2 Ecuación 3.3 Ecuación 3.4
IntCon	[1:1:N_{tramos}]
PopulationSize	2×Ntramos ≤ PopulationSize ≤ 4×Ntramos
PopulationType	doubleVector
EliteCount	1

SelectionFcn	@selectiontournament
CrossoverFraction	0.5
CrossoverFcn	@crossoversinglepoint
MutationFcn	@mutationuniform
Generations	100

Dado que no se puede establecer valores fijos en algunas opciones para configurar los AG, en este trabajo de titulación se realizó un análisis de sensitividad que permita establecer la solución mejor adaptada a las exigencias del algoritmo.

Para finalizar, se tiene un cuadro resumen en la Tabla 3.15 con los valores característicos de cada parámetro según las dos formas de aplicación con AG de las subsecciones 3.3.1 y 3.3.2.

Tabla 3.15. Resumen de los valores típicos para los parámetros en la optimización con AG

Parámetros	**AG desarrollado**	**AG de MATLAB**
Población	$6 \leq N_{pob} \leq 100$	$2 \times N_{tramos} \leq N_{pob} \leq 4 \times N_{tramos}$
Selección fracción de la población que se mantiene	$x_{selec}=0.5$	$x_{selec}=0.5$
Selección forma de emparejamiento	Por torneo	Por torneo
Apareamiento o cruce	En un punto	En un punto
Mutación	$0.01 \leq X_{mutac} \leq 0.4$	0.01

Debido a los diferentes criterios de programación tomados para realizar cada forma de aplicación de AG, los valores en los parámetros sobre la población y la mutación varían notablemente. A pesar de esto, la gran mayoría de los parámetros mantiene el mismo punto de vista. En consecuencia, se validará la eficiencia de cada modelo a través de la aplicación en varios sistemas de distribución de prueba que se presentan en el capítulo 4.

Cabe recalcar que luego de obtener la solución óptima a través de los AG se debe recalcular el índice de confiabilidad de la ENS con la misma metodología de la sección 3.1, de esta forma se proporciona la información necesaria para verificar su minimización; evitando largas horas de interrupción de servicio eléctrico y fortaleciendo el sistema de distribución para el mejoramiento su confiabilidad.

4. APLICACIÓN DEL ALGORITMO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE RECONECTADORES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo, mediante cuatro casos de estudio, se realiza la aplicación de la herramienta computacional desarrollada en la interfaz de MATLAB conformada tanto por la metodología seleccionada para la evaluación de la confiabilidad (cálculo de la ENS) de sistemas radiales de distribución como del algoritmo para la ubicación óptima de reconectadores establecido en el capítulo anterior.

Para la validación de la herramienta computacional, se seleccionan de la literatura técnica: dos sistemas de prueba diferentes con topología radial y un sistema de prueba con generación distribuida. Posteriormente se emplea un circuito primario perteneciente a la EEQ de tal forma que se verifique la eficacia del trabajo realizado y con cuyos resultados se mejore la calidad de servicio eléctrico en los sistemas de distribución.

A fin de comprobar el exitoso desempeño y rendimiento de la herramienta computacional propuesta en este trabajo, frente a sistemas radiales con diferentes disposiciones y tamaños, se hace uso de tres sistemas de prueba. Además, uno de estos sistemas incluye generación distribuida, con el propósito de dar cumplimento a las expectativas en cuanto a la aplicabilidad y utilidad que tiene la rutina desarrollada, no solo con sistemas radiales con una única fuente de alimentación sino también en los sistemas con generación distribuida.

Cabe recalcar que en este trabajo de titulación se ha considerado que el analista ingrese el número de reconectadores que desee emplear en los distintos sistemas de distribución tomando en cuenta su criterio profesional, sin omitir que debido la complejidad durante la coordinación entre los diferentes dispositivos de protección se restringe la instalación hasta tres reconectadores en una misma red primaria de distribución.

4.1. Sistema de prueba 1

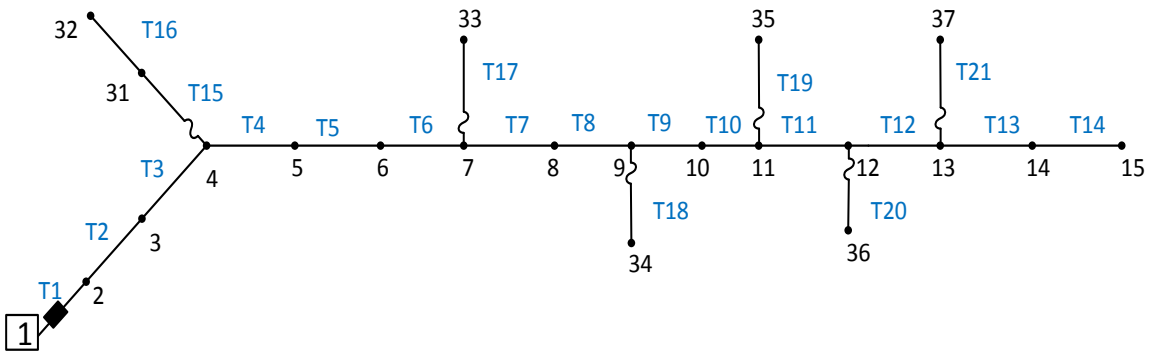

Figura 4.1. Sistema de prueba 1 [14]

El primer sistema, utilizado para verificar el desempeño de la herramienta implementada en el software MATLAB de este trabajo de titulación, consta de: 21 tramos de red con topología radial, 37 nodos, una protección principal al inicio del circuito primario y fusibles en cada ramal lateral como se muestra en la Figura 4.1.

Los datos necesarios sobre: tasas de falla, tiempos de interrupción del servicio y demanda de cada uno de los tramos de la red, se encuentran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Información del sistema de prueba 1

No. Tramo	Longitud [km]	b [fallas/km-año]	Tasa de fallas [fallas/año]	Tc [h]	Tl [h]	Tp [h]	Tt [h]	Tr [h]	Tv [h]	P [kW]
1	2.83	0.234	0.6622	0.08	0.08	0.08	0.08	14.14	0.08	0
2	2.83	0.234	0.6622	0.08	0.08	0.08	0.08	14.14	0.08	80
3	2.83	0.234	0.6622	0.08	0.08	0.08	0.08	14.14	0.08	80
4	2.00	0.234	0.4680	0.08	0.08	0.08	0.08	10.00	0.08	0
5	2.00	0.234	0.4680	0.08	0.08	0.08	0.08	10.00	0.08	240
6	2.00	0.234	0.4680	0.08	0.08	0.08	0.08	10.00	0.08	20
7	2.00	0.234	0.4680	0.08	0.08	0.08	0.08	10.00	0.08	0
8	2.00	0.234	0.4680	0.08	0.08	0.08	0.08	10.00	0.08	20
9	2.00	0.234	0.4680	0.17	0.17	0.17	0.17	10.00	0.17	160
10	2.00	0.234	0.4680	0.17	0.17	0.17	0.17	10.00	0.17	0
11	2.00	0.234	0.4680	0.17	0.17	0.17	0.17	10.00	0.17	0
12	2.00	0.192	0.3840	0.07	0.07	0.07	0.07	6.00	0.07	80
13	2.00	0.192	0.3840	0.07	0.07	0.07	0.07	6.00	0.07	240
14	2.00	0.288	0.5760	0.07	0.07	0.07	0.07	4.00	0.07	160
15	2.83	0.192	0.5434	0.17	0.17	0.17	0.17	3.00	0.17	160
16	2.83	0.288	0.8150	0.17	0.17	0.17	0.17	5.66	0.17	160
17	2.00	0.288	0.5760	0.17	0.17	0.17	0.17	4.00	0.17	240
18	2.00	0.288	0.5760	0.08	0.08	0.08	0.08	4.00	0.08	160
19	2.00	0.288	0.5760	0.08	0.08	0.08	0.08	4.00	0.08	80
20	2.00	0.288	0.5760	0.08	0.08	0.08	0.08	4.00	0.08	240
21	2.00	0.288	0.5760	0.08	0.08	0.08	0.08	4.00	0.08	160

La matriz de estados construida a través de la localización de los distintos elementos de protección en la red primaria de distribución y fundamentada de acuerdo a lo expuesto en el capítulo 3, se aprecia en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. Matriz de Estados correspondiente al sistema de prueba 1

Tramo en falla *i*	Estado Operativo tramo *j*																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I

2	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
3	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
4	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
5	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
6	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
7	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
8	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
9	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
10	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
11	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
12	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
13	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
14	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
15	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	I	N	N	N	N	N
16	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	I	N	N	N	N	N
17	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N
18	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N
19	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N
20	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N
21	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I

Mediante la longitud de cada uno de los tramos y la probabilidad de existencia de fallas por kilómetro cuantificada durante un año se obtiene la tasa de fallas anuales, que simultáneamente con la matriz de estados da como consecuencia la matriz de fallas para el sistema de prueba 1. Asimismo, al relacionar los tiempos de interrupción del servicio con la matriz de estados se da lugar a la matriz de tiempos de reparación.

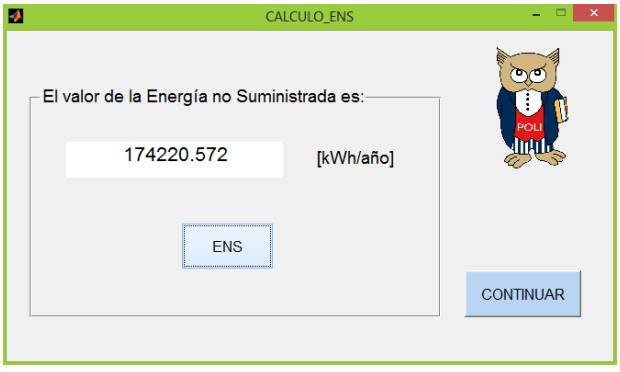

Figura 4.2. Resultado inicial de la ENS del sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

Tanto la matriz de fallas como la matriz de tiempos de reparación permiten la obtención de la matriz de indisponibilidad anual requerida para el cálculo del índice de confiabilidad ENS. De este modo se continúa con el cálculo de la ENS inicial acorde a la metodología señalada y cuyo valor se presenta en la Figura 4.2.

Para situar óptimamente los reconectadores, se recurre al empleo de AG que conforme a varios trabajos de investigación realizados [10], [27], [28] han dado los mejores resultados en comparación a otros métodos de optimización, adaptándose a cualquier tipo de problemas. En cuanto a los parámetros que controlan el algoritmo (ver Tabla 4.3) se realizan múltiples simulaciones para encontrar la combinación adecuada que dé lugar a la obtención de las mejores soluciones.

Tabla 4.3. Parámetros de control del AG para el sistema de prueba 1

Parámetro	AG desarrollado	AG de MATLAB
	Valor	Valor
Tasa de cruzamiento	0.50	0.50
Tasa de mutación	0.07	-
Puntos de cruce	1	1
Tamaño de la población	6	79
Generaciones	100	100

En la rutina desarrollada, por una parte se aprovecha la interfaz incluida en el software de MATLAB (AG de MATLAB) y por otra se tiene el desarrollo propio del AG (AG desarrollado). Para validar el AG desarrollado, se toma como referencia los resultados del AG de MATLAB y se los contrasta con los obtenidos mediante el AG desarrollado, de tal modo que, por una parte se pueda comprobar el adecuado y correcto funcionamiento del AG desarrollado, y por otra parte se analice cuál de éstas dos formas de aplicación de los AG es más eficiente al proporcionar los mejores resultados.

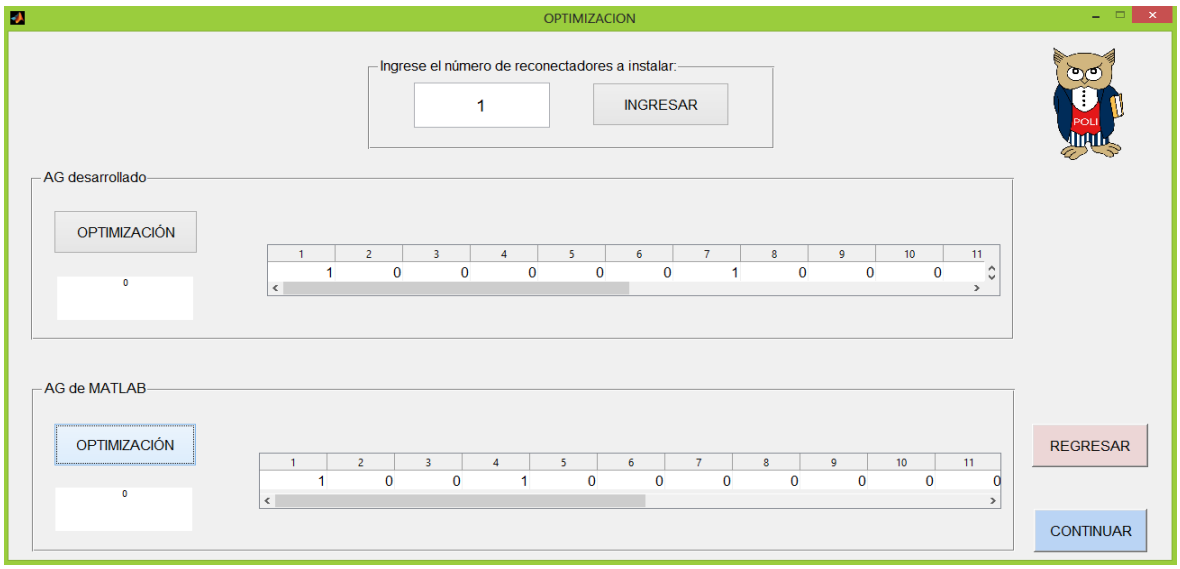

Figura 4.3. Resultado de la ubicación óptima de un reconectadores para el sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

Es así como se muestra en la Figura 4.3 los resultados pertenecientes a la ubicación de un solo reconectador en el sistema de prueba 1.

Ahora bien, para el caso del AG desarrollado, el tramo proporcionado como óptimo es el T7 (ver Figura 4.4) y cuyo valor de la ENS se encuentra en la Figura 4.5; mientras que con el AG de MATLAB, la ubicación óptima se localiza en T4 (ver Figura 4.6) con el valor de la ENS mostrado en la Figura 4.7.

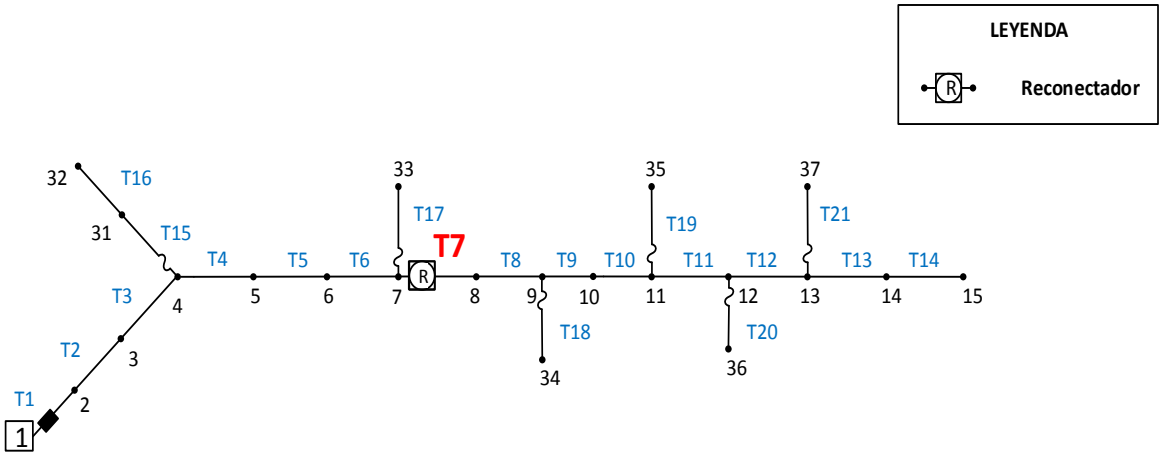

Figura 4.4. Sistema de prueba 1 con la inclusión un reconectador acorde con el AG desarrollado [Elaboración Propia]

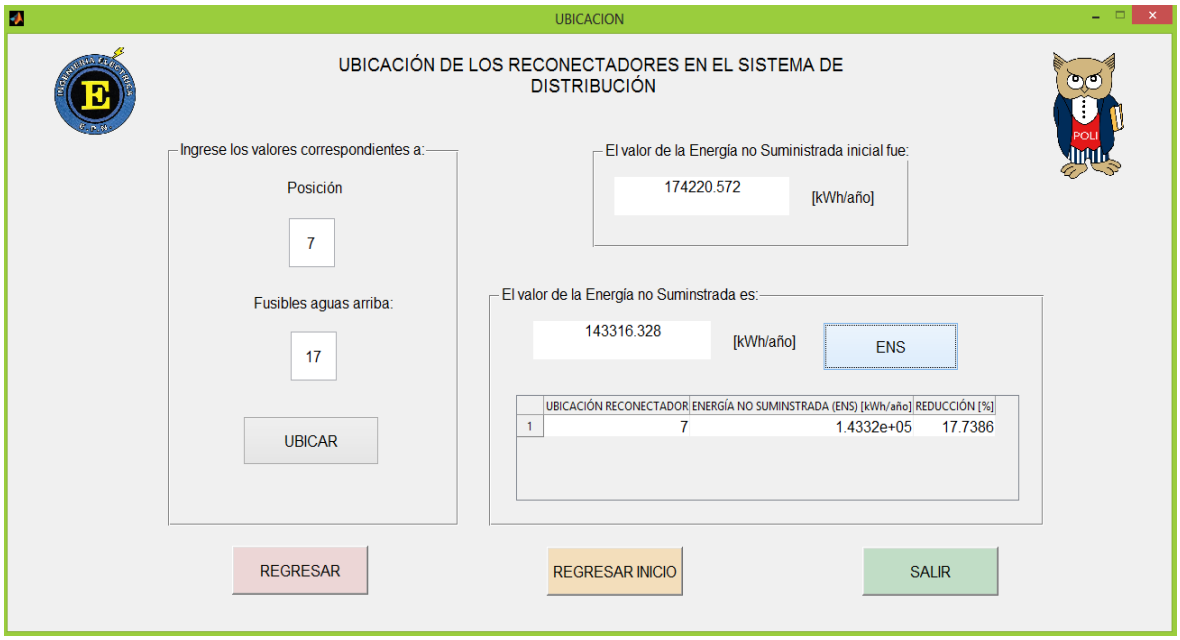

Figura 4.5. Resultado de la ENS luego de la ubicación óptima un reconectador en el tramo T7 del sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

