

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE SECCIONAMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE SECCIONAMIENTO EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN USANDO ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS**

**AUTOR:
Nelson Andrés Ayala Arciniegas**

**TUTOR:
Alexander Águila Téllez**

Quito, Febrero de 2018

Nelson Andrés Ayala Arciniegas

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE SECCIONAMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS

Universidad Politécnica Salesiana , Quito – Ecuador 2018

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Nelson Andrés Ayala Arciniegas (A'1985 – M'03). Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Mena del Hierro, obteniendo la especialización en Físico- Matemáticas. Egresado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen las siguientes áreas: redes inteligentes de energía, optimización de sistemas de distribución, fallas en sistemas de potencia. nayalaa@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (A'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Actualmente se encuentra estudiando para obtener su título de Doctor en Ingeniería en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín, es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

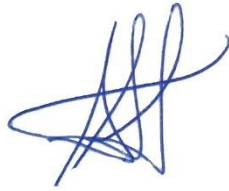
©2018 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “*Optimización del Sistema de Seccionamiento en Redes de Distribución usando Algoritmo de Colonia de Hormigas*” realizado por Nelson Andrés Ayala Arciniegas, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Febrero 2018



.....
Alexander Águila Téllez

C.C.: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Nelson Andrés Ayala Arciniegas, con documento de identificación N° 1720761418, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: “Optimización del sistema de seccionamiento en redes de distribución usando algoritmo de colonia de hormigas”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Fecha: Quito, Febrero 2018



.....
Nelson Andrés Ayala Arciniegas

C.C.: 1720761418

1.	INDICE GENERAL	
1.	Introducción.....	2
1.1.	Estructura de la red.....	3
1.2.	Interrupción del sistema	3
1.3.	Perturbaciones en la red	3
1.4.	Seccionador	5
1.5.	Confiabilidad en los Sistemas de Distribución	5
1.6.	Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución.....	5
1.7.	OCH (Ant Colony Optimizacion, ACO).....	6
1.8.	Regulaciones	6
1.8.1.	<i>Tasa de falla</i>	7
1.8.2.	<i>Tiempo de Reparación</i>	8
1.8.3.	<i>Tiempo Anual de Desconexión Esperado</i>	8
1.8.4.	<i>Indicadores</i>	8
2.	Óptima ubicación de seccionadores	9
2.1.	Datos de entrada.....	10
2.2.	Ubicación de seccionadores	11
3.	Formulación del problema.....	11
3.1.	Función objetivo	11
3.2.	Metodología	12
3.2.1.	<i>Datos de entrada</i>	12
3.2.2.	<i>Tasa de Fallas</i>	12
3.2.3.	<i>Determinación de variables para encontrar la ubicación de dispositivos de protección</i>	12
3.2.4.	<i>Función Objetivo</i>	12
3.2.5.	<i>Solución matemática</i>	12
3.2.6.	<i>Restricciones</i>	12
3.2.7.	<i>Análisis de resultados</i>	12
3.3.	Algoritmo de optimización.....	13
4.	Análisis de resultados	15
4.1.	Comprobación del modelo	15
4.2.	Datos del modelo.....	16
5.	Conclusiones y recomendaciones.....	19
6.	Referencias	19

6.1. Anexos	22
-------------------	----

2. INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Fallas en el Sistema de Distribución	7
Figura 2. Algoritmo colonia de hormigas.	11
Figura 3. Seccionamiento del circuito de distribución.	11
Figura 4. Red Electrica de Distribución Diagrama Unifilar de 30 barras [28]	11
Figura 5. Sistema de Distribución 30 optima ubicación de seccionadores	16
Figura 6. Tiempo de interrupción SAIDI sin seccionadores	17
Figura 7. Tiempo de interrupción SAIDI con seccionadores	17
Figura 8. Tiempo de interrupción global	17
Figura 9. Valor del SAIDI sin seccionadores	18
Figura 10. Valor del SAIDI con seccionadores	18
Anexo 1. Matriz Y barras	22
Anexo 2. Sistema de 30 barras en ETAP 12.6.0.	23

3. INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores del circuito de distribución IEEE 30 Nodos	13
Tabla 2. Valores calculados del sistema de distribución IEEE 30 Nodos	14
Tabla 3. Clientes interrumpidos del Sistema Sin Seccionadores Vs Sistema con seccionadores	16
Tabla 4. SAIDI Sin Seccionadores Vs Con Seccionadores	18

OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE SECCIONAMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN USANDO ALGORITMO DE COLONIA DE HORMIGAS

Resumen

El presente artículo muestra un nuevo y eficiente método para resolver el problema de la localización óptima de seccionadores en sistemas de distribución de energía para la mejora del indicador SAIDI, asociados a la frecuencia; con la que inciden las fallas transitorias y permanentes de la red eléctrica de distribución. Se propone una técnica de óptima ubicación de dispositivos seccionadores, en el cual se considera la planificación y diseño de las subestaciones; desde una perspectiva técnica económica utilizando un enfoque de resolución metaheurística de colonia de hormigas para un sistema de distribución radial. El modelo está enfocado a minimizar el índice SAIDI. Como estrategia de solución se propone una metodología que considera un esquema de búsqueda, basado en el comportamiento de las hormigas. Con el fin de verificar la validez del algoritmo se utiliza un software especializado y se aplica los resultados a datos reales de la IEEE para 30 nodos.

Palabras Clave: Algoritmo Colonia de Hormigas, Confiabilidad, Localización Optima, Red eléctrica de distribución, Seccionador

Abstract

This article presents a new and efficient method to solve the problem of the optimal location of disconnectors in power distribution systems with the improvement of reliability indicators associated to the frequency with which the transitory and permanent faults of the distribution network affect. A technique of optimal location of disconnecting devices is proposed, in which the planning and design of the substations is considered from an economic technical perspective using a meta-heuristic colony resolution approach of ants for radial distribution systems. The model is focused on minimizing the SAIDI index. As a solution strategy we propose a methodology that considers a search scheme, based on the behavior of the ants. In order to verify the validity of the algorithm, specialized software is used and the results are applied to real IEEE data for 30 nodes.

Keywords: Ant Colony Algorithm, Reliability, Optimal location Electric distribution network, Disconnector.

1. Introducción

Actualmente las empresas de distribución eléctrica en el Ecuador se rigen bajo regulaciones y normas, basados principalmente en la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico, su objetivo principal es entregar un servicio con niveles de voltaje estables y de manera continua a los usuarios [1].

El sistema de distribución eléctrica actúa como una vía final en la entrega de energía a los usuarios. Al presentarse como la mayor parte del sistema eléctrico interconectado, con cargas distribuidas continuamente en los alimentadores; el diagnóstico de fallas se convierte en un extenuante trabajo que dificulta ser eficiente [1]-[2].

La problemática radica en que la mayor parte de las líneas de distribución tienden a experimentar fallas, regularmente provocadas de forma general y por malas condiciones meteorológicas que causan averías en los dispositivos de aislamiento. Gran parte de los cortocircuitos son causados por objetos externos como árboles, aves y la manipulación no autorizada de las líneas de distribución que es un problema usual en las zonas rurales.