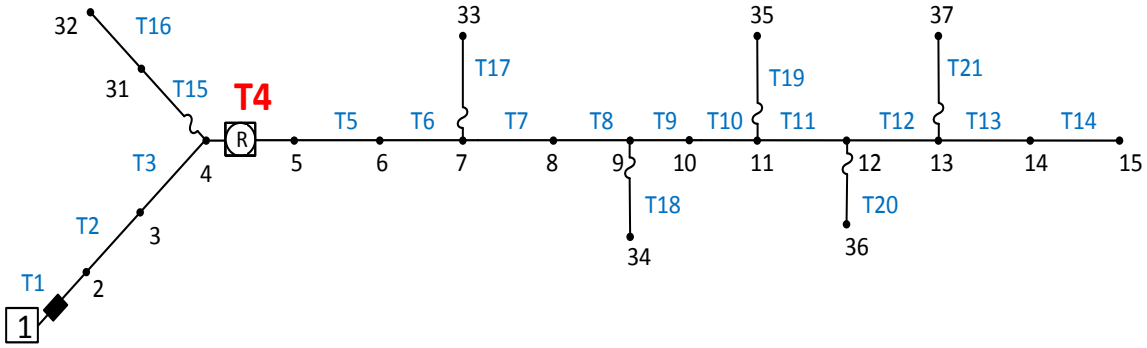

Figura 4.6. Sistema de prueba 1 con la inclusión un reconectador acorde con el AG de MATLAB [Elaboración Propia]

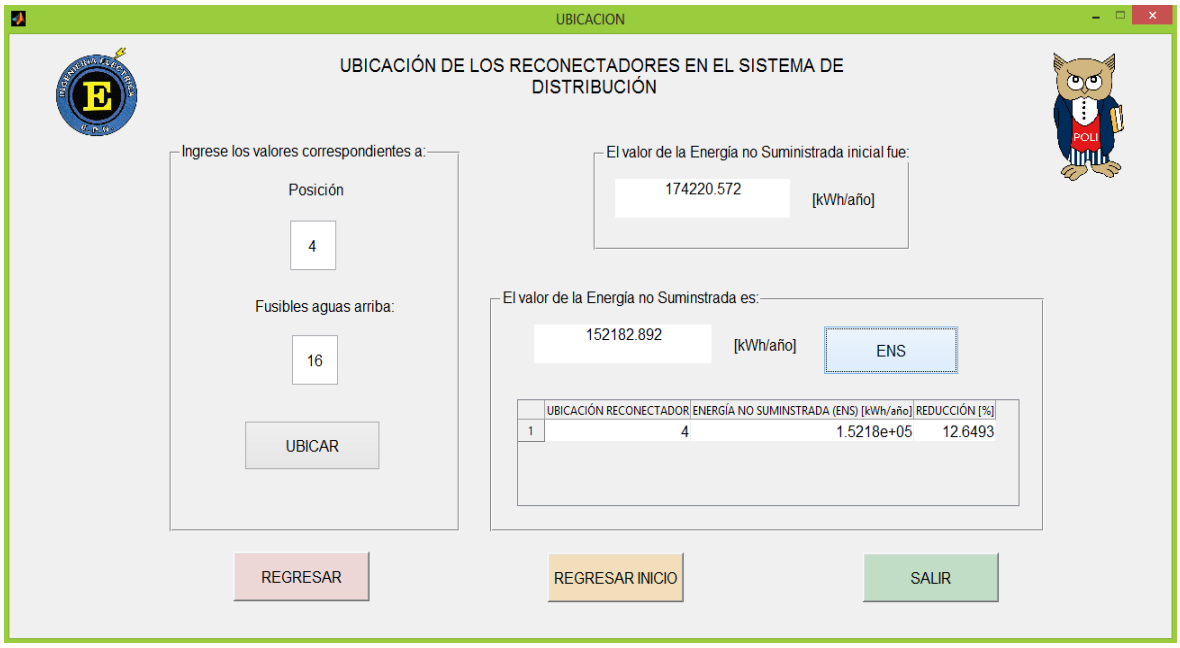

Figura 4.7. Resultado de la ENS luego de la ubicación óptima de un reconectador en el tramo 4 del sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

Para este caso, se verifica el correcto funcionamiento del AG desarrollado puesto que se obtiene la reducción más notable en el tramo T7 en relación al tramo T4 obtenido por el AG de MATLAB.

Seguidamente, en la Figura 4.8 se tiene los resultados de la ubicación óptima de dos reconectadores en el sistema de prueba 1; a través de la cual, se observa que en ambas formas de aplicación de AG (AG desarrollado y AG de MATLAB) los tramos óptimos, si se dispone de dos reconectadores, son T4 y T7. Para visualizar de mejor manera la disposición que tienen los dos restauradores automáticos, se representa el sistema de prueba mediante la Figura 4.9. En cambio, en la Figura 4.10 se tiene el valor que alcanza la ENS posterior a la colocación de los reconectadores en sus respectivos tramos óptimos.

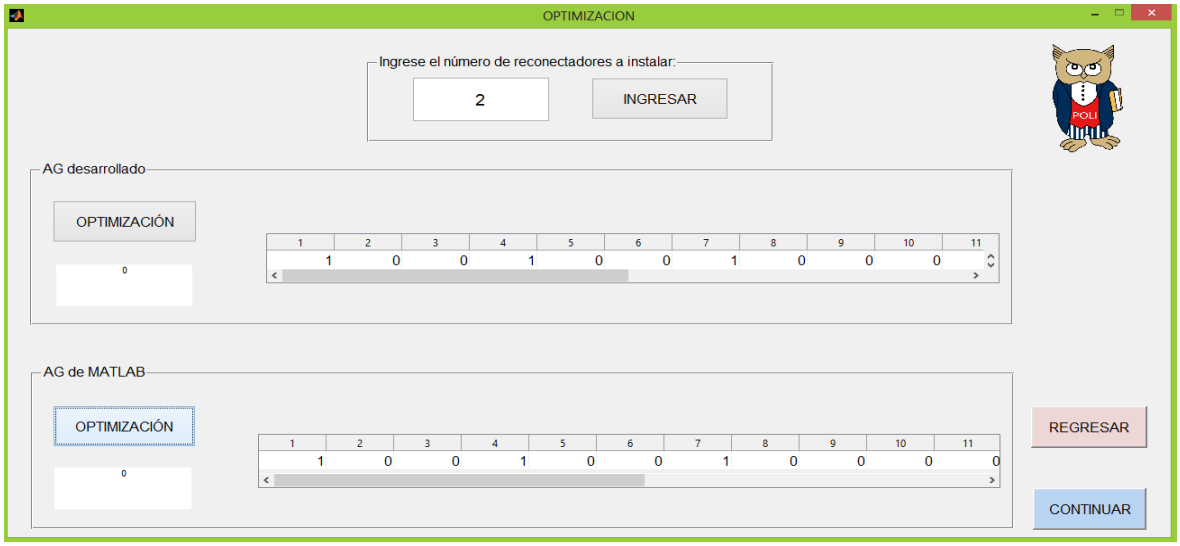

Figura 4.8. Resultado de la ubicación óptima de dos reconectadores para el sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

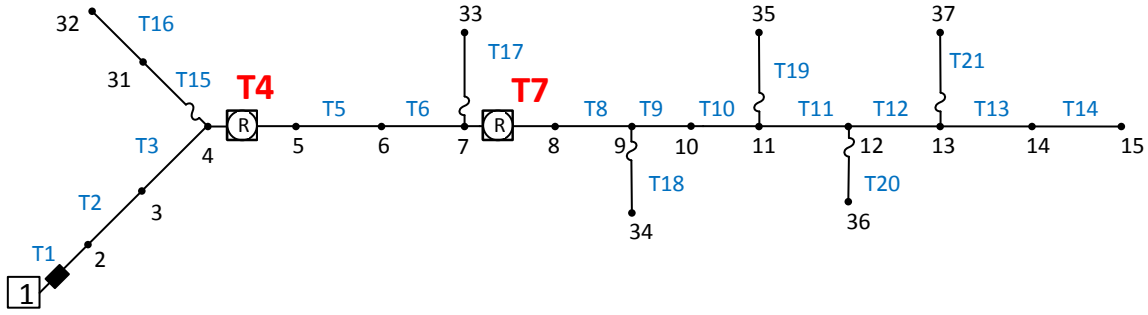

Figura 4.9. Sistema de prueba 1 con la inclusión de dos reconectadores

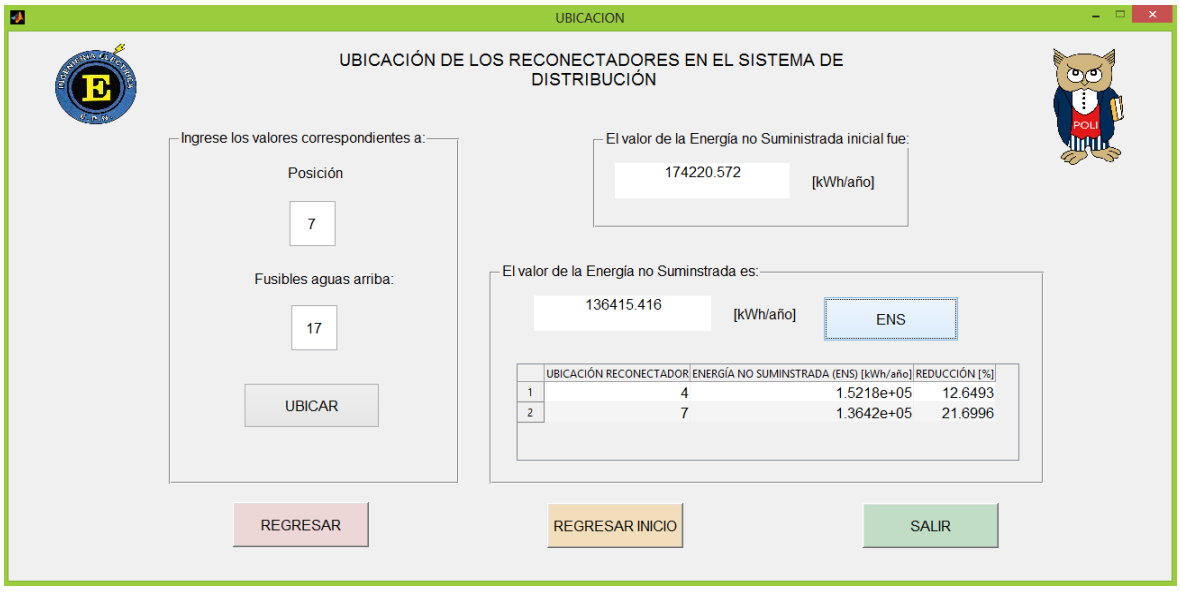

Figura 4.10. Resultado de la ENS luego de la ubicación óptima de dos reconectadores en el sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

A continuación, se muestra en la Figura 4.11 la optimización de la ubicación de tres dispositivos automáticos.

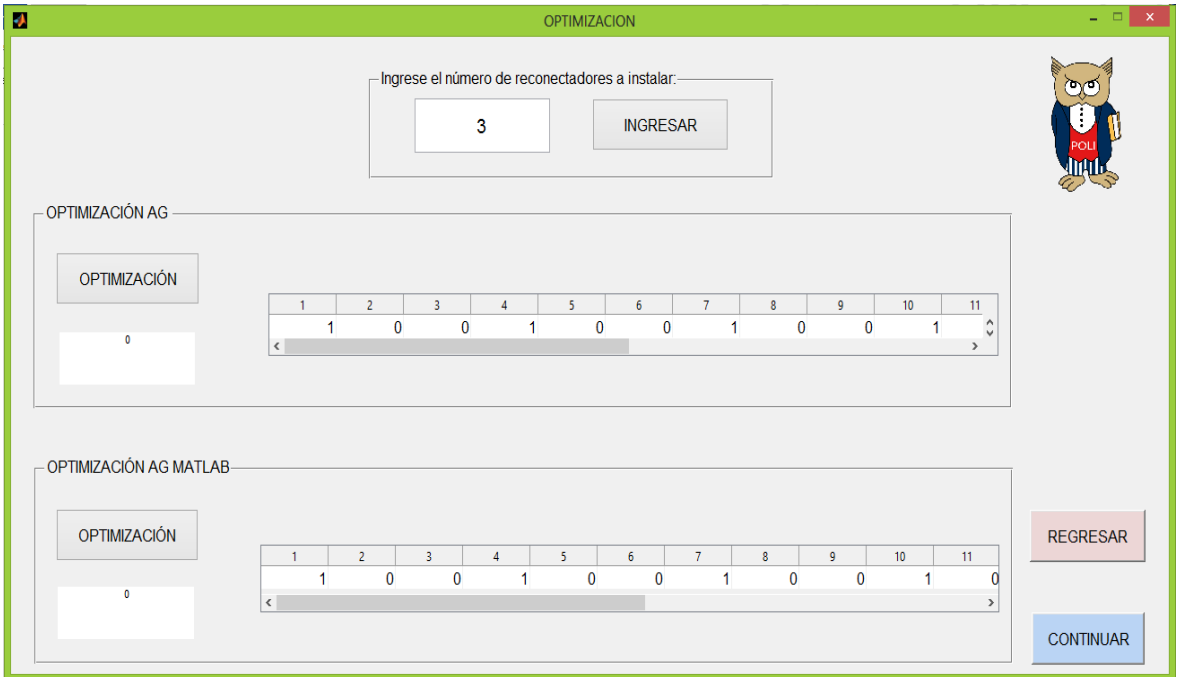

Figura 4.11. Resultado de la ubicación óptima de tres reconectadores para el sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

Cuando existe similitud de una zona frente a la presencia de una falla a través de la actuación de un dispositivo de protección y/o maniobra, esta zona es considerada un tramo. De ahí que la ubicación de los reconectadores en los tramos sugeridos por el algoritmo desarrollado se localiza al inicio de cada zona del esquema.

De este modo, en la Figura 4.12 se incluye la disposición de los tres reconectadores en el sistema de prueba 1 que conjuntamente con la protección principal en la cabecera de la red y los fusibles en cada ramal lateral, permiten mejorar la confiabilidad.

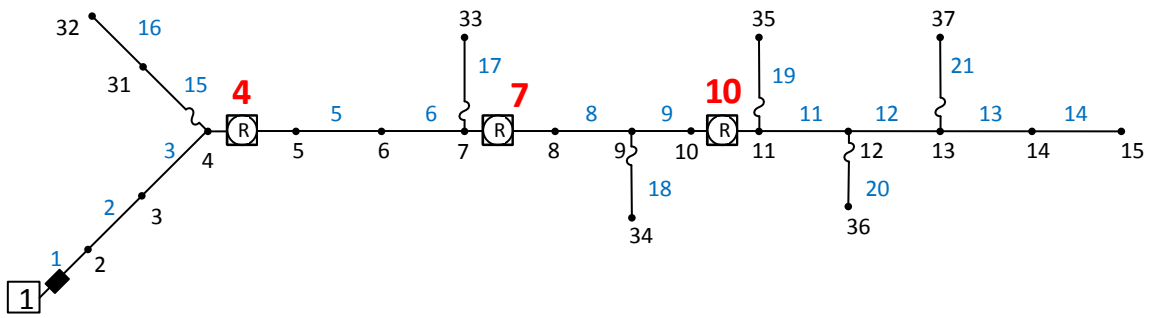

Figura 4.12. Sistema de prueba 1 con la inclusión de los tres reconectadores [Elaboración Propia]

La posición en los tramos: T4, T7 y T10 del sistema ejemplificado es idónea para la ubicación óptima de acuerdo al AG desarrollado y de la misma manera el AG de MATLAB. Esta respuesta permite la verificación de la reducción de la ENS de 174,220.57 kWh/año a 130,624.67 kWh/año que se presenta en la Figura 4.13, se tiene entonces un decremento (que implica una mejora) de alrededor de un 25% en el índice.

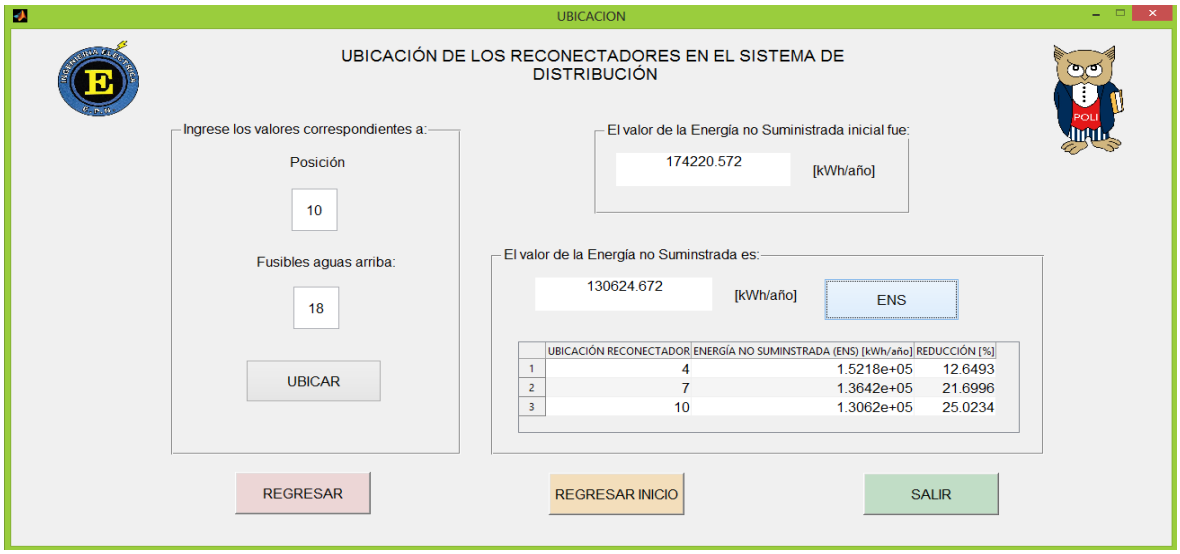

Figura 4.13. Resultado de la ENS luego de la ubicación óptima de tres reconectadores en el sistema de prueba 1 [Impresión MATLAB]

Cabe mencionar que la optimización con AG produce un espacio amplio de respuestas al problema. Sin embargo, a través de un análisis de sensitividad elaborado para cada caso de estudio, se consideran siempre las mejores soluciones. Se procede entonces a resumir los resultados alcanzados con el distinto número de reconectadores en la red primaria tomada de ejemplo, y efectuar la comparación entre el AG desarrollado (ver Tabla 4.4) y con el AG de MATLAB mostrado en la Tabla 4.5.

Tabla 4.4. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 1 utilizando el AG desarrollado

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	7	143,316.33	17.74
2	4	136,415.42	21.70
	7		
3	4	130,624.67	25.02
	7		
	10		

Tabla 4.5. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 1 utilizando el AG de MATLAB

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	4	152,182.89	12.65
2	4	136,415.42	21.70
	7		
3	4	130,624.67	25.02
	7		
	10		

Para ampliar la visualización de los valores obtenidos, se grafica en la Figura 4.14.

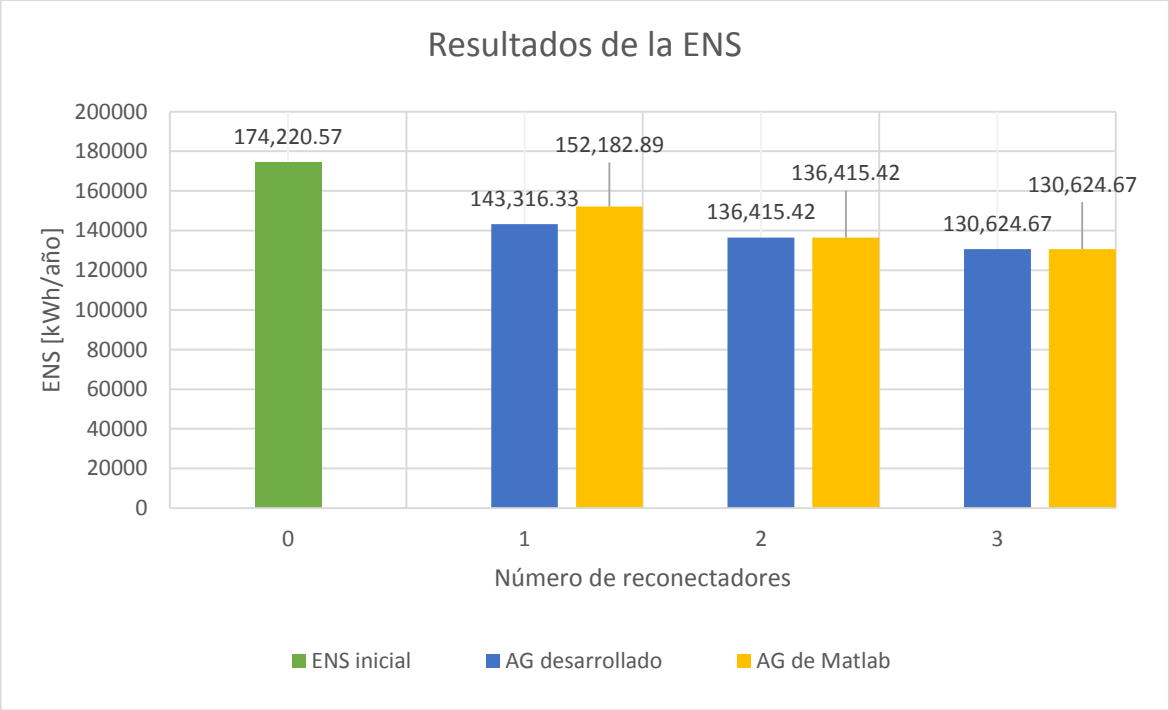

Figura 4.14. Comparación del decremento de la ENS frente a diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 1 [Elaboración Propia]

Acorde a lo expuesto anteriormente, se conoce que el sistema de prueba 1 tiene una ENS base de 174,220.57 kWh/año, valor que desciende al situar varios reconectadores, siendo evidente entonces que al colocar tres de éstos dispositivos se produce la reducción más notable. Para el caso de dos reconectadores instalados, la ENS pasa a 136,415.42 kWh/año lo que significa un 21.7% de disminución. Asimismo, empleando un solo reconectador y tomando como mejor solución el tramo T7 (proporcionado por el AG desarrollado), el valor del índice es de 143,316.33 kWh/año.

Con relación a las dos formas de aplicación de los AG, se observa que con un número de reconectadores de dos y tres, las respuestas permanecen iguales tanto en el AG desarrollado como con el AG de MATLAB, no así para un dispositivo automático que cuenta con el resultado más asequible a través de la aplicación del AG desarrollado.

Ahora se revisa en porcentaje, la depreciación del índice de ENS conforme se muestra en la Figura 4.15.

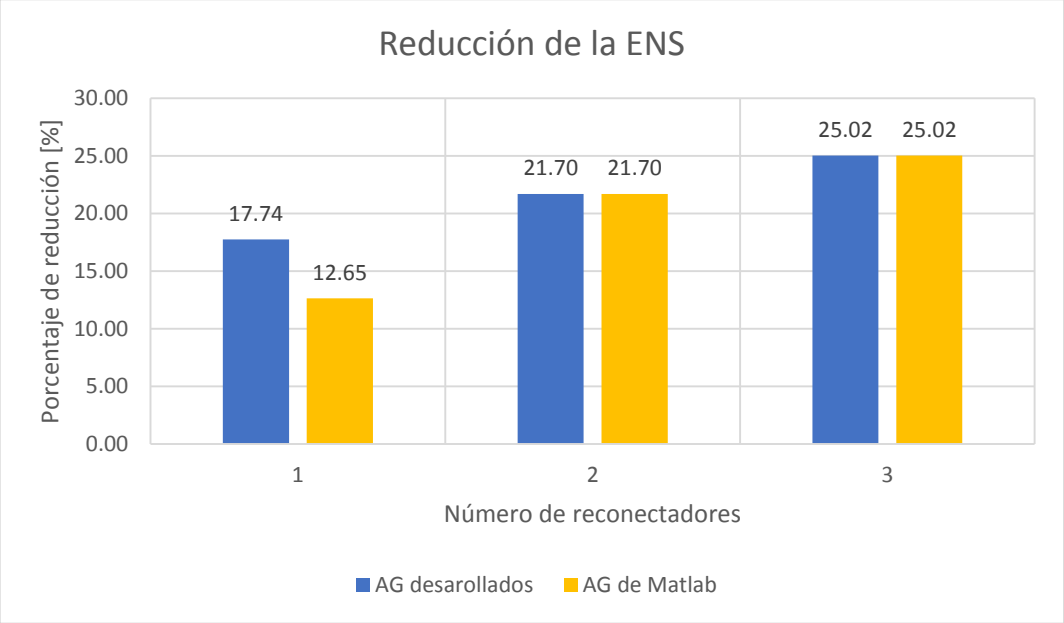

Figura 4.15. Reducción del ENS frente a diferente número de reconectadores en el sistema de prueba 1 [Elaboración Propia]

Se observa de la Figura 4.15 que si se dispone de tres reconectadores, el decremento representa un 25% con referencia al índice de ENS inicial y manejando las dos formas de aplicación de AG. Además, se evidencia una diferencia importante en el caso en el que el número de reconectadores es uno, para la aplicación del AG desarrollado la posición óptima está en el tramo T7 con un porcentaje de reducción de la ENS de aproximadamente un 18%; mientras que con los AG de MATLAB la localización está en la posición T4 con un porcentaje de disminución de tan solo un 13%, es decir que el aumento de la confiabilidad de la red primaria toma como mejor solución la proporcionada con el AG desarrollado.

Dadas estas situaciones, se puede corroborar que los tramos seleccionados a través del AG desarrollado son los más factibles y eficaces, en referencia a la ubicación óptima de reconectadores en el sistema de prueba 1, permitiendo evaluar alternativas en el mejoramiento de la calidad de servicio que eviten posibles interrupciones del flujo eléctrico a causa de las distintas fallas presentes en los sistemas de distribución.

4.2. Sistema de prueba 2

Este sistema fue tomado de [29] y se compone de: 27 nodos, 26 tramos de red, un interruptor principal en la cabecera del alimentador y fusibles como protección en cada ramal lateral, tal como se visualiza en la Figura 4.16.

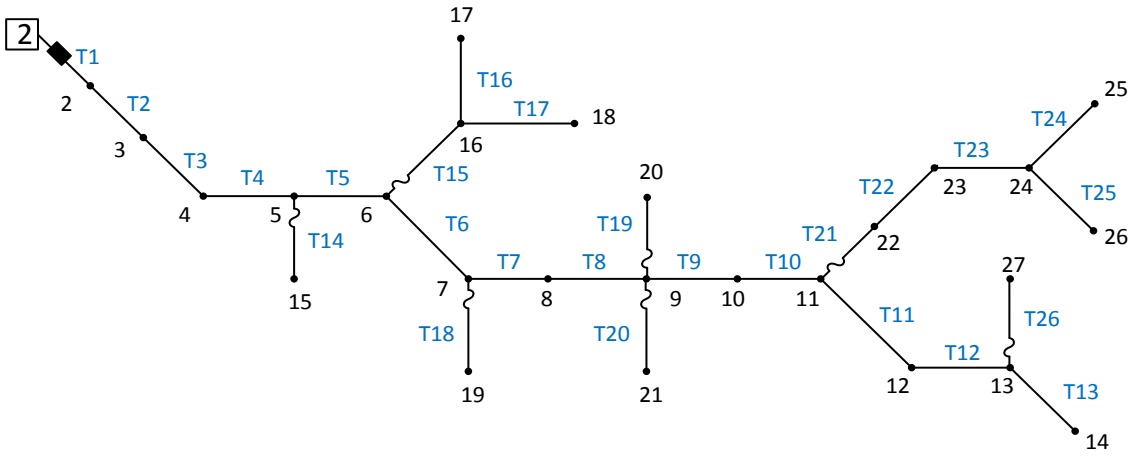

Figura 4.16. Sistema de prueba 2 [29]

Los detalles del sistema de prueba 2 sobre: longitudes de los tramos, tasa de fallas, tiempos de interrupción y potencia demandada por los usuarios se adjuntan en el Anexo II, así como la disposición de los elementos de protección de acuerdo al diagrama unifilar del esquema ejemplificado 2 que permite construir la matriz de estados.

Es así como se puede mostrar la respuesta inicial del índice de confiabilidad ENS calculado a través de la aplicación desarrollada (ver Figura 4.17).

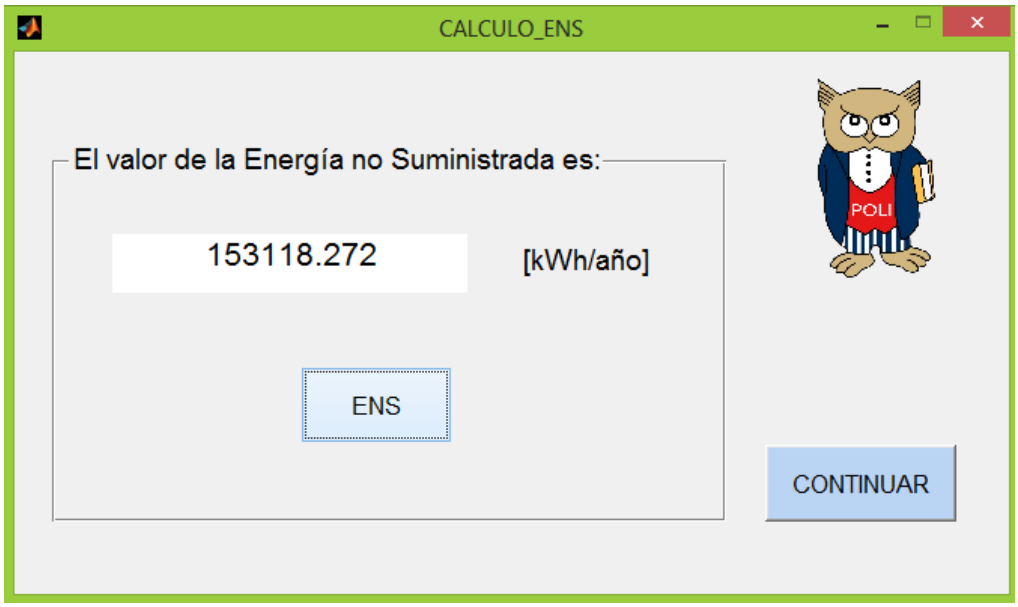

Figura 4.17. Resultado inicial de la ENS del sistema de prueba 2 [Impresión MATLAB]

Luego de diversas simulaciones con la aplicación programada y considerando la topología del sistema adoptado de ejemplo, se observa que la tendencia que mejor controla a los AG para el sistema de prueba 2 son los que se resumen en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Parámetros de control del Algoritmo Genético para el sistema de prueba 2

Parámetro	AG desarrollado	AG de MATLAB
	Valor	Valor
Tasa de cruzamiento	0.50	0.50
Tasa de mutación	0.15	-
Puntos de cruce	1	1
Tamaño de la población	22	95
Generaciones	100	100

Para el caso de estudio en cuestión, se visualiza las ventanas correspondientes a la aplicación de la rutina desarrollada únicamente para dos reconectadores. Sin embargo, más adelante se resumirá, mediante el uso de tablas, los resultados obtenidos con los demás números de reconectadores. De este modo, en la Figura 4.18 se divisa la optimización con las dos formas de aplicación de AG (AG desarrollado y AG de MATLAB) para el sistema de prueba 2.

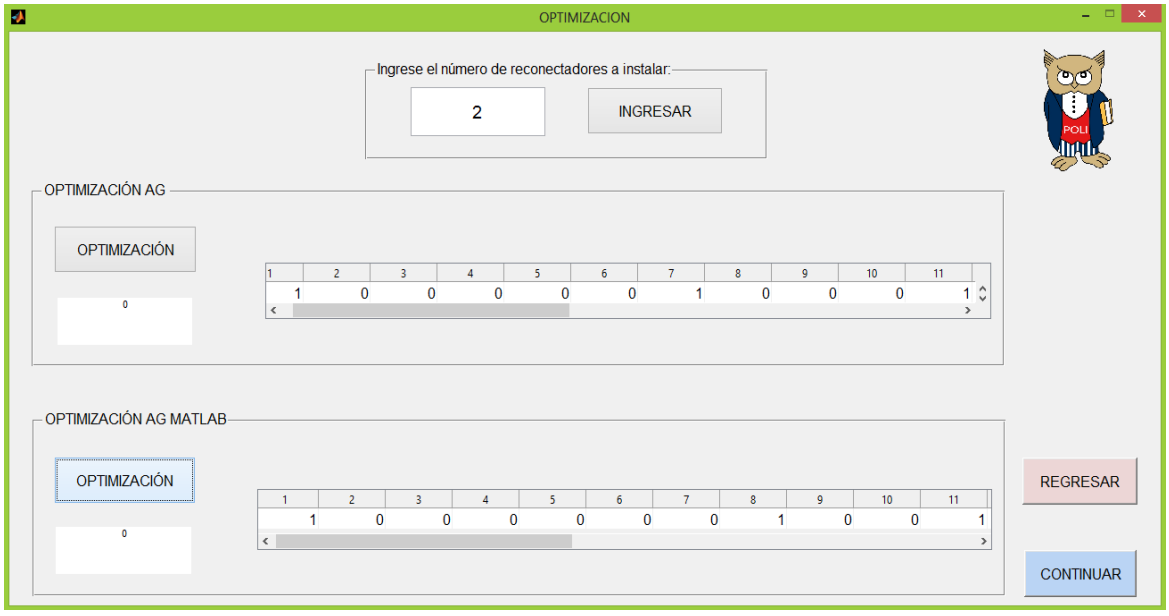

Figura 4.18. Resultado de la ubicación óptima de dos reconectadores para el sistema de prueba 2 [Impresión MATLAB]

Con la aplicación del AG desarrollado, se tiene que los tramos para la ubicación óptima son: T7 y T11, mientras que con los AG de MATLAB las posiciones óptimas son en los

tramos: T8 y T11. Se verifica entonces el porcentaje de reducción que se tiene en ambos escenarios (ver Figura 4.19 y 4.20).