Al producirse una falla en distribución, las averías eléctricas se manifiestan en daños a dispositivos y equipos, dando como resultado una interrupción del suministro eléctrico a los consumidores.

Se puede restablecer el sistema eléctrico con rapidez y eficiencia siempre y cuando se conozca la ubicación de la falla o se logre estimar con cierta exactitud su ubicación; sin importar si la falla es de carácter temporal o permanente. Lo importante en el proceso es poder aislar la sección donde se ha producido la falla, y con estos datos realizar un estudio donde se pueda aplicar una óptima reconexión en el sistema, obteniendo como resultado el abastecimiento de energía eléctrica a la mayor cantidad de usuarios; logrando

así cumplir con las regulaciones y normas exigidas en el Ecuador con respecto a la confiabilidad y calidad de servicio en los sistemas de distribución.

Los conceptos de optimización se aplican para elevar los índices de confiabilidad y fiabilidad del sistema, en este caso se utilizará para elevar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico a los consumidores finales. Una forma general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad; esto se cuantifica midiendo su frecuencia y su duración [3].

Para este estudio la orientación a seguir será en la problemática de la continuidad del suministro eléctrico denominado de manera general como “confiabilidad de servicio”. Para esto se realizará una optimización en la ubicación de sistemas de seccionamiento. Para resolver este problema de optimización se empleó una herramienta de software matemático denominado matrices de laboratorio conocido comúnmente como (MATLAB) en donde se aplicará la metaheurística de optimización por colonia de hormigas o en sus siglas OCH. La OCH pertenece a la clase de métodos metaheurísticos, su principal comportamiento es un sistema de búsqueda basado en el comportamiento real de este insecto, el cual encuentra una solución aproximada a un problema planteado. La optimización por colonias de hormigas utiliza procesos de tipo probabilístico; y en la actualidad al tener procesadores computacionales y tecnologías nuevas, se minimizan costos, por la reducción en los tiempos de instalación e implementación. Los cuales son de beneficio para las empresas de distribución y a la vez para los usuarios ya que se alcanza continuidad en el servicio eléctrico [4]-[5]-[6].

1.1. Estructura de la red

La red de distribución se compone por una subestación que es la fuente de energía eléctrica y se subdivide en uno o más alimentadores de distribución. Cada alimentador a su vez se divide en una o más secciones. Una sección abarca una región geográfica, está formada por el cableado de distribución primario y secundario, transformadores, condensadores, reguladores de voltaje, etc.

En nuestro problema de asignación, podemos obtener con seguridad los datos de configuración física de la red, solo se requiere cierta información general para cada Tabla, como se detalla en la Sección 2 [7]-[8].

Dado que esta es la forma más común de configuración de red, suponemos que cada alimentador de la subestación se opera radialmente (es decir, consideramos que la subestación es la única fuente de energía eléctrica en la red y que cada alimentador está aislado entre sí). Para simplificar no tomamos en cuenta el intercambio entre dos alimentadores conectados a través de interruptores normalmente abiertos, como la restauración aguas abajo.

De las consideraciones anteriores, podemos representar un alimentador usando una estructura de árbol, como se muestra en la Fig. 4, donde cada nodo representa una sección numerada del alimentador, y cada borde muestra una dependencia en el flujo de potencia entre los dos nodos. A partir de ahora, utilizaremos los términos sección y nodo, y el alimentador de distribución y el árbol alimentador de manera intercambiable.

1.2. Interrupción del sistema

Una interrupción se define como una pérdida completa de energía eléctrica para uno o más clientes [9]. Cada interrupción se puede clasificar por su duración como momentánea o sostenida. Como se define en el estándar IEEE 1366; para considerarse momentánea una

interrupción no debe exceder los 5 min; de lo contrario, es sostenida. Las fallas que ocurren en el alimentador de distribución también se dividen en dos tipos: 1) temporal y 2) permanente. Una falla siempre se propaga río arriba, hacia la raíz del árbol de alimentación, hasta que llega a un nodo donde está instalado un dispositivo de protección. Tomando la Figura. 4 como ejemplo: suponiendo que no se instala ningún dispositivo de protección, excepto en el nodo 12, una falla en la sección se propagaría a través de los nodos 11, 10, 9, 8, y 7, hasta llegar al interruptor en 6 [9].

Una empresa eléctrica debe seguir dos líneas de acción relacionadas con fallas en la red de distribución: prevención y mitigación.

Una falla única no debería causar la interrupción de todos los clientes de un alimentador, por ejemplo; para manejar los efectos de las fallas en los servicios se instalan dispositivos de protección a lo largo de la red de distribución.

También asumimos que todos los dispositivos de protección funcionan correctamente y que están instalados al comienzo de las secciones. Por lo tanto, una interrupción en la sección, donde se encuentra un dispositivo de protección, afecta a todos los clientes de esa sección y todos los demás en las secciones posteriores.

1.3. Perturbaciones en la red

Actualmente la tecnología en el mundo se disponibilidad continua de suministro eléctrico. Los equipos electrónicos requieren de ha vuelto totalmente dependiente de la un suministro independiente de perturbaciones e interrupciones [10].

Conocer la diferencia entre un transitorio oscilatorio y una interrupción es indispensable al momento de decidir adquirir dispositivos de corrección de suministro eléctrico. Con un error de comunicación podemos tener resultados costosos al comprar un dispositivo

inadecuado para sus necesidades; ya que esto contendría daños en los equipos, salarios perdidos y tiempos de interrupción.

Las perturbaciones en relación al suministro eléctrico determinadas por el estándar de la IEEE son:

a) *Transitorios*

Se dividen en dos subcategorías: Oscilatorios e Impulsivos. Son potencialmente el ejemplo de perturbación energética más peligroso.

Los transitorios impulsivos son eventos repentinos de cresta alta que elevan positivamente o negativamente la corriente y voltaje. Pueden clasificarse por la velocidad a la que suceden que pueden ser rápida, media o lenta.