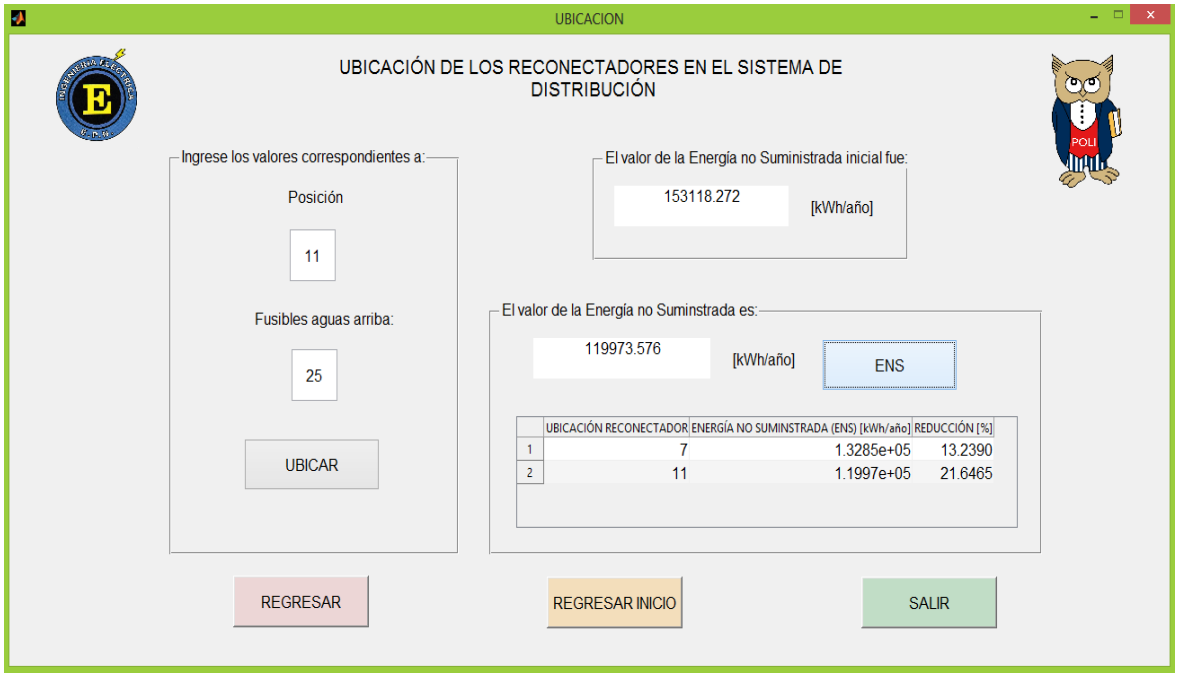

Figura 4.19. Resultado de la ENS conforme a la aplicación del AG desarrollado para la ubicación óptima de dos reconectadores en el sistema de prueba 2 [Impresión MATLAB]

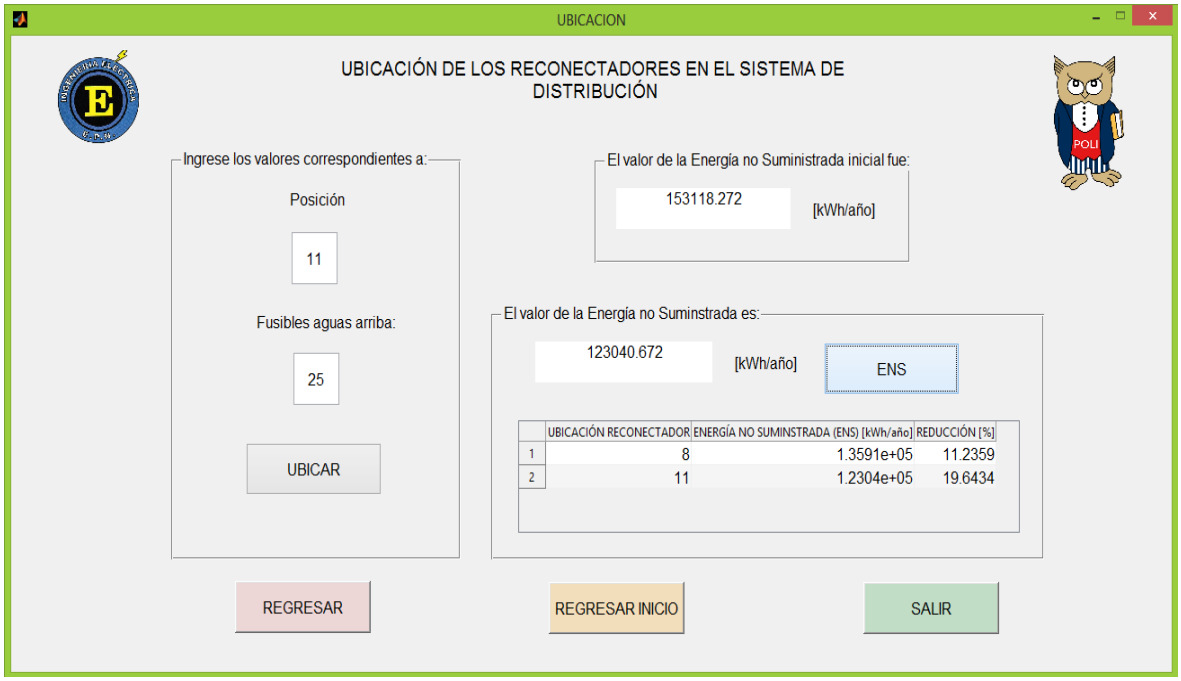

Figura 4.20. Resultado de la ENS conforme a los AG de MATLAB para la ubicación óptima de dos reconectadores en el sistema de prueba 2 [Impresión MATLAB]

En cuanto a la herramienta de AG incluida en el software MATLAB, ésta sugiere la ubicación en los tramos T8 y T11 pero se cuenta con una reducción de sólo un 19.64%. El decremento más notable se da en el caso del AG desarrollado con alrededor del 22% de la ENS, siendo evidente aún más la validez y efectividad del algoritmo propuesto en este trabajo de titulación. De este modo, con la instalación de los dos reconectadores en los tramos asignados, el sistema de prueba 2 resultaría como se muestra en la Figura 4.21.

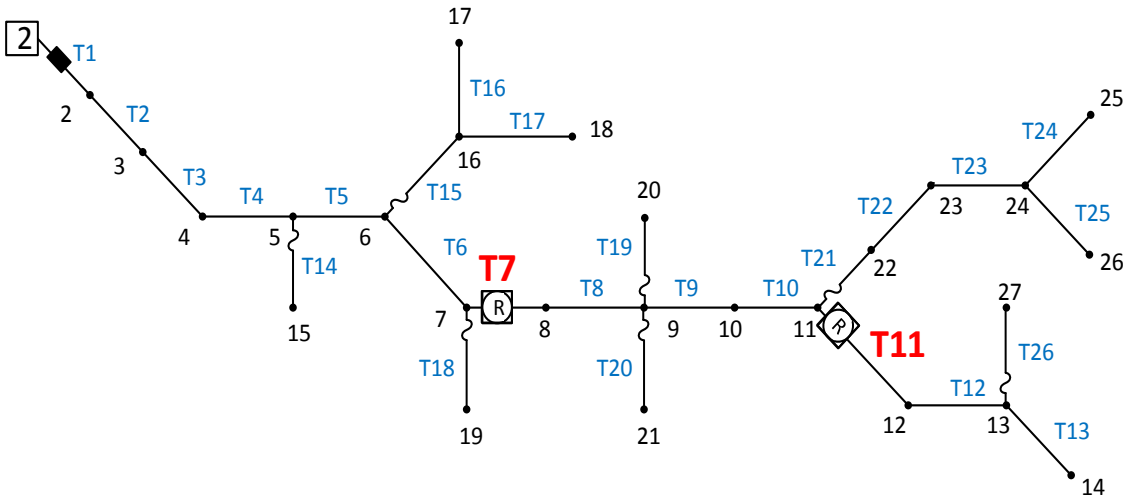

Figura 4.21. Sistema de prueba 2 con la inclusión de los dos reconectadores asignados con la solución más óptima [Elaboración Propia]

Los dos dispositivos automáticos se ubican al inicio de los tramos T7 y T11 como sugieren el AG desarrollado para la optimización.

Ahora se presenta en la Tabla 4.7 y Tabla 4.8 los resultados logrados al realizar las distintas simulaciones con los demás números de reconectadores considerados para el estudio del sistema de prueba 2, luego de lo cual se efectúa la respectiva evaluación de confiabilidad del sistema para revisar en que caso se cuenta con las mejores soluciones.

Tabla 4.7. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 2 utilizando la aplicación del AG desarrollado

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	9	131,912.63	13.85
2	7	119,973.58	21.65
	11		
3	6	115,357.30	24.66
	9		
	11		

Tabla 4.8. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 2 utilizando los AG de MATLAB

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	3	148,662.27	2.91
2	8	123,040.67	19.64
	11		
3	6	115,357.30	24.66
	9		
	11		

Como es de notarse, las posiciones de los reconectadores en el sistema, tomado de ejemplo en esta sección, son similares para ambas formas de aplicación de los AG únicamente al usar tres reconectadores en los tramos T6, T9 y T11 y cuyo nuevo valor de la ENS es de 115,357.30 kWh/año. No obstante, cuando se cuenta con un número de dispositivos automáticos igual a uno y dos se muestra diferentes respuestas; la razón puede atribuirse a que la optimización entera del AG de MATLAB tiene algunas limitaciones (expuestas en el capítulo 3) dificultando llegar en algunas ocasiones a la solución más óptima. Es así que se examinará cuáles de las respuestas proporcionadas disminuye significativamente la ENS del sistema, a través de la representación en las Figuras 4.22 y Figura 4.23 de los valores de las tablas expuestas previamente.

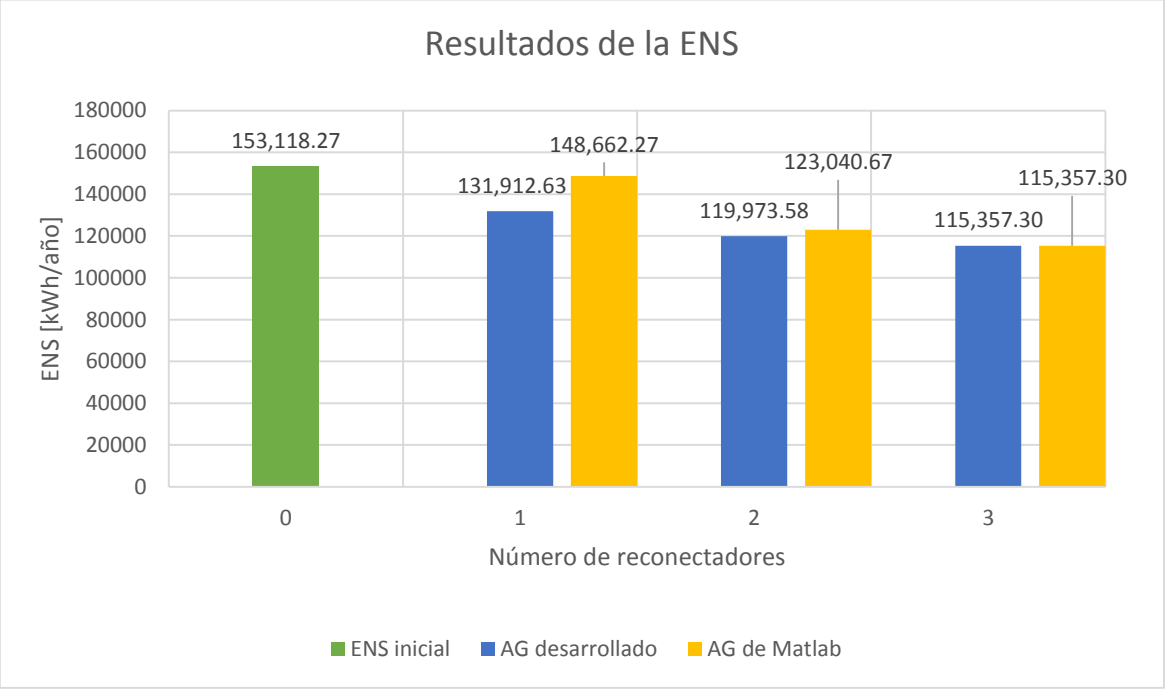

Figura 4.22. Comparación del decremento de la ENS frente a diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 2 [Elaboración Propia]

Dada la Figura 4.22, se muestra una situación semejante al sistema de prueba 1, al referirse a que con el AG desarrollado se obtiene las mejores soluciones, proporcionando así la reducción más notable de la ENS con los distintos números de restauradores. Para corroborar esto, se visualiza la alternativa que sobresale con un reconectador, en la cual la reducción del índice es casi de un 14%; es decir, acorde con el AG desarrollado, la ENS pasa de un valor inicial de 153,118.27 kWh/año a 131,912.63 kWh/año cuando el dispositivo automático es colocado en el tramo T9. Del mismo modo, si se sitúa dos reconectadores en los tramos T7 y T11, el nuevo valor del índice es 119,973.576 kWh/año.

De ahí que se revisa el porcentaje reducido que significa los valores del ENS mediante de la Figura 4.23.

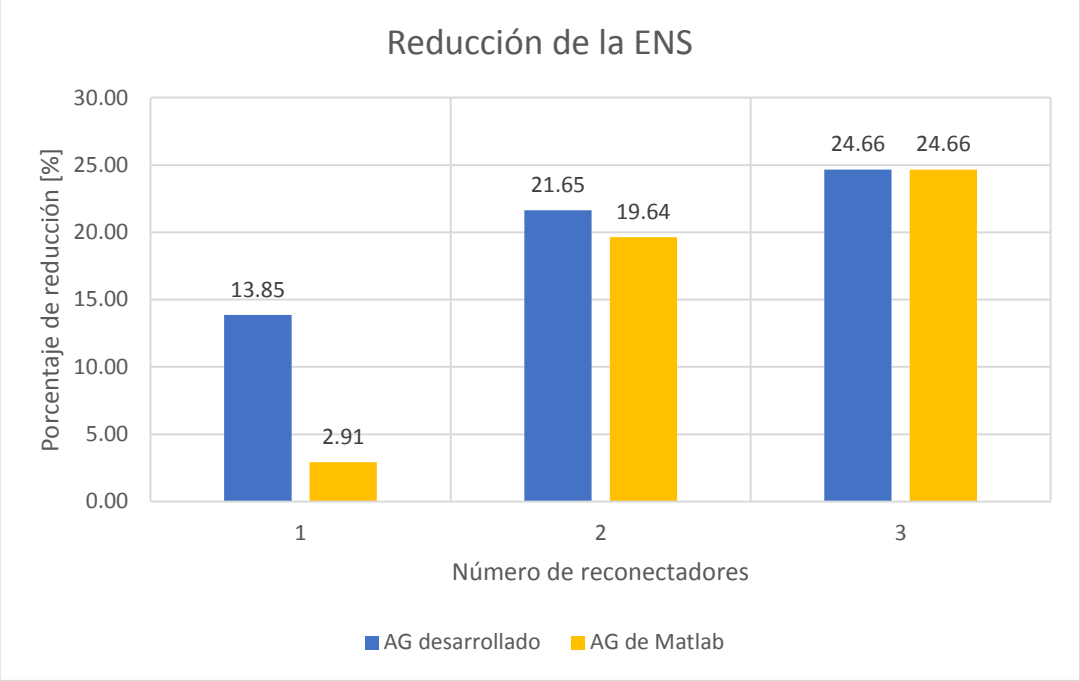

Figura 4.23. Reducción del ENS frente a diferente número de reconectadores en el sistema de prueba 2 [Elaboración Propia]

Es de conocimiento que la adición de más dispositivos de protección en un sistema eléctrico conduce a una mejora significativa de su confiabilidad, ya que se puede seccionar las zonas en falla a fin de afectar al número más pequeño posible de usuarios. Esto se evidencia con la reducción de aproximadamente un 25% de la ENS con el posicionamiento de los tres dispositivos automáticos en los tramos T6, T9 y T11. Además, se ratifica de acuerdo a la Figura 4.23 que del decrecimiento más notorio se da al emplear el AG desarrollado, con porcentajes altos de reducción de: 13.85% para un reconectador y 21.65% con dos reconectadores frente a los obtenidos con el AG de MATLAB.

4.3. Sistema de prueba 3

Para este caso de estudio, se utiliza la misma topología del sistema de prueba 2 con una variación en el tramo T13 donde se encuentra la generación distribuida, es decir, la red del sistema de prueba 3 tiene: 27 nodos, 26 tramos, dos protecciones principales (una en la salida de la subestación y otra en el generador de respaldo) y finalmente fusibles en cada lateral, tal como se visualiza en la Figura 4.24.

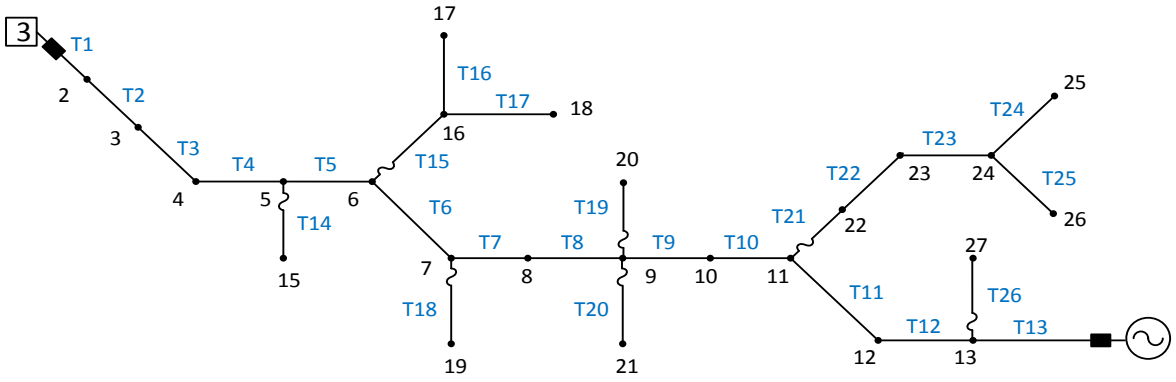

Figura 4.24. Sistema de prueba 3 [29]

Se tiene que los dos anteriores ejemplos estudiados corresponden a una topología radial, donde el flujo de la energía va desde la subestación hasta los usuarios aguas abajo. No obstante, para este caso se realiza el análisis con la inserción de la generación distribuida a la red. Se considera entonces que el generador incluido en el sistema de prueba 3 tiene una capacidad que le permitiría abastecer la demanda de los tramos: T11, T12, T13 y T26 si por alguna razón la zona eléctrica formada por estos tramos operaría en isla. Sin embargo, en condiciones normales de operación tanto el generador principal como el de generación distribuida operan en conjunto, logrando el equilibrio de potencia del sistema y manteniendo los valores de voltaje y frecuencia dentro de los rangos aceptables.

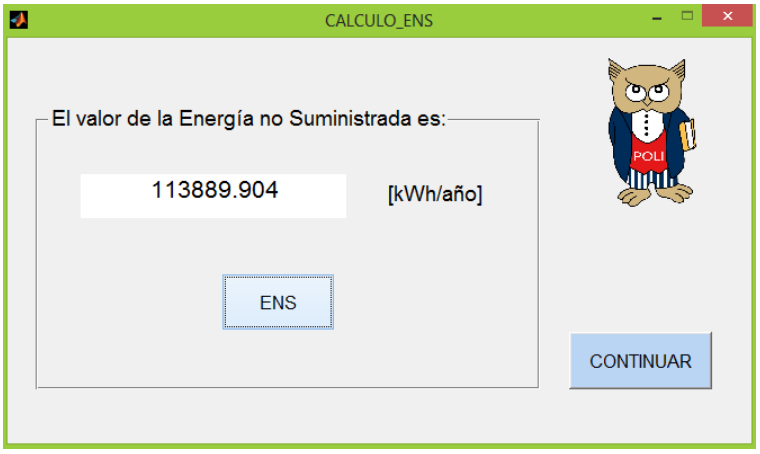

Figura 4.25. Resultado inicial de la ENS del sistema de prueba 3 [Impresión MATLAB]

Los datos del sistema ejemplificado en esta sección y la matriz de estados se encuentran en el Anexo III. A través de la información mencionada se calcula la ENS del sistema de distribución sin la colocación de reconectadores (ver Figura 4.25).

Si se toma en cuenta la ENS inicial en el sistema de prueba 2 con un valor de 153,118.27 kWh/año y el sistema de prueba 3 cuyo valor es de 113,889.90 kWh/año, se distingue un decremento debido a la inserción de la generación distribuida; entonces la reducción del ENS para el actual caso será aún más significativa cuando se instalen los reconectadores en sus posiciones óptimas.

Es claro que los parámetros que controlan el algoritmo genético dependen fundamentalmente de la topología de la red, es decir, del número de tramos existentes, los mismos que se exponen en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Parámetros de control del Algoritmo Genético para el sistema de prueba 3

Parámetro	**AG desarrollado**	**AG de MATLAB**
	Valor	**Valor**
Tasa de cruzamiento	0.50	0.50
Tasa de mutación	0.31	-
Puntos de cruce	1	1
Tamaño de la población	24	58
Generaciones	100	100

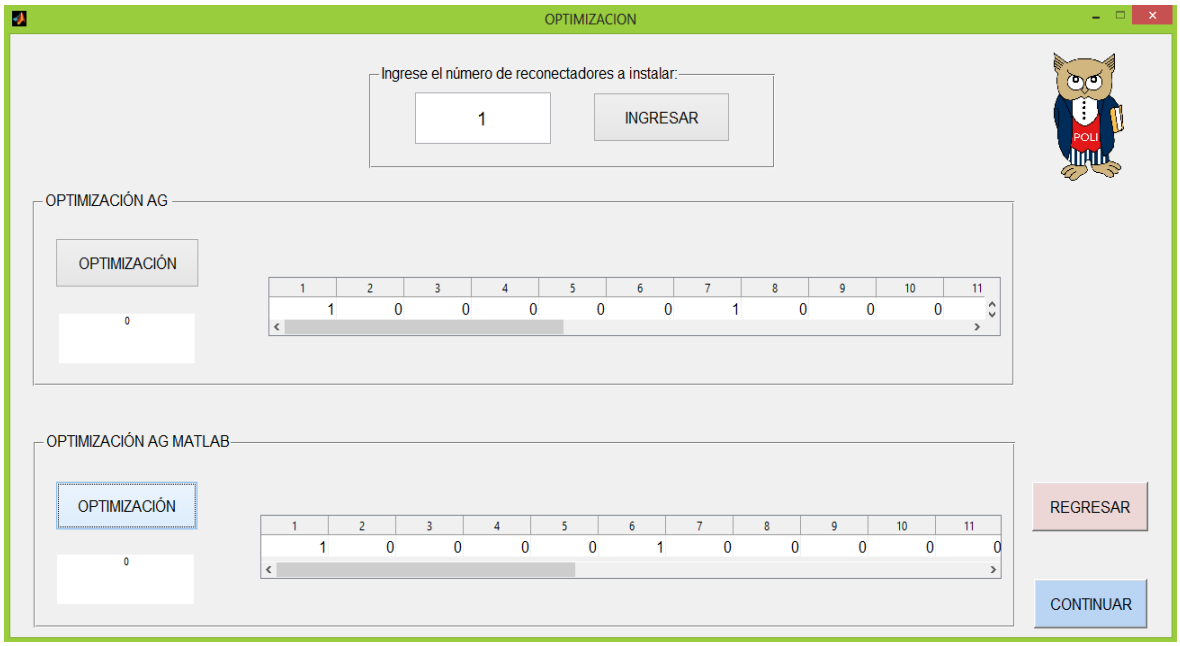

Figura 4.26. Resultado de la ubicación óptima de un reconectador para el sistema de prueba 3 [Impresión MATLAB]

A continuación, se visualiza las ventanas correspondientes a la optimización cuando se dispone de un reconectador para el sistema de prueba 3, de allí que las soluciones óptimas se muestran en la Figura 4.26.

Por lo que se visualiza, de acuerdo a la aplicación del AG desarrollado, que el tramo óptimo donde se debe situar el reconectador es el T7, no así con el AG de MATLAB que da como solución el tramo T6. De modo que se constará en qué escenario se tiene una mayor reducción del índice ENS (ver Figura 4.27 y Figura 4.28).

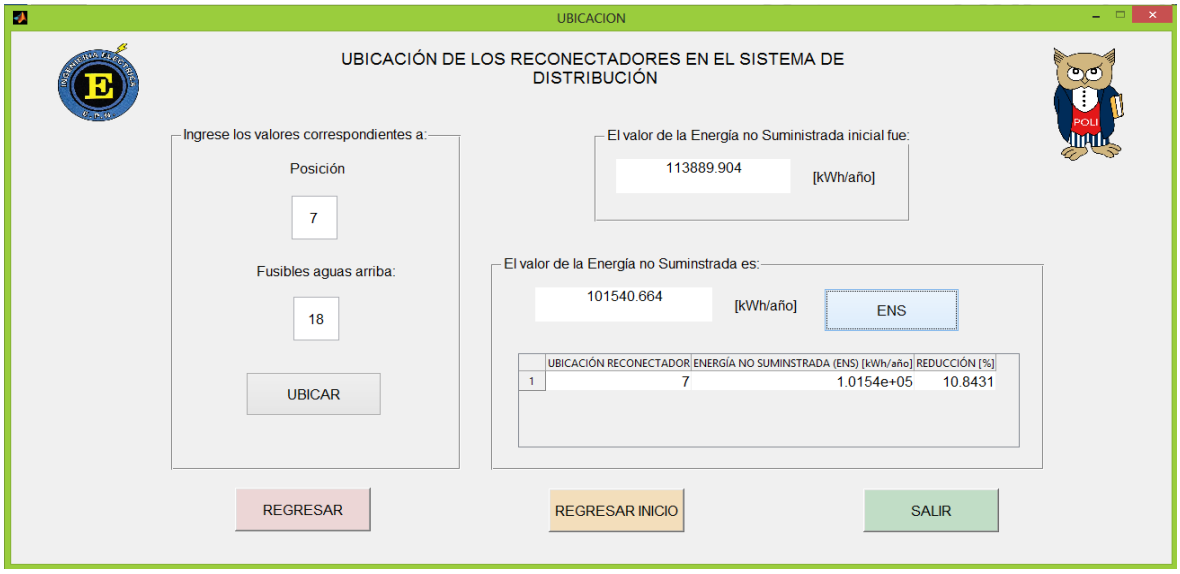

Figura 4.27. Resultado de la ENS conforme a la aplicación del AG desarrollado con la ubicación óptima de un reconectador en el sistema de prueba 3 [Impresión MATLAB]

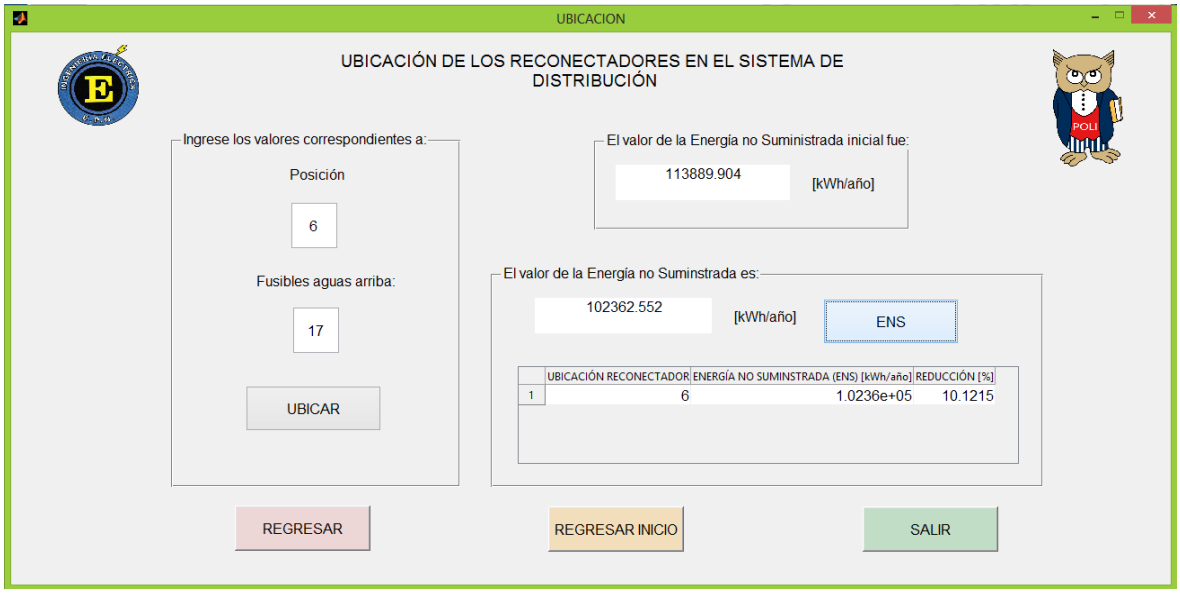

Figura 4.28. Resultado de la ENS conforme al toolbox de MATLAB con la ubicación óptima de un reconectador en el sistema de prueba 3 [Impresión MATLAB]

Se aprecia que con la aplicación de AG desarrollado se tiene un decremento del 10.84%, mientras que con el AG de MATLAB la ENS se disminuye en un 10.12%. De esta manera, considerando los resultados obtenidos en los tres casos de estudio, se comprueba que el AG desarrollado en este trabajo tiene mejor desempeño que el AG de MATLAB.

La ubicación óptima correspondiente a la posición del reconectador en el sistema ejemplificado se muestra en la Figura 4.29.

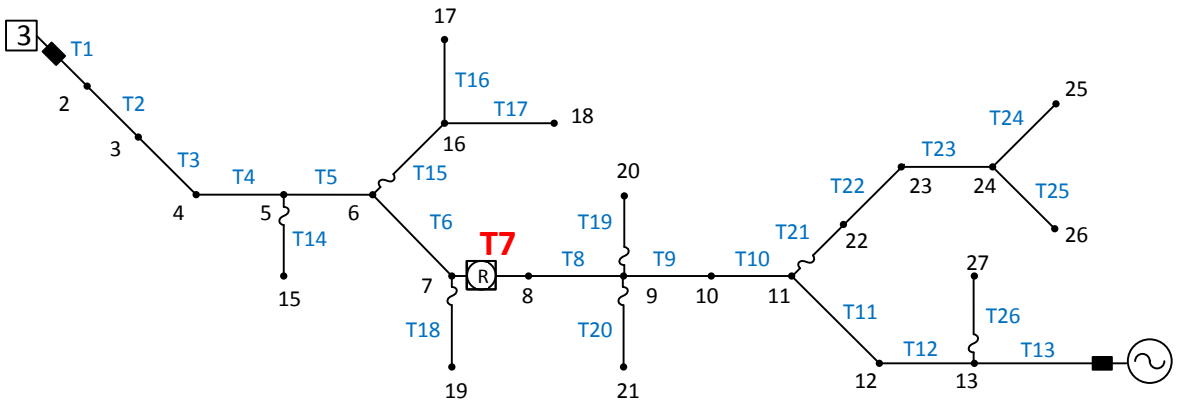

Figura 4.29. Sistema de prueba 3 con la inclusión de un reconectador en su ubicación óptima [Elaboración Propia]

Los tramos obtenidos con diferente número de reconectadores que el analista crea conveniente ubicar en el sistema de prueba 3, se presentan en la Tabla 4.10 y Tabla 4.11.

Tabla 4.10. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 3 utilizando el AG desarrollado

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	7	101,540.66	10.84
2	6	96,924.39	14.90
	9		
3	6	94,624.06	16.92
	7		
	9		

Tabla 4.11. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 3 utilizando los AG de MATLAB

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	6	102,362.55	10.12
2	7	98,433.14	13.57
	9		

3	6	94,624.06	16.92
	7		
	9		

Para visualizar mejor la tendencia de estos valores se representan por medio de gráficos de barras de la Figura 4.30 y Figura 4.31.

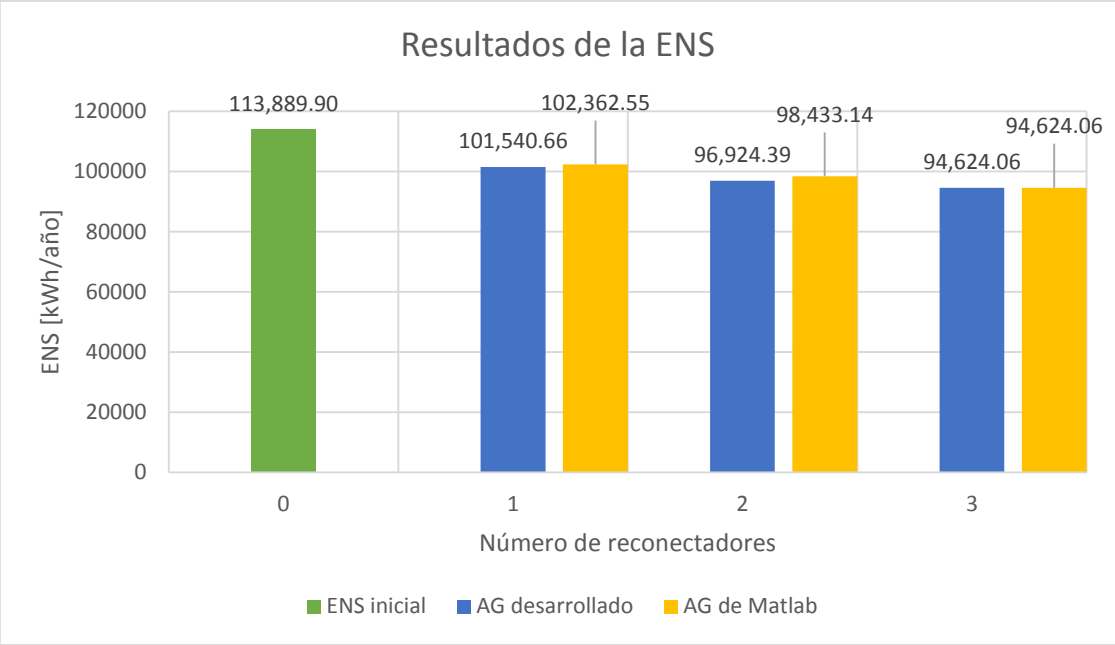

Figura 4.30. Comparación del decremento de la ENS frente a diferente número de reconectadores para el sistema de prueba 3 [Elaboración Propia]

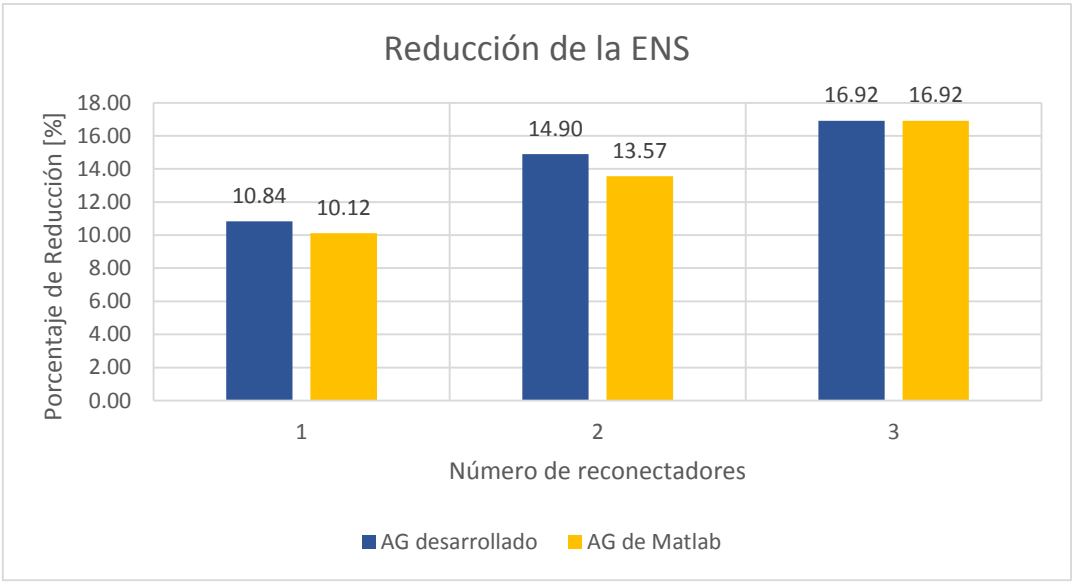

Figura 4.31. Reducción del ENS frente a diferente número de reconectadores en el sistema de prueba 3 [Elaboración Propia]

En efecto, semejante a lo ocurrido con los ejemplos anteriormente descritos, los tramos tienen similitud en su gran mayoría. Por ejemplo, cuando se opta por tres reconectadores se observa la misma respuesta con los AG utilizados, respecto a la ubicación óptima en los tramos T6, T7 y T9 con igual porcentaje de reducción del 16.92% del ENS. La instalación de más dispositivos automáticos permite que las partes del sistema de distribución que no se ven afectadas por la presencia de la falla se vuelvan a conectar, abasteciéndose mediante el generador de respaldo (generación distribuida) y haciendo que dichas porciones de red funcionen como islas eléctricas.

Se observa también que al introducir un reconectador, según la aplicación del AG desarrollado, la posición óptima está en el tramo T7 produciéndose un decremento de la ENS de un valor inicial de 113,889.90 kWh/año hasta 101,540.66 kWh/año que representa un 10.84%. Asimismo, para un número de reconectadores igual a dos, la sugerencia de localización está en los tramos T6 y T9 que representa el 14.90% en la reducción de la ENS. Ambas soluciones constituyen la disminución más considerable en comparación a las obtenidas con la utilización del AG de MATLAB; en consecuencia, se reafirma lo expresado en los anteriores sistemas de prueba, al referirse que las mejores soluciones para la optimización son proporcionadas a través de la aplicación del AG desarrollado en el presente trabajo de titulación.

4.4. Circuito primario perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito

Con un área de concesión de 15,155 km^2 aproximadamente, la EEQ tiene la misión de abastecer de energía eléctrica a sus distintos clientes de manera eficiente y cumpliendo con estándares de calidad emitidos por el ente regulatorio (ARCONEL). Para su efecto, la EEQ realiza mantenimientos a los equipos y elementos que constituyen las partes de subtransmisión y distribución de forma confiable y segura [34].