El transitorio oscilatorio es una variación repentina en la posición de estado estable de la corriente o voltaje de una señal, o ambas ya sea en el límite positivo o negativo. Esto ocurre cuando se conmuta una carga capacitiva o inductiva.

b) *Interrupciones*

Es la pérdida general de corriente o voltaje. Una interrupción se clasifica según su duración; una Instantánea esta de 0,5 a 30 ciclos; la Momentánea de 30 ciclos a 2 segundos, la Temporal de 2 segundos a 2 minutos mientras que una interrupción Sostenida es mayor a 2 minutos.

c) *Baja de tensión*

Es una disminución de voltaje de corriente alterna a una frecuencia de duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Las caídas de voltaje suelen ser resultado de accionar cargas con altas demandas de corriente de arranque y por fallas en el sistema.

d) *Aumento de tensión*

Es considerado un aumento del voltaje en corriente alterna cuando tiene una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Las causas frecuentes son las reducciones repentinas de carga principalmente las de gran potencia,

conexiones neutras de impedancia alta, y que en un sistema trifásico se origine una falla monofásica

e) *Distorsión de la forma de onda*

- Desplazamiento de CC.- La corriente continua puede inducirse a un sistema de distribución de CA, como resultado de la falla de rectificadores.
- Armónicas. - es la perturbación de la onda senoidal esencial a para las frecuencias que son múltiplos de la fundamental, como 180 Hz es la tercera armónica de una frecuencia de 60 Hz.
- Interarmónica. - es el resultado de una señal sobrepuesta en la señal de voltaje distorsionada por equipos eléctricos; como dispositivos de generación de arco, motores de inducción y convertidores de frecuencia estáticos.
- Corte intermitente. - es una perturbación periódica de voltaje producida por dispositivos electrónicos, como soldadores por arco durante trabajo normal y controles de velocidad variable.
- Ruido. - es un voltaje indeseado, una corriente sobrepuesta en el voltaje del sistema de energía eléctrica. Puede ser formado por transmisores radiales, aparatos electrónicos, circuitos de control, soldadores por arco, fuentes de alimentación para conexiones, etc.

f) *Fluctuaciones de tensión*

Es una serie de variaciones aleatorias de voltaje, de pequeñas dimensiones, entre 95 y 105% del valor nominal a una frecuencia baja, por debajo de 25 Hz.

g) *Variaciones de frecuencia*

Son poco frecuente en sistemas constantes de la red eléctrica,

especialmente entre sistemas conectados a través de una red. Cuando poseen una infraestructura pobre de alimentación es común encontrar una variación de frecuencia, principalmente si el generador se halla excesivamente cargado.

Por lo mencionado es de gran importancia las protecciones eléctricas en todas las posibles causas de una falla o perturbación [11].

1.4. Seccionador

El seccionador normalmente abre o cierra sin carga, este elemento no está diseñado para interrumpir corrientes de cortocircuito, su función principal es el de abrir los circuitos de manera automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual o mayor valor que una magnitud predeterminada, esta se abre cuando el alimentador primario de distribución queda sin energía.

También es utilizado para la puesta a tierra de componentes o partes de un circuito para labores de inspección, mantenimiento o reparación del mismo. Al ser el corte visible, garantiza que una zona del circuito esta fuera de servicio o puesta a tierra.

El seccionador permite unir o separar de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuitos del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobre corriente del dispositivo de respaldo.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control este puede ser hidráulico, electrónico o electromecánico.

Aunque los seccionadores han de maniobrase normalmente sin carga, en determinada circunstancia pueden conectarse o desconectarse con pequeñas cargas. Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y presentan un

carácter inductivo, la carga la cual corta los seccionadores es menor. Se puede decir que, en tales circunstancias, la potencia máxima que pueden cortar los seccionadores es de 50KVA, sin embargo podemos encontrar succionadores para distribución y seccionadores de potencia que son utilizados en subestaciones [2].

1.5. Confiabilidad en los Sistemas de Distribución

En el mundo entero el mejorar la calidad del servicio eléctrico se ha convertido en una propuesta para nuevas ideas en todos los campos de la industria de energías y el tener un servicio continuo significa progreso, ya que en países industrializados un corte de energía puede representar millones de dólares de pérdidas de producción., ya que la mayor parte de las actividades de las personas ya sea estas domésticas o industriales están ligadas al consumo de la energía eléctrica.

Por otra parte, el mayor avance tecnológico se ha dado en equipos eléctricos que son muy vulnerables a variaciones de la red de alimentación, tomando esta consideración la calidad de la energía y la continuidad de la misma deben estar basados estrictamente reglamentos y normas que rigen en la confiabilidad de sistema [12].

Para que se pueda evidenciar las inversiones, procesos y metodologías implementadas para la mejora del servicio se debe obtener datos de indicadores que demuestren de forma clara que las interrupciones han sido menores implementado estos procesos [13]-[14].

1.6. Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución

Actualmente la identificación de fallas en las redes de distribución es de gran importancia ya que una rápida identificación y localización de la falla, ayuda a los agentes del sector eléctrico

a elevar la eficiencia en sus acciones y por ende evitar grandes pérdidas económicas por cortes de energía eléctrica en los suministros.

Los métodos aplicados hoy en día se basan en algoritmos aplicados en sistemas de cómputo basados en el voltaje y la corriente para poder calcular la impedancia de la línea de falla estos registrados directamente en los alimentadores primarios. Este tipo de metodología es muy eficiente en sistemas de transmisión porque permite identificar un punto de ocurrencia de la interrupción, pero en nuestro estudio esto no es aplicable a redes de distribución por la complejidad de sus topologías, debido a esto la distancia asociada con la impedancia puede coincidir con uno o más puntos del sistema ramificado del sistema de distribución. Por lo expuesto anteriormente la óptima ubicación del sistema de seccionamiento evitaría tener pérdidas tanto técnicas como económicas a no abrir puntos innecesarios de la red y eliminando índices altos por mala calidad de energía [13].

1.7. OCH (Ant Colony Optimization, ACO)

Esta técnica tiene su inspiración en el comportamiento real de las hormigas, cuando están en la búsqueda inicial de comida. Las hormigas exploran el área alrededor de su nido de forma aleatoria, tan pronto encuentran fuentes de alimento, evalúan su cantidad y calidad y llevan parte de esa comida al nido, en su regreso la hormiga esparce en el camino una sustancia llamada feromona que sirve de guía para que las demás hormigas y estas puedan encontrar el camino a la comida luego dependiendo de la cantidad de feromonas depositadas en el camino las hormigas encuentran el

camino más corto hacia la fuente de alimentos.

Esta característica es ampliamente utilizada para la solución de problemas de optimización que necesitan mejorar los tiempos de cómputo para ser aplicada de forma específica [15].

Una de la característica principal son los refuerzos positivos de las buenas soluciones. Este algoritmo al ser utilizado en sistemas de computación se establece como una hormiga artificial la cual en cada iteración del algoritmo esta construye una solución al problema recorriendo un grafo, que representa los posibles pasos que la hormiga puede dar, esta tiene asociada dos tipos de información que guían el movimiento de la hormiga que son la información heurística y rastros de feromonas artificiales, que miden el movimiento de un nodo a otro.

1.8. Regulaciones

Para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario dictar las regulaciones relacionadas con los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición y evaluación a los que deben someterse las Empresas Distribuidoras del servicio Eléctrico, desde el año 2001, está en vigencia en el Ecuador la Regulación No. CONELEC 004/01 emitida por el ente regulador CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) hoy ARCONEL [16].

El ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) mide la calidad de servicio tomando los siguientes aspectos

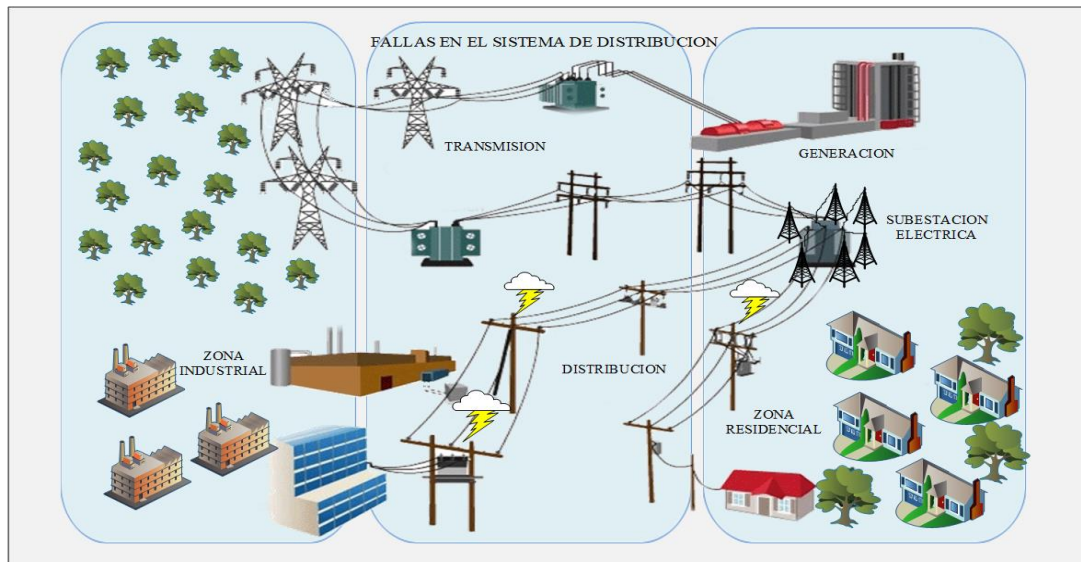


Figura 1. Fallas en el Sistema de Distribución

Calidad del Producto

- a) Nivel de Voltaje
- b) Perturbaciones de voltaje
- c) Factor de Potencia

Calidad del Servicio Técnico

- a) Frecuencia de Interrupciones
- b) Duración de Interrupciones

Calidad del Servicio Comercial

- a) Atención de Solicitudes
- b) Atención de Reclamos
- c) Errores en Medición y Facturación

Como uno de los requisitos básicos el distribuidor debe implementar y mantener una base de datos con la información sobre los componentes de la red asociados como son la Red de Alto Voltaje, Subestación de distribución AV/MV, Circuito de MV, Centros de transformación de MV/BV, Circuitos de bajo voltaje y ramal al que está conectado, Identificación del cliente (número de suministro) esta información sobre mediciones, pruebas y su procedimiento, deberá almacenar el Distribuidor por un periodo no inferior a 3 años y estar a disposición del ARCONEL [16].

1.8.1. Tasa de falla

La tasa de falla (λ) se define como el número de veces que sucede una falla en un aparato del sistema de

distribución durante un determinado periodo de análisis [17]. Definido como fallas/año, conociendo así que la tasa de falla es el número de fallas que experimentó el equipo durante un año. Se denota con λ .

El inverso de la tasa de falla ($1/\lambda$) se conoce como MTTF (Mean Time To Failure), el cual representa el promedio entre todos los TTF del equipo y expresa el tiempo promedio en el que un equipo experimentará una falla [17].

Durante la vida útil de un componente, λ puede estimarse como el valor de fallas promedio, el cual puede obtenerse a partir de un promedio estadístico de los tiempos de operación y de falla. Matemáticamente, λ es el inverso del tiempo medio de operación MTTF, donde m es el valor promedio de todos los tiempos de operación.

$$\lambda = \frac{n}{s \sum_{i=1}^n m_i} = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} \quad (1)$$

Cuando el número de datos de una variable aleatoria es muy grande, existe certeza absoluta de que el valor estimado es igual al promedio estadístico, es decir que mientras

mayor sea la cantidad disponible de datos, la tasa de falla estimada se aproximará más a la tasa de falla promedio [18].

$$P \left| \lim_{n \rightarrow \infty} \bar{x} = E(x) \right| = 1 \quad (2)$$

La tasa de interrupción puede calcularse tanto para interrupciones permanentes como momentáneas. Normalmente, se calcula la tasa de interrupción sólo para las interrupciones permanentes o sostenidas, que según la Regulación 004/01 del ARCONEL [16]. Son aquellas cuya duración es mayor a 3 minutos. Esta regulación no considera las interrupciones momentáneas, por lo que el cálculo de la tasa de interrupción se realizará sólo para las interrupciones permanentes [19].

1.8.2. Tiempo de Reparación

El tiempo de reparación r es el tiempo medio que tarda la empresa de distribución para restablecer el servicio eléctrico y regresar el sistema a las mismas condiciones de funcionamiento anteriores a la aparición de la falla; es decir, corresponde al tiempo promedio que tarda la empresa para eliminar la falla, de forma tal que el sistema recupere todas las condiciones de funcionamiento antes de que ésta se produzca [20]. El tiempo de reparación r comprende la localización de la falla y la eliminación de la falla y el restablecimiento del servicio generalmente se expresa en horas.

El tiempo de reparación se conoce también como *MTTR (Mean Time To Repair)*. El inverso del tiempo de reparación ($1/r$) se conoce como tasa de reparación μ .

En distribución, es mejor hablar de tiempo de restablecimiento o restauración de servicio antes que de tiempo de reparación, puesto que en el cálculo se consideran las interrupciones de servicio y como se indicó

anteriormente, una interrupción no siempre es producida por una falla en el sistema de distribución. Por ello cuando se trate de tiempo de reparación, en realidad se estará refiriendo a tiempo de restauración del servicio.

1.8.3. Tiempo Anual de Desconexión Esperado

El tiempo anual de desconexión esperado o indisponibilidad forzada (U), se define como el número total de horas promedio por año durante las cuales no será posible proporcionar el servicio de energía eléctrica en un equipo del sistema de distribución [20]. Matemáticamente, se obtiene de la multiplicación de la tasa de falla del equipo por el tiempo de reparación del mismo.

$$U = \lambda * r \quad (3)$$

Se pueden definir otros índices, los cuales se centran en el número de consumidores que quedaron sin servicio cuando se presentó una interrupción en el sistema de distribución, así como la duración de las mismas [20]-[21]-[22]. Se conocen como índices medios por consumidor y se indican a continuación:

1.8.4. Indicadores

SAIFI (Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema), que indica el número medio de interrupciones por cada consumidor servido por unidad de tiempo, se mide en (1/año).

CAIDI (Índice de duración de interrupciones promedio, por cliente interrumpido), indica la duración promedio de las interrupciones por consumidor afectado se mide en (hora/año).

CAIFI (Índice de frecuencia de interrupción media del cliente), indica el número medio de interrupciones por

consumidor afectado, se mide en (1/año).

CTAIDI (Índice de duración de interrupción promedio total del cliente), Este índice representa el tiempo total promedio en el que los consumidores experimentaron una interrupción. Se obtiene de manera similar al CAIDI excepto que los consumidores que experimentaron múltiples interrupciones se cuentan una sola vez. Se mide en hora/año.

SAIDI (Índice de duración de la interrupción media del sistema), representa la duración promedio de cada interrupción por cada consumidor servido por unidad de tiempo, se mide en (hora/año).

ASAI (Disponibilidad media del Servicio) Este índice provee información similar al SAIDI e indica el porcentaje. Es adimensional y se expresa en p.u.

ASUI (Indisponibilidad media del servicio) es adimensional y se expresa ya sea en p.u.

MAIFI (Índice de frecuencia de interrupción media momentánea), indica la frecuencia promedio de las interrupciones momentáneas, se mide en(1/año).

ENS (Energía no suministrada), indica la cantidad de energía en KWh que quedo fuera de servicio a causa de interrupciones, se mide en (KWh/año), etc.

La demanda y expansión en el sistema eléctrico ecuatoriano ha crecido de manera exponencial en estos últimos años convirtiéndose en un sistema eléctrico muy complejo y en estos días la continuidad del servicio es de gran interés para los ingenieros y agentes del sector eléctrico con un énfasis en las áreas de planeación, operación y distribución [23].

Si es verdad el estudio de la localización de fallas no es un problema reciente, en los últimos años se ha enfocado en la precisión de la

localización falla, para poder reducir la vulnerabilidad que afectan a los sistemas de distribución, para esto se implantará un método basado en la colonia de hormigas con el objetivo de optimizar los factores que inciden en la continuidad del servicio eléctrico.

2. Óptima Ubicación de Seccionadores

Para asegurar la estabilidad y confiabilidad en la operación de un Sistema Eléctrico de Distribución es de vital importancia un rápido y certero diagnóstico de fallas que permita tomar medidas emergentes de seccionamiento y despejes de cargas, con un pronto restablecimiento de la energía eléctrica sin grandes afectaciones para los usuarios y para la economía de las empresas distribuidoras [23]. El empleo de herramientas matemáticas avanzadas, con el uso de la inteligencia artificial se ha propuesto por diversos autores para diagnosticar una sección de falla, con la ya expuesto anteriormente se realizará una optimización de todo un sistema usando al SAIDI como indicador de confiabilidad.

Lo que se propone en este trabajo es la formulación de un algoritmo que me permita encontrar de forma óptima elementos finitos para ser colocados en la red eléctrica de distribución como es el caso de dispositivos seccionadores, estos dispositivos serán ubicados de tal manera que reduzca los tiempos de interrupción del suministro eléctrico alcanzados beneficios económicos y minimizando los valores del SAIDI.

El índice de duración de interrupciones promedio, por cliente interrumpido (SAIDI), permite a las empresas distribuidoras evaluar la duración promedio de las interrupciones por consumidor afectado, por lo general, se mide en el transcurso del año y, de acuerdo con el estándar IEEE 1366-1998.

Ahora para nuestros cálculos se realiza una extensión de la ecuación (3).

$$U_i = \sum_{j \in Ne} \lambda_{e,j} * r_{ij} \quad (4)$$

Donde:

$\lambda_{e,j}$: Representa la tasa de falla promedio del elemento j .

Ne : Representa la cantidad total de elementos cuyas fallas interrumpirán el punto de carga i .

r_{ij} : Representa la duración de la falla en el punto de carga i debido a un elemento fallido j .

Tomando los datos de (4) podemos establecer el SAIDI como la siguiente expresión [3].

$$SAIDI = \frac{\sum U_i * N_i}{N_T} \quad (5)$$

Donde:

U_i : Es el tiempo de interrupción anual para la ubicación i

N_i : Cantidad de clientes interrumpidos

N_T : Es la cantidad total de clientes atendidos

En otras palabras,

$$SAIDI = \frac{\text{suma de todas las duraciones de interrupción del cliente}}{\text{número total de clientes atendidos}}$$

Para nuestro sistema se simulará estados en correcto funcionamiento inicial, luego se realizará una reconfiguración de la red eléctrica, donde se consideran fallas temporales o permanentes, en la cual se pondrá a prueba los resultados obtenidos al utilizar el algoritmo ACO. En el algoritmo se construyen las soluciones de la siguiente forma: para cada hormiga k en cada paso de construcción se escoge ir del nodo i al siguiente nodo j , $\forall j$, con una probabilidad P_{ij}^k [18].

$$P_{ij}^k = \frac{(\tau_{ij})^{\alpha} * (\eta_{ij})^{\beta}}{\sum_{j \in N_i^k} (\tau_{ij})^{\alpha} * (\eta_{ij})^{\beta}} \quad \text{si } j \in N_i^k \quad (6)$$

Donde:

N_i^k : Es el vecindario alcanzable por la hormiga k cuando se encuentra en el nodo i .

α : Es el factor de escalado de feromona

β : El de visibilidad

τ_{ij} : El valor de feromona en el arco que une los nodos i y j

η_{ij} : Se denomina función de visibilidad, que depende totalmente de las características del problema que se va a resolver [24]-[25]-[26]-[27].

En estos métodos la característica básica es la definición del vecindario a explorar y el número de soluciones, pero este procedimiento tiene un inconveniente, si se define el vecindario de manera general se puede perder el enfoque sobre la función objetivo y el algoritmo empezaría a realizar una búsqueda basada en diferentes combinaciones al azar

2.1. Datos de entrada

Para la determinación del modelo matemático se requiere información del sistema eléctrico tal como: topología de la red de distribución, identificar las posibles ubicaciones de los elementos de protección, número de clientes, carga conectada y energía consumida. Para cada tramo será evaluado su duración de interrupción promedio y su frecuencia estas serán calculadas a través de (5) y por medio de registros históricos que manejan las empresas de distribución.

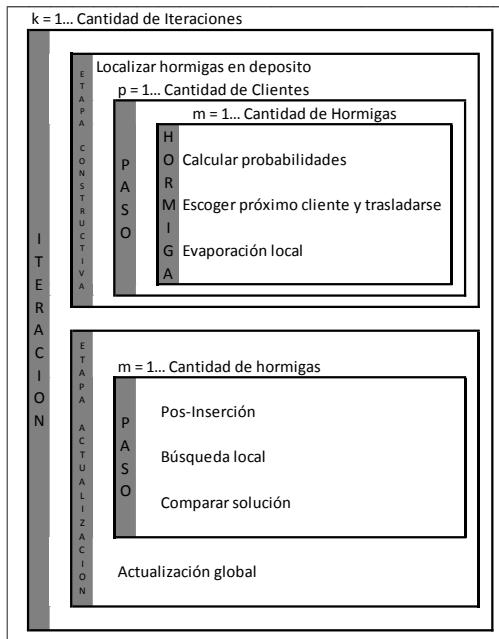


Figura 2. Algoritmo colonia de hormigas.