Para lograr su objetivo, la empresa dispone para su sistema de distribución de: subestaciones receptoras, circuitos primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios y demás equipos requeridos para satisfacer la demanda de los usuarios existentes y nuevos. Siendo las líneas de subtransmisión a 138 kV, 69 kV y 46 kV y con una longitud de 423.4 km las encargadas de alimentar a las distintas subestaciones receptoras que transforman la energía eléctrica y dan lugar a la formación de los 193 circuitos primarios con niveles de medio voltaje (23 kV, 13.2 kV y 6.3 kV) y con 8,415.43 km de longitud, además cuenta con 38,570 transformadores de distribución y 9,636.23 km de redes secundarias [34].

De conformidad al Convenio de Apoyo para Desarrollo de Tesis de Grado firmado entre la EEQ y la Escuela Politécnica Nacional, y considerando el interés de la empresa distribuidora, se selecciona de los 193 circuitos primarios pertenecientes a la EEQ, el alimentador A de la subestación Nº 55 Sangolquí. De esta manera se realiza la correspondiente evaluación de la confiabilidad para redes radiales de distribución conforme a la metodología establecida, permitiendo evaluar la situación actual del circuito seleccionado con referencia a la energía que la EEQ no está suministrando (ENS) y brindando alternativas que mejoren la calidad de energía.

La subestación Sangolquí se conforma de dos transformadores: un T1 con la capacidad de 20/27/33 MVA a 46/23 kV y otro T2 de capacidad 15/20 MVA a 46/23 kV. El transformador T1 suministra energía a tres redes primarias A, E y D; mientras que los primarios B y C son alimentados por el transformador T2 [5].

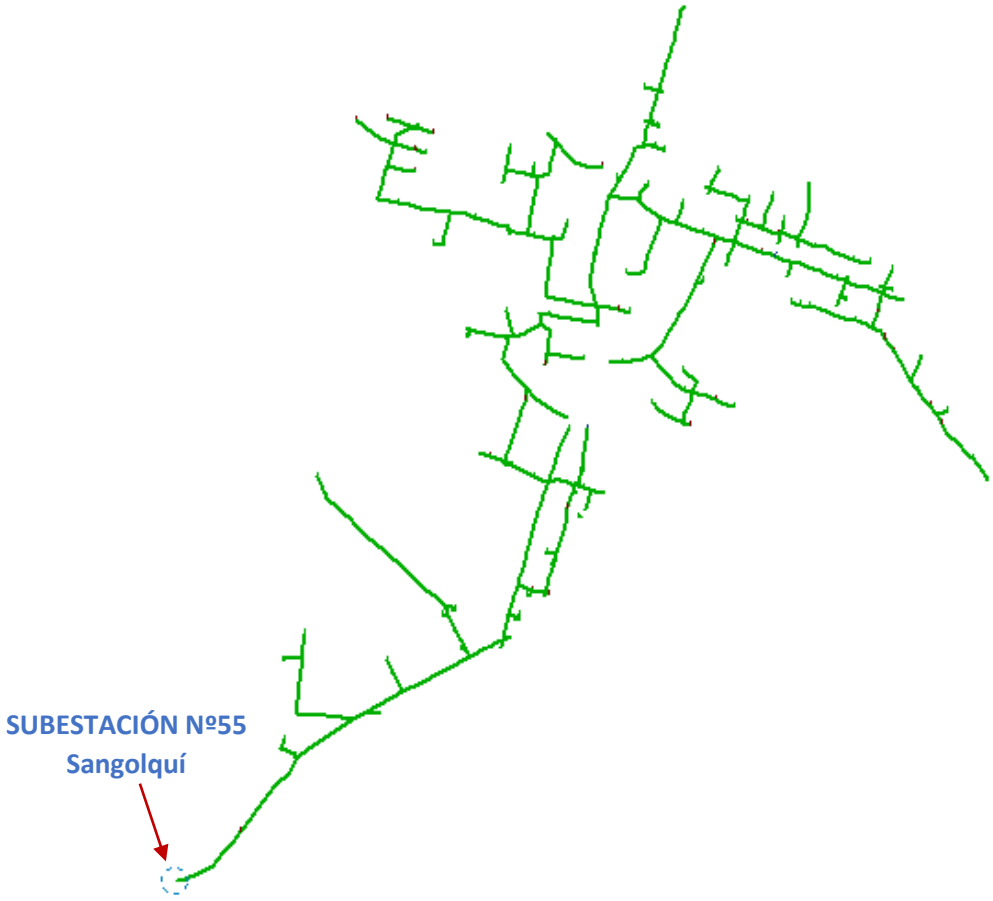

Figura 4.32. Circuito primario A de la Subestación Nº 55 Sangolquí perteneciente a la EEQ [Impresión CYMDIST]

En las redes radiales de los sistemas de distribución, donde los elementos se encuentran en serie, al existir una falla se produce la no continuidad del servicio de energía aguas

abajo de la falla por lo que se requiere una evaluación de confiabilidad que reduzca las interrupciones hacia los usuarios. El circuito primario A de la subestación Sangolquí que se observa en la Figura 4.32 se emplea para la validación de la herramienta computacional desarrollada para la ubicación óptima de reconectadores, permitiendo así la reducción de la ENS.

Las características de dicho primario fueron proporcionadas por la EEQ y se muestran en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12. Características del circuito primario A de la Subestación Nº55 Sangolquí

Parámetro	Valor
Nivel de voltaje	22.8 kV
Tramos	145
Longitud	20.14 km
Número de usuarios	6084
Capacidad conectada en transformadores de distribución	133,655 kVA

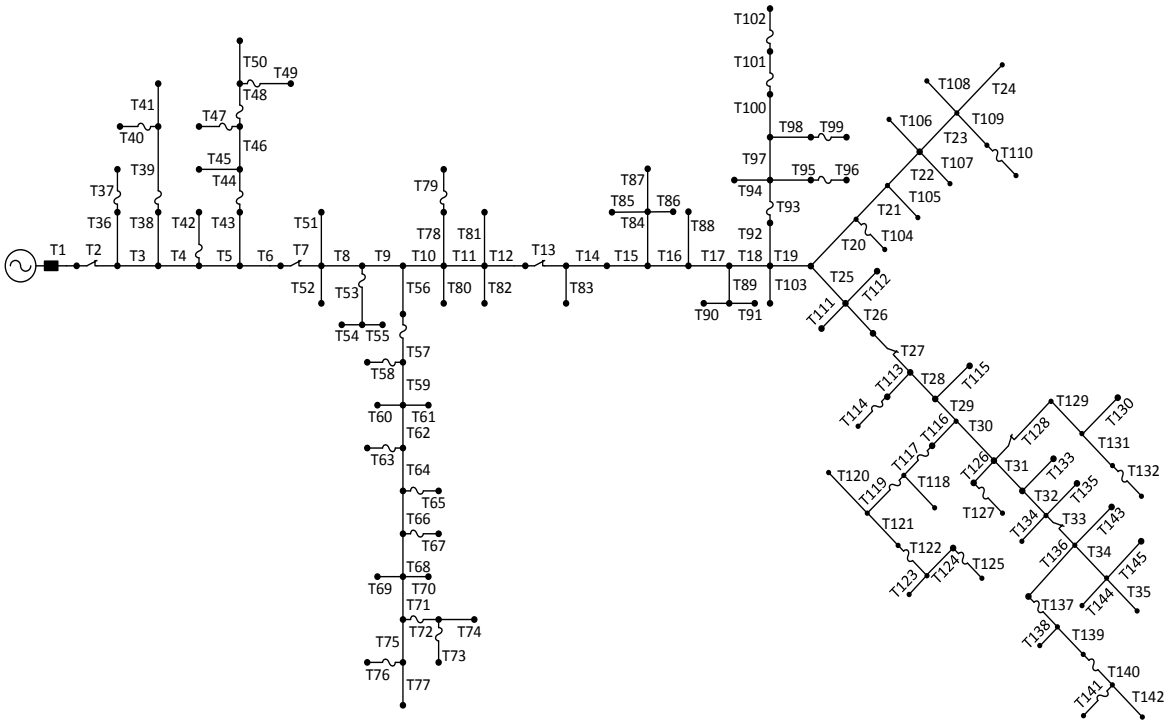

Figura 4.33. Diagrama por tramos del circuito primario A de la Subestación Nº 55 Sangolquí perteneciente a la EEQ [Elaboración Propia]

Para obtener el diagrama con los tramos del circuito primario 55A de la subestación Sangolquí (ver Figura 4.33); se divide las zonas por medio de los elementos de protección incluidas en el sistema, es decir, los tramos son aquellas zonas que actúan de forma similar

frente a la presencia de una falla en la red con la actuación de los dispositivos de protección y/o maniobra [18]. Así pues en la Figura 4.33, se muestra un sistema que consta de: una subestación para la alimentación, un interruptor de potencia en la cabecera de la red, 5 seccionalizadores en el alimentador principal, y varios fusibles en los ramales laterales y sublaterales. Cabe recalcar que en dicha figura, por cuestiones de espacio, únicamente se enumeran los tramos correspondientes a la red primaria y no los nodos.

Se toma en consideración que los elementos de protección y/o maniobra poseen una probabilidad de falla que tiende a cero, siendo entonces cien por ciento confiables al momento de su actuación en las contingencias. De este modo, en el Anexo IV se detallan las tasas de falla para cada tramo del circuito primario 55A acorde a la información aportada por la EEQ (a los registros de CYMDIST).

Asimismo, de acuerdo a los reportes proporcionados por la EEQ desde el año 2010 hasta 2016, se realizó un análisis de la duración total de la falla, es decir, el intervalo del tiempo en el que se produce la falla y el instante que el sistema vuelve a su operación normal. De esta manera se estableció que: el tiempo estimado de reparación de la falla es de 2 horas, el intervalo de tiempo que se tienen entre la hora de conocimiento, preparación y localización del desperfecto es 1.8 horas, adicionalmente los tiempos de transferencia son de 0.5 horas al igual que el tiempo de restablecimiento a operación normal del sistema; los cuales se pueden verificar en el Anexo IV. De igual forma, se incluye en el mismo anexo, la matriz de estados de operación del sistema conforme a la localización de los dispositivos de protección.

Con esto, se procede al cálculo de la ENS, con la metodología descrita en el capítulo 3, a través del programa desarrollado en este trabajo; el resultado se muestra en la Figura 4.34.

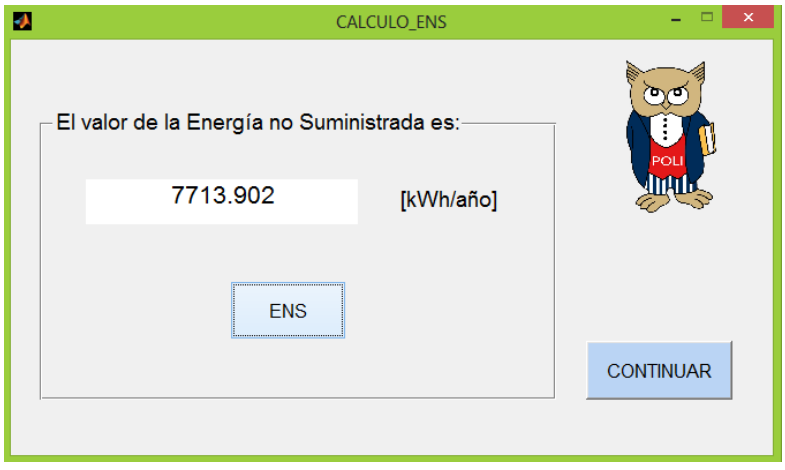

Figura 4.34. Resultado inicial de la ENS del circuito primario A de la Subestación Nº 55 Sangolquí perteneciente a la EEQ [Impresión MATLAB]

De este modo, se procede a realizar la ubicación óptima de reconectadores del circuito primario de la EEQ con la utilización de las dos formas de aplicación de los AG para la optimización. En la Tabla 4.13 se exponen los valores de los paramentos necesarios para el control del AG.

Tabla 4.13. Parámetros de control del AG para el circuito primario A de la Subestación Nº 55 Sangolquí perteneciente a la EEQ

Parámetro	AG desarrollado	AG de MATLAB
	Valor	Valor
Tasa de cruzamiento	0.50	0.50
Tasa de mutación	0.06	-
Puntos de cruce	1	1
Tamaño de la población	90	544
Generaciones	100	100

A continuación, por cuestiones de espacio, se presentan únicamente las ventanas correspondientes a la ubicación de un restaurador. No obstante, se resumirá posteriormente, a través de tablas, los resultados concernientes al ingreso del restante número de reconectadores.

La Figura 4.35 se muestran los resultados que proporciona la herramienta desarrollada con el ingreso de un solo reconectador.

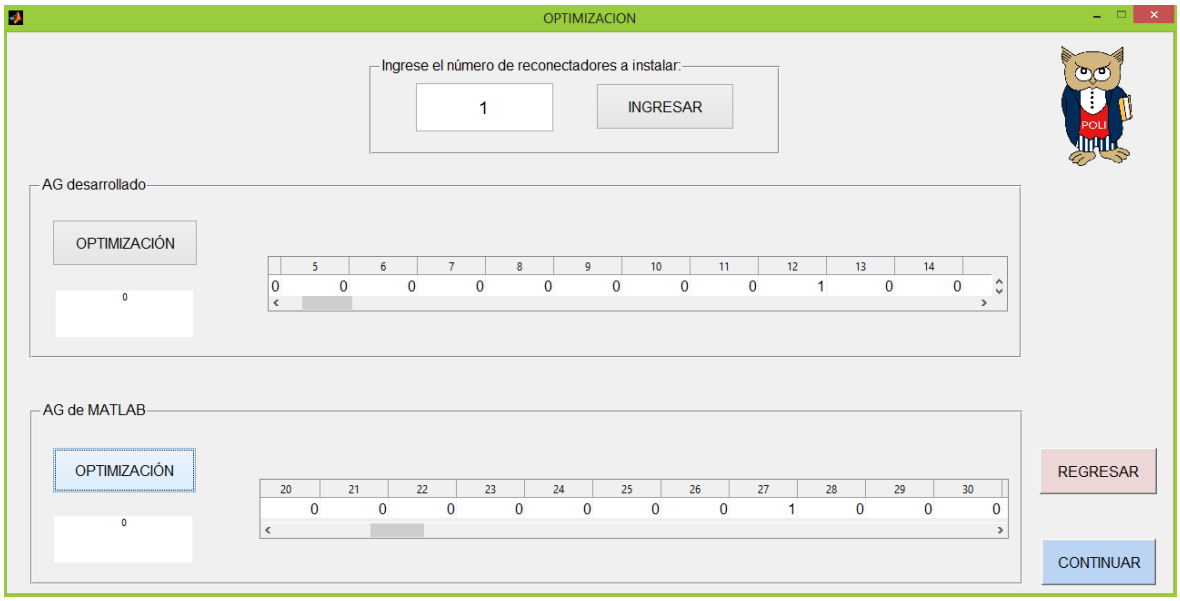

Figura 4.35. Resultado de la ubicación óptima de un reconectador para el circuito primario A de la Subestación Nº 55 Sangolquí perteneciente a la EEQ [Impresión MATLAB]

El tramo T12 del primario 55A es el sugerido por el AG desarrollado, mientras que el tramo T27 es proporcionado por el AG de MATLAB. Lo siguiente será verificar, para cada caso, el valor de kilowatios hora al año que se reduciría la ENS y su porcentaje en relación a su valor base, lo cual se ilustra en la Figura 4.36 y Figura 4.37.

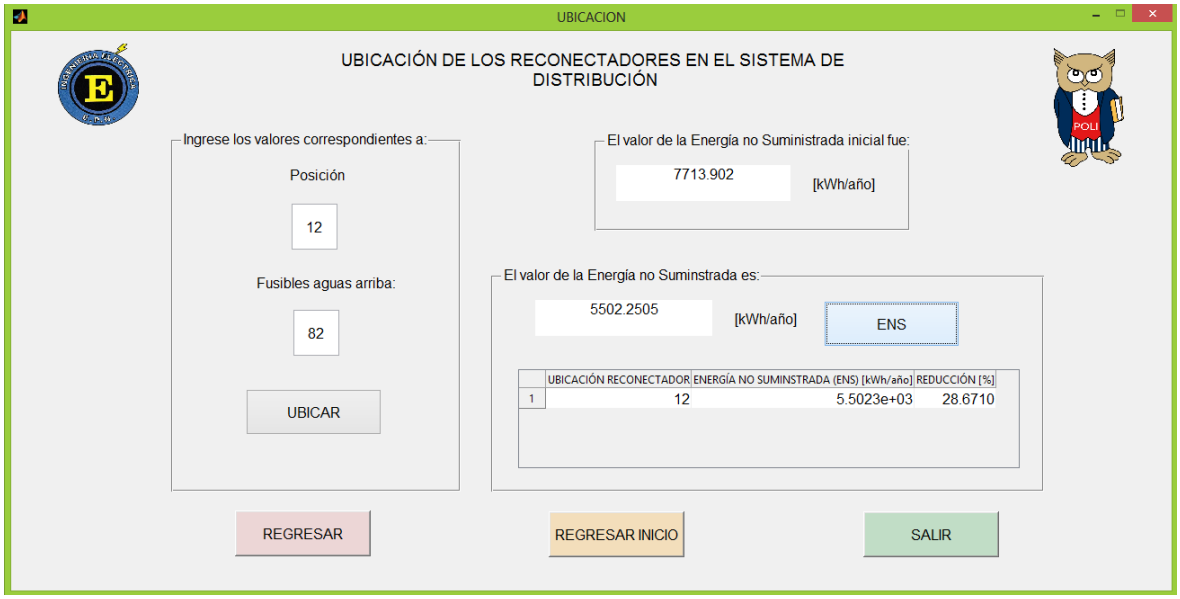

Figura 4.36. Resultado de la ENS conforme al AG desarrollado con la ubicación óptima de un reconectador MATLAB]

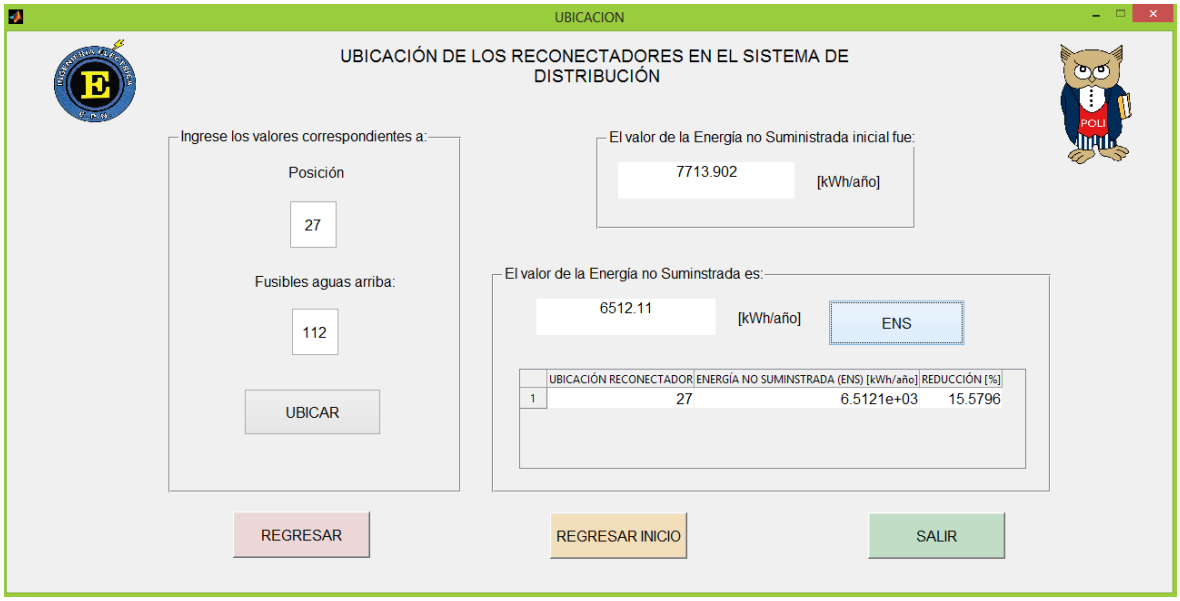

Figura 4.37. Resultado de la ENS conforme al AG de MATLAB con la ubicación óptima de un reconectador [Impresión MATLAB]

Es evidente entonces que la mejor solución se da con la utilización del AG desarrollado, cuya ubicación de un reconectador en el tramo T12 da lugar a un decremento de casi el

29% del valor inicial de la ENS, no así con el AG de MATLAB cuya solución está en el tramo T27 con una minimización del 15.58%. Con esto y como se observa en la Figura 4.38, la instalación del reconectador en la cabecera del tramo T12 se establece como la mejor solución.