2.2. Ubicación de seccionadores

Al analizar la información considerando una evaluación técnica se podrá observar los puntos críticos de incidencia. Para nuestro caso dividiremos el circuito en principales y secundarios. Los secundarios se dividen en tres clases (figura 3). Para la clase 1 se representa un tramo de red con carga considerable, es factible la instalación de un seccionador, para la clase 2 se representa un tramo con carga mediana, puede ser considerado para la instalación del seccionador dependiendo el usuario, para la clase 3 se representa un tramo de red pequeño, donde no es factible la instalación de un seccionador por su alto costo.

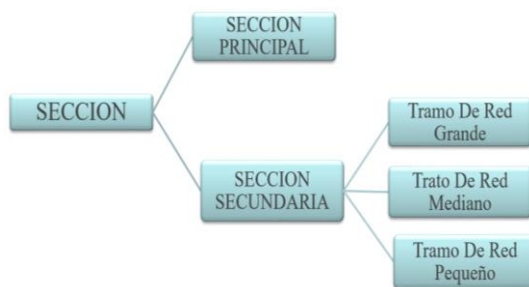


Figura 3. Seccionamiento del circuito de distribución.

2.3. Solución del modelo matemático

Mediante la aplicación del algoritmo colonia de hormigas podemos realizar una predicción aproximada y la óptima ubicación de los seccionadores en función de los datos históricos, índices de confiabilidad y fiabilidad del sistema.

De esta manera, se soluciona el problema para ubicar los seccionadores de forma óptima y eficiente en sitios decisivos, donde elevaremos la confiabilidad del indicador SAIDI.

El resultado obtenido del algoritmo será aplicado, en un diagrama unifilar de distribución de la IEEE de 30 barras con la finalidad de validar los datos y realizar la óptima ubicación de los seccionadores en la red.

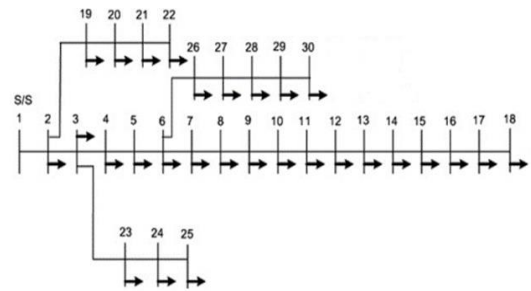


Figura 4. Red Electrica de Distribución Diagrama Unifilar de 30 barras [28]

3. Formulación del Problema

3.1. Función objetivo

El modelo de optimización tiene como objetivo la ubicación óptima de dispositivos de protección, que minimicen el índice de confiabilidad SAIDI, tomando en consideración las tasas de fallas tanto temporales como permanentes, es decir, reducir las tasas de fallas es directamente proporcional a reducir el indicador SAIDI.

Para su modelación, se emplean las siguientes ecuaciones.

$$\min \frac{\sum U_i * N_i}{N_T}$$

El algoritmo base de colonia de hormigas se encuentra estructurada de la siguiente forma.

Algoritmo Pseudocódigo Metaheurística OCH
Inicializar r la matriz de feromona
Inicializar τ la rastro de feromona
Mientras
Cada hormiga $k=1$
Condición de finalización no encontrada
Hacer
Cada dimensión, $j=1$ a η_{ij}
Construir la solución basada en la información heurística
$P_{ij}^k = \frac{(\tau_{ij})^\alpha * (\eta_{ij})^\beta}{\sum_{j \in N_i^k} (\tau_{ij})^\alpha * (\eta_{ij})^\beta}$
Mejorar las soluciones con búsqueda local opcional
si $j \in N_i^k$
Actualizar feromona
Fin Mientras
Fin

3.2. Metodología

Con el objetivo de determinar la óptima ubicación de los sistemas de protección de la red de distribución (seccionadores y fusibles) en circuitos de distribución radial, se presenta la metodología descrita en pasos:

3.2.1. Datos de entrada

Para los datos de entrada tenemos como objetivo buscar la información que se nos pueda servir en cuanto a la topología de la red. Con esto se buscará información exacta de alimentadores, diagramas unifilares, longitud de las líneas y para nuestro caso de estudio es de gran importancia obtener los datos de los números de usuarios, el tipo de carga conectados a la línea, la energía anual y los históricos de indicadores de confiabilidad de años anteriores.

3.2.2. Tasa de Fallas

El obtener información de los índices de confiabilidad nos lleva a la búsqueda de

las tasas de falla ya sean estas de tipo transitoria o permanentes en cada tramo estos datos se pueden obtener mediante la base de datos de las empresas distribuidoras o directamente de la CENEL.

3.2.3. Determinación de variables para encontrar la ubicación de dispositivos de protección

Una vez obtenida y procesada la información estableceremos como variable principal a nuestro indicador SAIDI, por medio de este nuestro algoritmo buscará mejorar al mismo y por ende se optimizará la ubicación de los dispositivos seccionadores.

3.2.4. Función Objetivo

Como función objetivo tenemos la ecuación (4) y (5) dependiendo de la sección principal o de la sección secundaria de la red.

3.2.5. Solución matemática

Como método para resolver nuestro modelo matemático usamos la herramienta software MATLAB el cual no ayudara con los procesos matemáticos y las comparaciones implícitas en el algoritmo.

3.2.6. Restricciones

Nuestro análisis está desarrollado en un sistema de distribución radial de 30 nodos, y debido a que nuestra función objetivo es el indicador SAIDI, tendremos en cuenta la carga del sistema y el número de cliente ya que este determinará en cuales son los puntos más críticos y donde deberá colocarse las protecciones dando prioridad a uno u otro nodo.

$$N_T = \frac{P_{base\ del\ sistema} [kVA]}{P_{carga} [kVA]} \quad (7)$$

3.2.7. Análisis de resultados

Como paso final para evaluar los resultados del algoritmo, se tomará los

datos optimizados y se pondrán a prueba en la herramienta software ETAP donde previamente se han dibujado el diagrama unifilar de 30 barras y verificar los datos para eventos reales ubicado en el anexo 2

3.3. Algoritmo de optimización

Con base a la metodología planteada, se determina un algoritmo de solución, a fin de que el modelo de optimización minimice el indicador de confiabilidad SAIDI.

Algoritmo de Optimización

Paso 1. Asignación de los recursos feromonas

Inicializar r la matriz de feromona

Inicializar τ la rastro de feromona

Ybus, Tasa de evaporación.

- **Feromonas**
- **Y bus (Algoritmo Ybus)**
- **Tasa de evaporación**

Paso 2. Cálculo del SAIDI

$$SAIDI = \frac{\sum U_i * N_i}{N_T}$$

Paso 3 **Mientras (Condición de comparación con el índice SAIDI)**

SAIDI_{inicial} < SAIDI_{calculado}

Creación de posibles soluciones

Paso 4. **Elaboración de zonas de prioridad**

Paso 5. **Por el método de colonia de hormigas (Metaheurística OCH)**

Paso 6. **Busca local entre barras**

Actualización de feromonas

Paso 7. Comparación con el índice SAIDI

asignación por zonas

SAIDI_{inicial} < SAIDI_{mejorado}

Fin Mientras

Paso 5. Ubicación Optima

Fin

En nuestro caso de estudio se utilizará un sistema de prueba de un circuito de distribución radial de la IEEE, el cual se usará para comprobación de los datos del algoritmo propuesto.

Para representar los primeros análisis se ha obtenido información del indicador de confiabilidad SAIDI, el cual será utilizado en el algoritmo como niveles de comparación para la

búsqueda del seccionamiento en la red eléctrica.

Este procedimiento se basa en una búsqueda individual de cada uno de los nodos de la red, al encontrarse en el primer nodo este verifica el indicador de confiabilidad (1) y realiza una comparación, luego se desplaza al siguiente punto también verificando el valor designado en este índice, realiza una comparación y realiza el procedimiento por cada uno de los 30 nodos, una vez terminada la ejecución de todo el algoritmo (2) se muestran los resultados de los nodos optimizados.

a. Datos de entrada

En la Tabla 1 se encuentran los datos de entrada del sistema de la IEEE para 30 nodos, esta información será utilizada en la creación de la Ybus que será utilizado en el MATLAB para los procesos de búsqueda del algoritmo colonias de hormigas

Tabla 1. Valores del circuito de distribución IEEE 30 Nodos

Datos Reales				
Barra	P (MW)	Q (Mvar)	Resist Ω	React. Ω
1	0,10	0,06	0,09	0,05
2	0,09	0,04	0,49	0,25
3	0,12	0,08	0,37	0,19
4	0,06	0,03	0,38	0,19
5	0,06	0,02	0,82	0,71
6	0,20	0,10	0,19	0,62
7	0,20	0,10	1,71	1,24
8	0,06	0,02	1,03	0,74
9	0,06	0,02	1,04	0,74
10	0,05	0,03	0,20	0,07
11	0,06	0,04	0,37	0,12
12	0,06	0,04	1,47	1,16
13	0,12	0,08	0,54	0,71
14	0,06	0,01	0,59	0,53
15	0,06	0,02	0,75	0,55
16	0,06	0,02	1,29	1,72
17	0,09	0,04	0,73	0,57
18	0,09	0,04	0,16	0,16

19	0,09	0,04	1,50	1,36
20	0,09	0,04	0,41	0,48
21	0,09	0,04	0,71	0,94
22	0,09	0,05	0,45	0,31
23	0,42	0,20	0,90	0,71
24	0,42	0,20	0,90	0,70
25	0,06	0,03	0,20	0,10
26	0,06	0,03	0,28	0,15
27	0,06	0,02	1,06	0,93
28	0,12	0,07	0,80	0,70
29	0,20	0,60	0,51	0,26
30	0,15	0,07	0,97	0,96

b. Cálculos del sistema 30 nodos

Para los siguientes datos de entrada se utilizará los valores de la Tabla 1 que serán utilizados en el Etap; para esto se realizara la conversión en p.u, para el uso de Matlab que serán calculados mediante las siguientes ecuaciones.

$$R_{[\Omega]} = r[p. u.]. \frac{V_n^2 [kV^2]}{S_{base} [MVA]} \quad (8)$$

$$X_{[\Omega]} = x[p. u.]. \frac{U_n^2 [kV^2]}{S_{base} [MVA]} \quad (9)$$

Mediante las ecuaciones obtenemos la siguiente Tabla 2 que serán los valores para el cálculo de la Ybus que será utilizada en el algoritmo

Tabla 2. Valores calculados del sistema de distribución IEEE 30 Nodos

LINEAS ETAP					
V[V]	Nodo	r p.u	x p.u	R [Ω/m]	X [Ω/m]
12,66	L1-2	0,01	0,00	0,09	0,05
12,66	L2-3	0,03	0,02	0,49	0,25
12,66	L3-4	0,02	0,01	0,37	0,19
12,66	L4-5	0,02	0,01	0,38	0,19
12,66	L5-6	0,05	0,04	0,82	0,71
12,66	L6-7	0,01	0,04	0,19	0,62
12,66	L7-8	0,11	0,08	1,71	1,24
12,66	L8-9	0,06	0,05	1,03	0,74
12,66	L9-10	0,07	0,05	1,04	0,74
12,66	L10-11	0,01	0,00	0,20	0,07

12,66	L11-12	0,02	0,01	0,37	0,12
12,66	L12-13	0,09	0,07	1,47	1,16
12,66	L13-14	0,03	0,05	0,54	0,71
12,66	L14-15	0,04	0,03	0,59	0,53
12,66	L15-16	0,05	0,03	0,75	0,55
12,66	L16-17	0,08	0,11	1,29	1,72
12,66	L17-18	0,05	0,04	0,73	0,57
12,66	L2-19	0,01	0,01	0,16	0,16
12,66	L19-20	0,09	0,09	1,50	1,36
12,66	L20-21	0,03	0,03	0,41	0,48
12,66	L21-22	0,04	0,06	0,71	0,94
12,66	L3-23	0,03	0,02	0,45	0,31
12,66	L23-24	0,06	0,04	0,90	0,71
12,66	L24-25	0,06	0,04	0,90	0,70
12,66	L6-26	0,01	0,01	0,20	0,10
12,66	L26-27	0,02	0,01	0,28	0,15
12,66	L27-28	0,07	0,06	1,06	0,93
12,66	L28-29	0,05	0,04	0,80	0,70
12,66	L29-30	0,03	0,02	0,51	0,26

c. Pseudocódigo Ybus

Se realizará un estudio de flujo de potencia que nos permitirá encontrar los valores para las variables eléctricas en este caso especial se considera un escenario de carga, considerando un régimen permanente y estable de operación. La Ybus se utiliza para el cálculo previo a ser ingresado en algoritmo colonia de hormigas está a su vez realiza una búsqueda el cual nos proporcionara mediante comparación de mejoramiento los nodos en donde colocaremos nuestro sistema de protección en la red.

Para ello utilizamos las ecuaciones (7), (8) y (9). La Ybus tiene una admitancia mutua y una propia en cada elemento. La matriz de admitancia mutua (Yin) está definida a través de la ecuación (10); la admitancia propia calcula aplicando la ecuación (11), obteniendo así la matriz de admitancia propia (Yii) con la ecuación (12) [29].

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \quad (10)$$

$$= G_{ij} + jB_{ij}$$

$$B_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (11)$$

$$G_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2} \quad (12)$$

$$[Y_{in}] = -Y_{in} < \theta_{in} \quad (13)$$

$$[Y_{ii}] = -\sum_{j=1}^N -Y_{in} < \theta_{in} \quad (14)$$

$$[Y_{ij}] = [Y_{in}] + [Y_{ii}] \quad (15)$$

En la Tabla 2 se encuentra el pseudocódigo del algoritmo utilizado para determinar la Ybus del sistema.