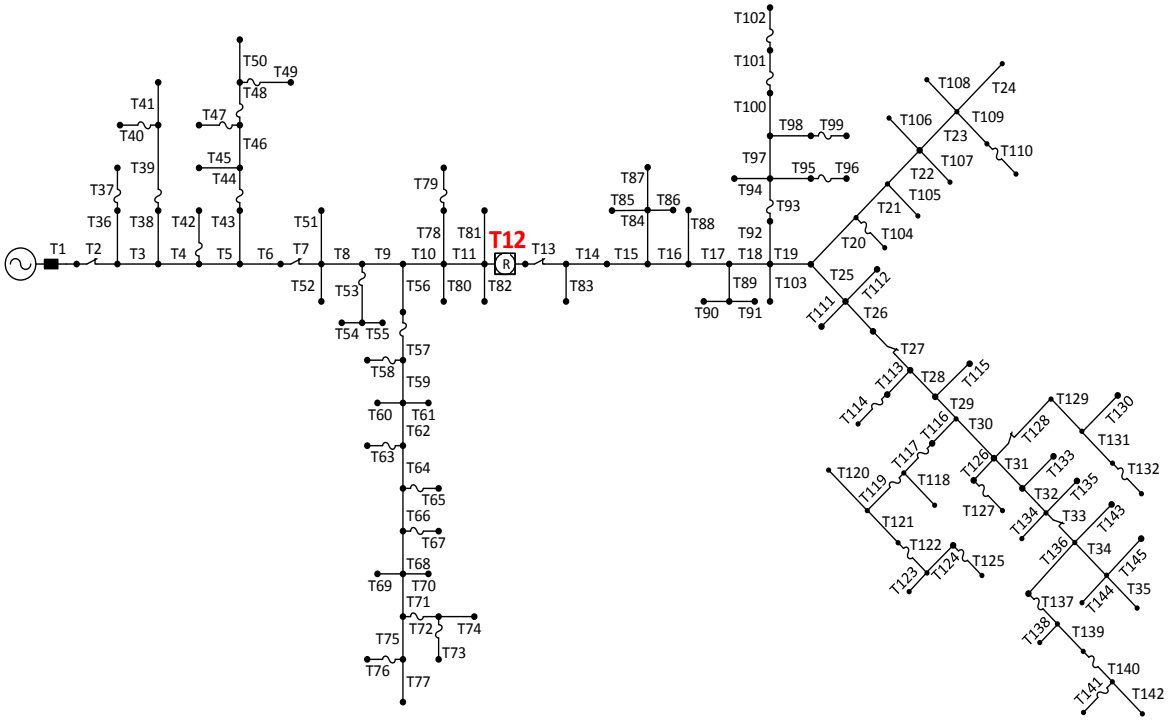

Figura 4.38. Circuito primario A de la Subestación Nº 55 Sangolquí con la inclusión óptima de un reconectador [Elaboración Propia]

Seguidamente se realiza el análisis considerando dos y tres reconectadores. A través de la aplicación desarrollada, se obtienen los resultados para este caso de estudio, los mismos que se resumen en la Tabla 4.14 para el AG desarrollado y en la Tabla 4.15 para el AG de MATLAB.

Tabla 4.14. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores utilizando el AG desarrollado

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	12	5,502.25	28.67
2	12	5,220.17	32.33
	30		
3	9	4,947.88	35.86
	12		
	30		

Tabla 4.15. Resultados obtenidos con diferente número de reconectadores utilizando el AG de MATLAB

No. Reconectadores	Posición	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
1	27	6,512.11	15.58
2	16	5,552.23	28.02
	27		
3	9	4,993.20	35.27
	14		
	30		

Como se mencionó al inicio de este capítulo, la optimización a través de AG da lugar a la obtención de un espacio amplio de soluciones de cada problema dando la posibilidad al analista de examinar varias alternativas y siendo conveniente realizar un análisis de sensitividad para obtener la mejor alternativa de ubicación de los dispositivos automáticos.

De esta manera, el valor de la ENS correspondiente a cada uno de los tramos óptimos para el circuito primario 55A, proporcionados tanto con el AG desarrollado como el AG de MATLAB, se representan por medio del gráfico que se muestra en la Figura 4.39.

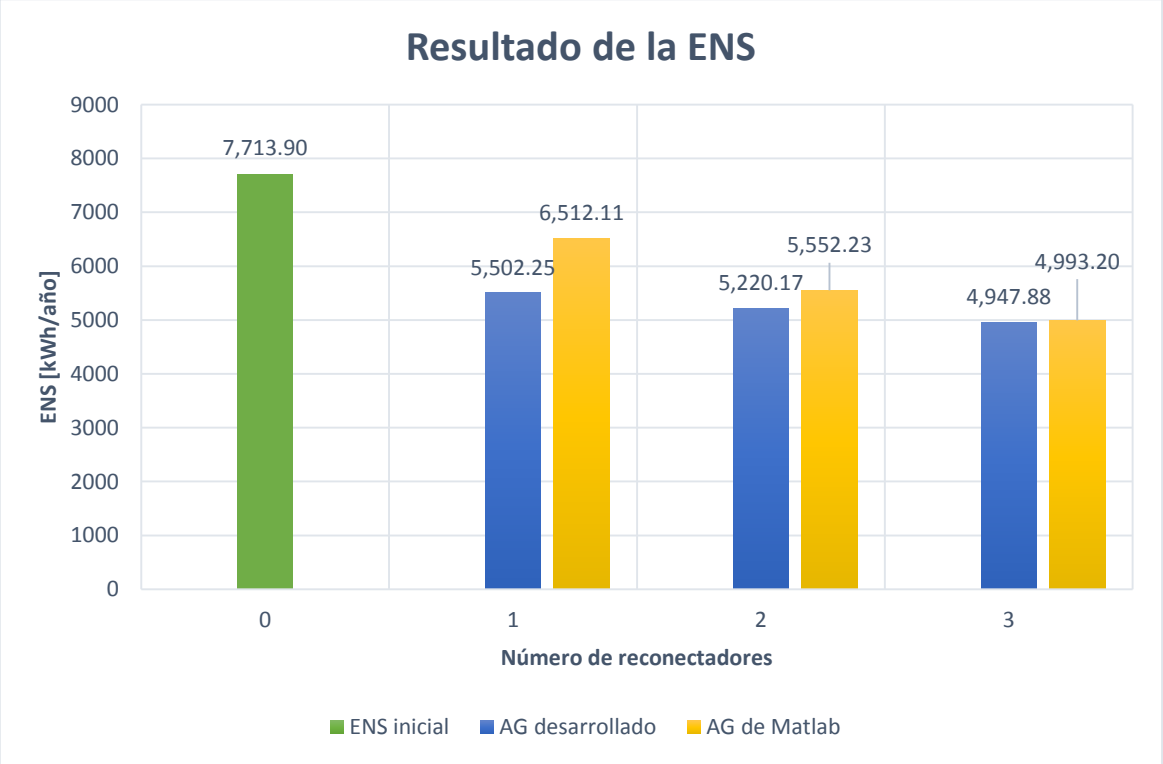

Figura 4.39. Comparación del decremento de la ENS frente a diferente número de reconectadores para el circuito primario 55A [Elaboración Propia]

Se tiene entonces que, para el caso de estudio de esta sección, el índice ENS base es de 7,713.90 kWh/año calculado con la presencia únicamente de los elementos de protección tales como: interruptores de potencia, seccionadores y fusibles y de acuerdo a la metodología planteada en el capítulo 3. Así también, es notorio que la reducción más considerable de ENS se produce al aplicar el AG desarrollado, donde la ENS alcanza un valor de 5,502.25 kWh/año con un reconectador en el T12 y 5,220.17 kWh/año con dos reconectadores en T12 y T30

Si se desea llegar al menor valor posible de ENS en la red primaria, es necesario instalar tres reconectadores en los tramos T9, T12 y T30 (dados por el AG desarrollado) de tal manera que el sistema radial 55A aumente su confiabilidad y la indisponibilidad de servicio afecte al menor número de usuarios, alcanzando un valor de energía no servida de 4,947.88 kWh/año. Sin embargo, si el analista decide utilizar tres reconectadores, antes debe considerar si es factible realizar la coordinación de los tres dispositivos, lo cual no forma parte del alcance de este trabajo de titulación.

Se determina el porcentaje del decremento de los valores de ENS con referencia al valor inicial y se indican en la Figura 4.40.

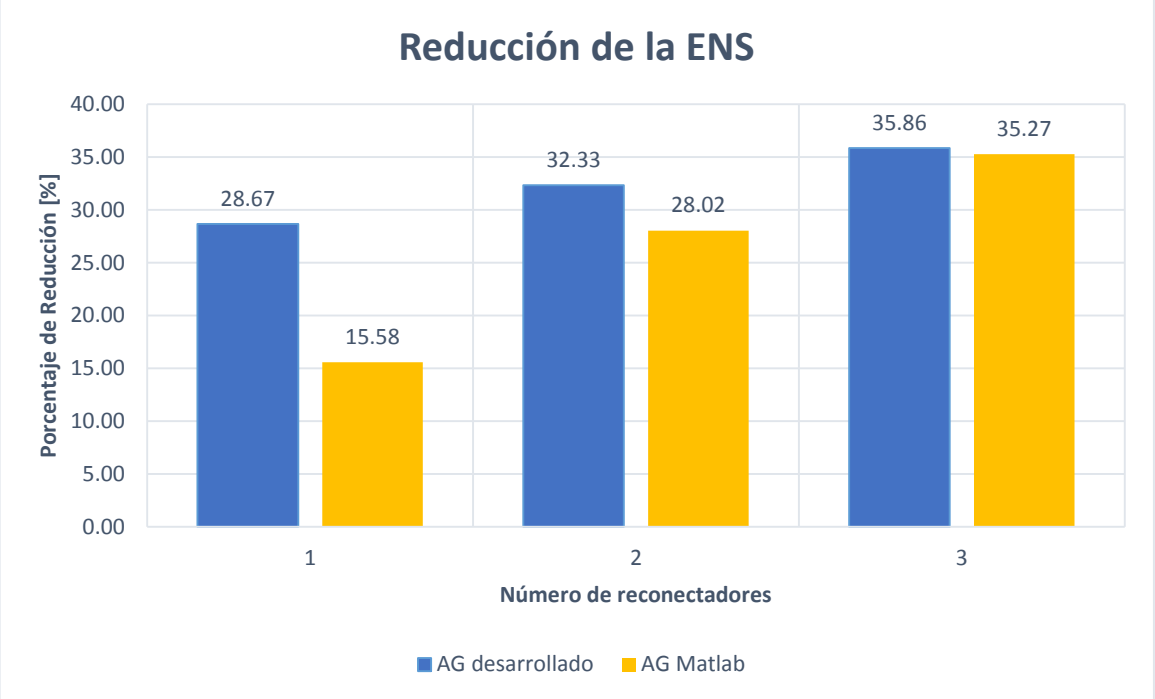

Figura 4.40. Reducción del ENS frente a diferente número de reconectadores para el circuito primario 55A [Elaboración Propia]

Acorde con la figura, se analiza los porcentajes de reducción que representa cada valor de ENS. El caso más significativo, donde la EEQ minimiza ampliamente la energía que no

entrega a sus clientes (energía no suministrada), se da al disponer de los tres reconectadores en los tramos T9, T12 y T30 (proporcionados por el AG desarrollado) con una reducción de un 35.86%; a diferencia del AG de MATLAB con los cuales la reducción representa un 35.27% si se ubica los dispositivos en los tramos T9, T14 y T30. De igual modo, al emplear el AG desarrollado y con un número de reconectadores igual a dos, el decremento de la ENS representa aproximadamente un 32% y para un reconectador es casi del 29%; en cambio, con el AG de MATLAB la ENS se disminuye casi un 28% con dos dispositivos y un 16% con un dispositivo. Por ende y conforme a estos resultados, se evidencia que las ubicaciones óptimas son entregadas por el AG desarrollado.

Finalmente, la situación actual del circuito primario 55A, CYMDIST indica que la EEQ dispone de un reconectador colocado en el tramo T14 (no considerado en el análisis inicial de confiabilidad), esto se muestra en el diagrama unifilar de la Figura 4.41. Por lo cual, se comparará ésta situación con la respuesta dada por la herramienta computacional desarrollada para encontrar la ubicación óptima en términos de reducción del índice ENS.

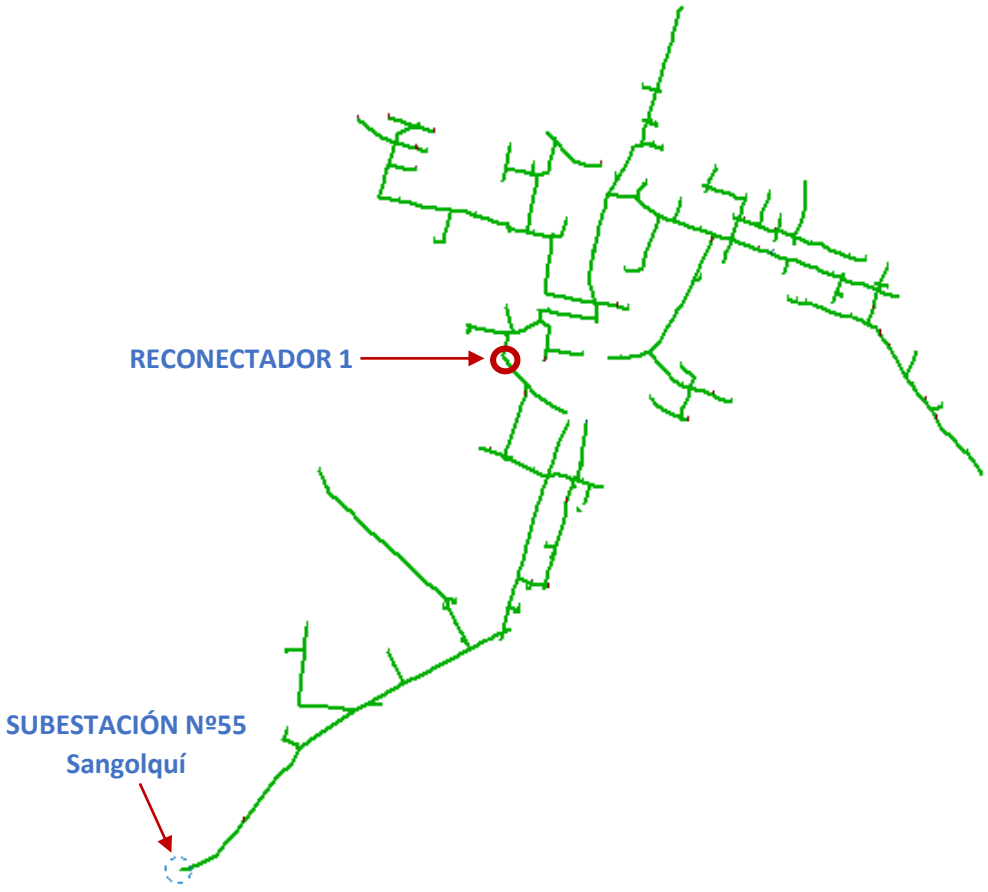

Figura 4.41. Situación actual del primario 55A con un reconectador instalado en el tramo T14

En la Tabla 4.16 se tiene el valor de la ENS con la localización de los dispositivos automáticos en los tramos mencionados, tanto en la situación actual del circuito primario de la EEQ como el propuesto por el AG desarrollado (considerado como mejor solución).

Tabla 4.16. Comparación de ENS con un reconectador ubicado en diferentes tramos

	Nº tramo	ENS [kWh/año]	Porcentaje Reducción [%]
EEQ	T14	5,656.80	26.67
AG desarrollado	T12	5,502.25	28.67

Se observa de la tabla anterior que la disminución más considerable del índice de confiabilidad ENS para el primario 55A se produce con la utilización del AG desarrollado, donde se propone al tramo T12 como óptimo con una reducción que representa el 28.67%, frente al 26.67% que actualmente puede decrementarse el ENS con la actuación del reconectador ubicado en el tramo T14. Por consiguiente, se sugiere que el dispositivo automático sea reubicado, de tal manera que en presencia de alguna perturbación la pérdida del servicio eléctrico afecte al menor número de usuarios de la EEQ. La ubicación óptima en el tramo T12 se ilustra a través de la Figura 4.42.

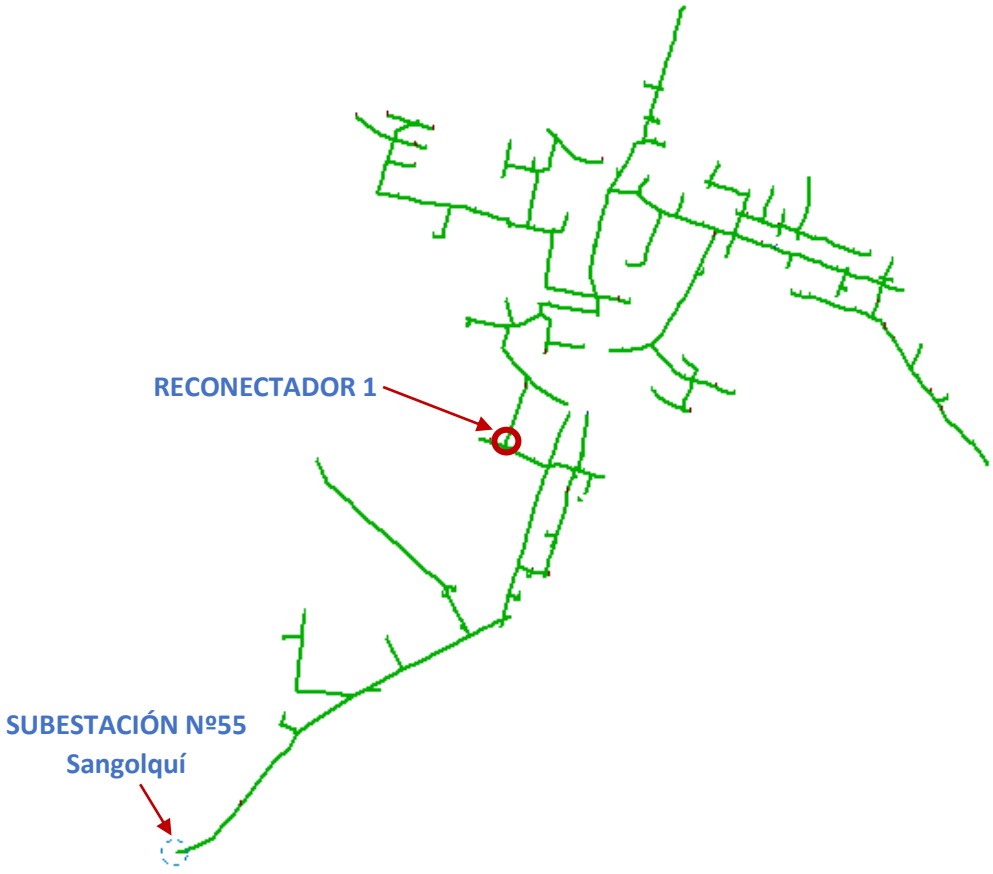

Figura 4.42. Primario 55A con un reconectador instalado en el tramo T12

Para finalizar, en la Figura 4.43 se sitúan los tres reconectadores, en los tramos sugeridos por el AG desarrollado, en el diagrama unifilar de la red primaria 55A perteneciente a la subestación Sangolquí.

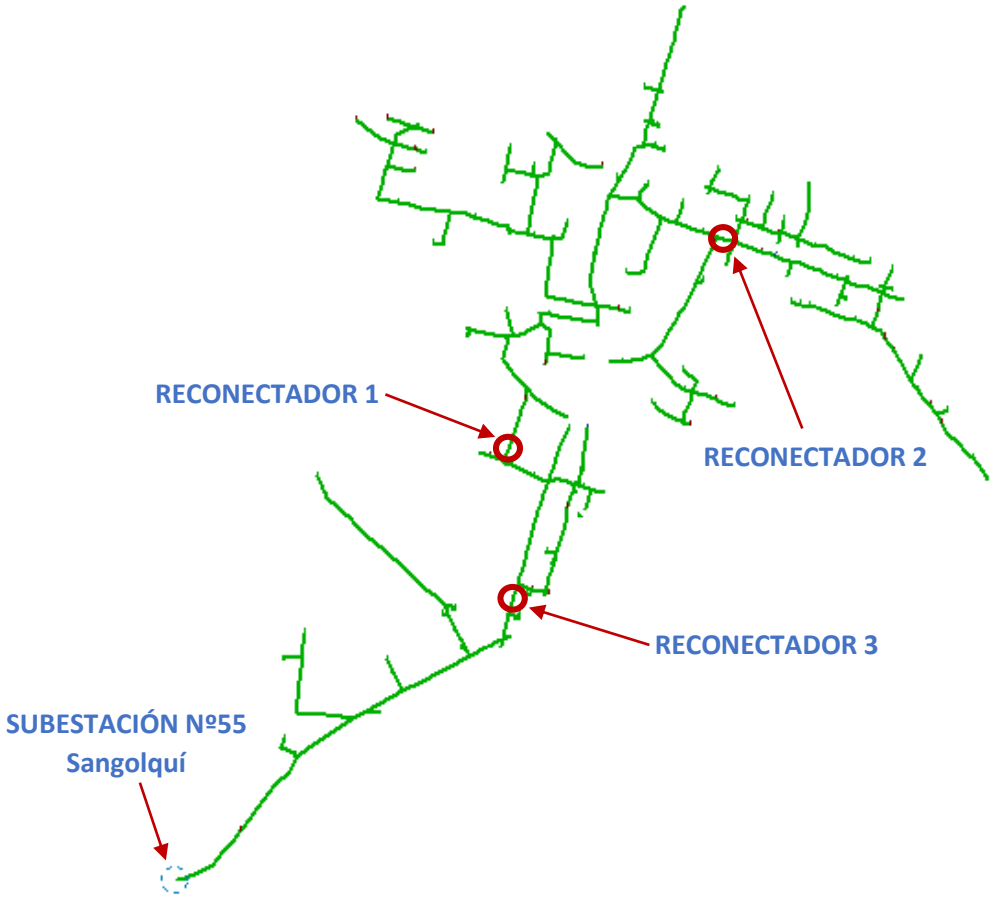

Figura 4.43. Diagrama unifilar del circuito primario A de la Subestación Nº55 Sangolquí con la ubicación de tres reconectadores propuestos

5. CONCLUSIONES

5.1. Conclusiones

- La metodología seleccionada para establecer el modelo matemático de la red es adecuada para la herramienta computacional desarrollada, conforme lo demuestran los resultados satisfactorios obtenidos en los diferentes sistemas de prueba utilizados con los que se logró la minimización de la ENS con la ubicación óptima de reconectadores.

- En este trabajo de titulación se implementó, a través de una interfaz gráfica de MATLAB, una herramienta computacional que permite determinar la ubicación óptima de reconectadores en redes radiales de distribución. Mediante la utilización de varios sistemas de prueba se verificó su correcto y eficiente funcionamiento colocando a los reconectadores en diferentes tramos de las redes para minimizar la ENS. El desarrollo de dicha herramienta permite contar con un proceso automático tanto para la evaluación de la confiabilidad en las redes radiales como para la localización óptima de reconectadores; con lo cual se reducirá el tiempo requerido para el estudio, en contraste con la utilización de métodos convencionales donde necesariamente se debe seguir un procedimiento manual para la realización de los correspondientes cálculos.

- La selección de la metodología que establece el modelo matemático de la red orientado a la evaluación de la confiabilidad en sistemas radiales de distribución está fundamentada en tres aspectos: uno de ellos es la facilidad de su aplicación, el segundo aspecto se debe a que en esta metodología se puede realizar una evaluación más real de la situación del sistema de distribución, es decir, la conformación de las matrices de estados dependen exclusivamente del comportamiento del sistema frente a la presencia de una falla; y finalmente la metodología seleccionada no tiene limitación alguna en cuanto al número de variables (tramos) que deben existir, no así con otros métodos tradicionales.

- Debido a la gran extensión y tamaño de los sistemas de distribución se emplea una técnica de optimización que pueda trabajar con varios parámetros a la vez. Los AG son los que mejor se adaptan a esta condición y además exploran varias direcciones en busca de la solución óptima al problema planteado, evitando la secuencialidad de los métodos tradicionales de optimización.

- Para el proceso de optimización planteado en el presente estudio, se hizo uso de la técnica adaptativa denominada AG, esta técnica permite establecer como solución óptimos globales y no óptimos locales como las otras técnicas de optimización tradicionales. De esta forma, las soluciones proporcionadas en la ubicación de reconectadores son mucho más confiables y seguras.

- La optimización con AG se realizó de dos formas: una de ellas es el desarrollo de una rutina de AG y la otra es la utilización del *toolbox* de AG que incluye MATLAB. Mediante las distintas simulaciones en los sistemas de prueba se observó que los mejores resultados en cuanto al posicionamiento de reconectadores, que permiten la mayor reducción de ENS, se presentan con la rutina desarrollada de AG. Sin embargo, los resultados proporcionados por los AG de MATLAB en algunos casos coinciden con los algoritmos desarrollados.

- La diferencia que existe entre las soluciones dadas por las dos formas de optimización (AG desarrollado y AG de MATLAB) radica en que para este trabajo, el modelo matemático para minimizar la ENS hace uso de una *optimización mono-objetivo no lineal binaria*. En tanto que, el AG de MATLAB emplea la función *IntCon* cuya utilización implica algunas restricciones características o naturales de la función como: no es conveniente aportar con restricciones de igualdad lineales o no lineales, el operador de selección tiene como única opción el torne binario y finalmente para algunas opciones de configuración como el cruce y mutación, la función contribuye con sus propios ajustes.

- Para validar tanto la metodología del modelamiento matemático para la evaluación de la confiabilidad de la red como la optimización con AG, se utilizó el circuito primario de la subestación Nº55 Sangolquí perteneciente a la EEQ. Sobre este circuito, se pudo comprobar que la ENS inicial (sin ningún reconectador) de 7,713.9 kWh/año se reduce a un valor de 5,502.25 kWh/año con la colocación de un solo reconectador. Asimismo, con dos reconectadores el valor final es de 5,220.17 kWh/año y finalmente con tres reconectadores se tiene un valor de la ENS de 4,947.88 kWh/año. Con esto se verifica el mejoramiento de la confiabilidad del sistema con respecto a sus condiciones iniciales.

- En términos de porcentaje, al aplicar la herramienta computacional de ubicación óptima de reconectadores del presente trabajo de titulación, se consigue una reducción de un 35.86% cuando de se ubican tres reconectadores, un 32.33% de reducción con dos reconectadores y finalmente con un reconectador se logra

disminuir la ENS en un 28.67%. Dependerá de la EEQ elegir la opción que más se ajuste a sus exigencias.

- Con el reconectador que actualmente está ubicado en el tramo T14 del circuito primario A de la subestación Nº 55 Sangolquí, el valor de la ENS es de 5,656.80 kWh/año, es decir, se tiene una reducción de la ENS del 26.67%. Sin embargo, al aplicar la herramienta computacional desarrollada para la ubicación óptima de reconectadores, se obtiene que con la colocación del reconectador en el tramo T12, la ENS se reduce en un 28.67%.

5.2. Recomendaciones

- El punto principal utilizado de referencia, por las empresas distribuidoras del Ecuador y por el ente regulador ARCONEL para identificar la calidad de servicio, responde al cálculo de índices de confiabilidad; siendo entonces necesario que dichas empresas distribuidoras identifiquen las principales causas que contribuyen a la falta de servicio eléctrico, de tal manera que esta información sea utilizada para mejorar la confiabilidad de sus sistemas y con esto dar cumplimento a las normativas y posibilite la reducción de riegos de interrupción a futuro.

- Es importante realizar un análisis de sensitividad relacionado con las soluciones proporcionadas con los AG, esto se debe a que estos algoritmos tienden a ser bastante sensibles ante los cambios que se hacen a sus parámetros característicos (tasa de selección, tasa de mutación, tamaño de la población, etc.); de modo que se asegure obtener la solución óptima del problema planteado para la ubicación de reconectadores.

- En cuanto a los registros históricos de la presencia de fallas que se producen en los sistemas de distribución de la EEQ, es necesario que sean lo más exactos posibles con respecto a los tiempos de reparación y tasas de falla; de tal manera que la conformación de la matriz de estados operativos se ajuste a la realidad del comportamiento del sistema ante la ocurrencia de una perturbación.

- Se recomienda el cambio de ubicación del reconectador actual del circuito primario A de la subestación Nº 55 Sangolquí, al tramo T12 acorde con la Figura 4.42. de tal manera que se alcance una mayor disminución de energía no suministrada, mejorando la confiabilidad de la red primaria considerada para la aplicación de la herramienta computacional.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Second Edition. New York: Plenum Press, 1996.

[2] E. Castaño Ramírez, «Mejoramiento Operativo de Sistemas de Distribución usando Elementos de Transferencia Automática», Tesis de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2015.

[3] S. Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Edición. Manizales, Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004.

[4] T. A. Short, *Electric Power Distribution*, Handbook. New York, United States: CRC Press, 2004.

[5] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. Las Cruces, New Mexico: CRC Press, 2002.

[6] D. R. Patrick and S. W. Fardo, *Electrical Distribution Systems*, Second Edition. United States: CRC Press, 2009.

[7] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying. Principles and Applications*, Third Edition. United States: CRC Press, 2006.

[8] S. Yool Rosales, «Protecciones Aplicables a Proyectos de Generación Distribuida Renovable», Tesis de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2011.

[9] McGraw-Edison Company, *Distribution-System Protection Manual*. Canonsburg, Pa: Power System Division, 1971.

[10] A. Pregelj, «Impact of Distributed Generation on Power Network Operation», Thesis for tthe Degree Doctor of Philosophy, Georgia Institute of Technology, Georgia, United States, 2003.

[11] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power and Energy Society, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Power Distribution Reliability Indices», The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2004.

[12] C. J. Zapata, *Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia*, Primera Edición. Pereira, Colombia, 2011.

[13] Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, «Regulación No. CONELEC - 004/01», 2001.

[14] A. G. Arriagada, «Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución», Tesis de Maestría, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile, 1994.

[15] I. Moncayo, «Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Distribución», Tesis de Ingeniería, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 1987.

[16] R. Billinton, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Second Edition. New York, United States: Plenum Press.

[17] Z. Feng, «Electric Distribution System Risk Assessment using actual Utility Reliability Data», Thesis for the Degree of Master of Science, University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.

[18] C. Chamorro, «Localización Óptima de Reconectadores con Criterios de Confiabilidad en Sistemas de Distribución Radial», Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2017.

[19] L. Luna Ramírez, «Metodología de Evaluación de la Confiabilidad para la Interconexión de Generación Distribuida en los Sistemas de Distribución Local Colombianos», Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia, 2011.

[20] Del Rosario E., «Procesos Estocásticos», ESPOL, Guayaquil, Ecuador, [Online]. Available: http://blog.espol.edu.ec/estg1003/category/temas-por-semana/temas-1ra-evaluacion/cadenas-markov-temas-1ra-evaluacion/.

[21] R. L. Haupt y S. E. Haupt, *Practical Genetic Algorithms*, Second Edition. Hoboken, New Jersey: Jhon Wiley & Sons Inc., 2004.

[22] M. Gestal, D. Rivero, J. R. Rabuñal, J. Dorado, y A. Pazos, *Introducción a los Algoritmos Genéticos y la Programación Genética*, Universidad de Coruña, Servicio de publicaciones. Coruña: Digitalia, 2010.

[23] R. Jarquín, «Aplicación de Algoritmos Genéticos en Ingeniería Civil», Tesis de Ingeniería, Universidad Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México D.F., 2014.

[24] S. Nesmachnow, «Algoritmos Genéticos Paralelos y su Aplicación al Diseño de Comunicaciones Confiables», Tesis de Maestría, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, 2004.

[25] J. Hidalgo y P. Feijoo, «Implementación de Algoritmos Genéticos sobre la plataforma de desarrollo paralelo CUDA», Tesis de Grado, Universidad Complutense de Madrid, Madrid, España, 2009.

[26] J. Legerén, A. Núñez, y J. Ortiz de Lanzagorta, «Introducción a los Algoritmos Genéticos», Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, España, Informe de seminarios, jun. 2012.

[27] N. Dehghani y R. Dashti, «Optimization of Recloser Placement to Improve Reliability by Genetic Algorithm», *Sci. Res. Energy Power Eng.*, vol. 3, pp. 508–512, jun. 2011.

[28] J. Gallego-Londoño y O. Montoya-Giraldo, «Ubicación óptima de reconectadores y fusibles en sistemas de distribución», *Innov. E Investig. En Ing.*, vol. 13, pp. 113–126.

[29] B. A. Orellana, «Calidad de suministro en la planificación de redes de distribución», Tesis de Ingeniería, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2010.

[30] K. A. Jong, «Analysis of the behavior of a class of genetic adaptive systems», Ph.D Dissertation, University of Michigan, Ann Arbor, Michigan, 1975.

[31] Mitsuo Gen y Runwei Cheng, *Genetic Algorithms & Engineering Optimization*. Ashikaga, Japan: Jhon Wiley & Sons Inc., 2000.

[32] MATLAB, «Genetic Algorithm and Direct search Toolbox for use with MATLAB», User´s guide, Math Words Inc., 2004.

[33] MATLAB, «Documentation Help», [Online]. Available: https://la.mathworks.com/help/.

[34] Dirección de Planificación y Departamento de Planificación Técnica, «Plan de Expansión 2018-2027 del Sistema de la EEQ», *Empresa Eléctrica Quito*, Quito, Ecuador 2017.

7. ANEXOS

ANEXO I. Manual de uso de la Herramienta computacional para la Ubicación óptima de Reconectadores en redes radiales de distribución

ANEXO II. Información sistema de prueba 2

ANEXO III. Información sistema de prueba 3

ANEXO IV. Información del circuito primario perteneciente a la EEQ