Algoritmo Ybus	
	Asignación de los datos de Líneas, Generación, transformadores,
Paso 1:	líneas, carga
Paso 2:	Cambio de base del sistema
	$R_{[\Omega]} = r[p. u.] \cdot \frac{V_n^2 [kV^2]}{S_{base} [MVA]}$
	$X_{[\Omega]} = x[p. u.] \cdot \frac{U_n^2 [kV^2]}{S_{base} [MVA]}$
Paso 3:	Paso del Sistema a por unidad (p.u.)
Paso 4:	Cálculo Ybus
Paso 5:	Fin

Una vez obtenida la matriz Ybus esta ingresa al algoritmo de colonia de hormigas el cual realiza una asignación de los nodos factibles en los cuales serán colocados nuestro sistema de protección. En el anexo 1 se puede observar los resultados obtenidos por la Ybus.

d. Función Objetivo

El indicador SAIDI deberá ser expresado como en (5) tomando en cuenta todos los valores ingresados en (4):

e. Solución matemática

Para la resolución del problema planteado se usa software MATLAB, el

cual, a través de la adquisición de datos del circuito, características de los nodos y los tipos de protección planteados, resuelve el modelo de optimización antes indicado; para así determinar una coherente y óptima ubicación de dispositivos de protección que se deberá implementar en el circuito de 30 nodos de la IEEE.

En el software de simulación ETAP 12.6.0 se realizó un modelo de 30 nodos de la IEEE con datos reales como se explicó en la sección 2, de esto se puede obtener los parámetros de U_i , $\lambda_{e,j}$ y r_{ij} que nos permitieron realizar los cálculos para la óptima ubicación.

4. Análisis de Resultados

Para el efecto se ha simulado un flujo de potencia de carga radial, que corresponde al caso de estudio, empleando el programa ETAP; y, para verificar la bondad del modelo desarrollado, se resuelve el problema de optimización mediante el uso de MATLAB, considerando la función objetivo.

4.1. Comprobación del modelo

Para este caso de estudio en particular se utiliza el sistema simulado en ETAP (Figura 5), en donde se determina que, en el primer evento sin seccionadores, que en todo el sistema se puede producir una falla, en otras palabras, es equiprobable que en cualquier nodo del sistema se puede producir la falla y a su vez provocar una caída de toda la red eléctrica dejando temporalmente sin energía a todos los usuarios anclados a la red de distribución.

La Figura 8 permite identificar la ubicación óptima de seccionadores, partiendo de las consideraciones iniciales. En conformidad a la metodología se propone la ubicación de cinco elementos, para llegar a mejorar el indicador SAIDI. A la salida de la subestación, es decir en el nodo 3 se colocará el primer seccionador este es de gran importancia ya que evitaría que la subestación sufra de corrientes

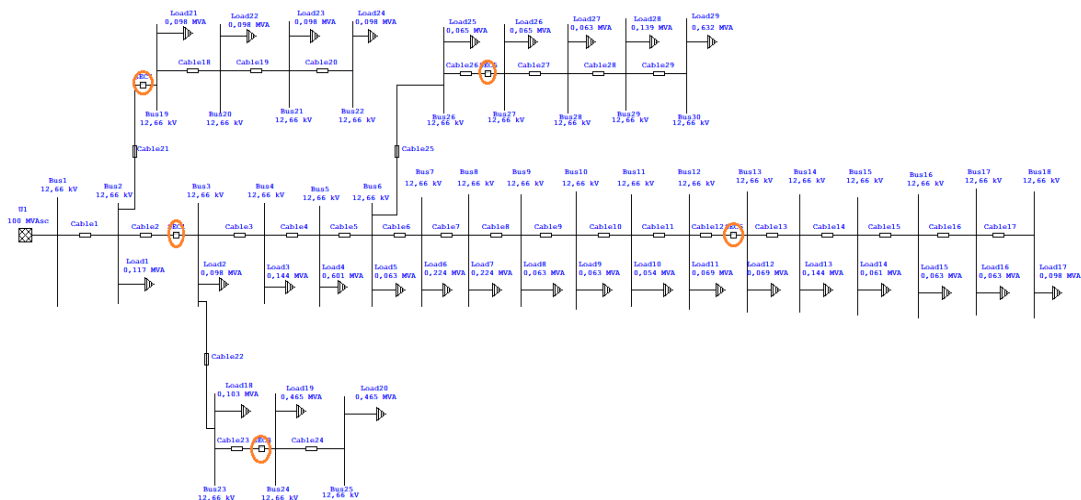


Figura 5. Sistema de Distribución 30 óptima ubicación de seccionadores

elevadas de cortocircuito y daños en los dispositivos de potencia, para los nodos 24, 19, 27 y 13 se ubicarán el resto de los seccionadores

Aplicando el modelo de optimización colonia de hormigas, obtenemos los puntos de ubicación y los valores de SAIDI.

4.2. Datos del modelo

La variable eléctrica directa que avala la simulación y la optimización es el índice de confiabilidad SAIDI en cada nodo del sistema. Por lo expuesto a continuación se muestra los resultados de U_i (Tiempo de interrupción anual para la ubicación i), para el primer evento que es si seccionadores y el segundo evento con seccionadores para N_i (Cantidad de clientes interrumpidos) obteniendo N_T : (Es la cantidad total de clientes atendidos) de 40135 datos obtenidos en ETAP.

Tabla 3. Clientes interrumpidos del Sistema Sin Seccionadores Vs Sistema con seccionadores

DATOS ETAP 12.6.0			
Nodos	N_i	U_i Sin Seccionadores (hr/yr)	U_i Con Seccionadores (hr/yr)
1	1510	24,47	6,83

2	1480	24,47	7,31
3	907	24,48	20,85
4	1999	24,48	20,91
5	1696	24,49	20,97
6	969	24,50	21,03
7	1252	24,50	21,09
8	2135	24,50	21,14
9	814	24,51	21,19
10	1358	24,51	21,25
11	1300	24,52	21,30
12	1051	24,52	21,35
13	1202	24,53	23,81
14	1384	24,53	23,82
15	1584	24,54	23,84
16	1460	24,54	23,85
17	1105	24,55	23,86
18	1007	24,55	23,88
19	1803	24,48	13,18
20	816	24,48	13,43
21	1629	24,49	13,67
22	833	24,49	13,90
23	2826	24,48	20,19
24	868	24,49	22,20
25	1211	24,49	22,23
26	1080	24,50	21,09
27	1164	24,50	23,06
28	901	24,51	23,09
29	1787	24,51	23,11
30	1004	24,52	23,13

A continuación, en la (Figura 6) tenemos un evento de equiprobabilidad en el sistema en donde se asume que para el primer instante el circuito no tiene seccionadores. En este caso se produce una falla en cualquier nodo y todo el sistema sale de servicio provocando una tragedia ya que todos los clientes quedan sin energía eléctrica y esto se representa en índices e indicadores de confiabilidad y fiabilidad altos, también se debe tomar las pérdidas económicas por la ENS (Energía no suministrada) y tiempos de reconexión tardíos.

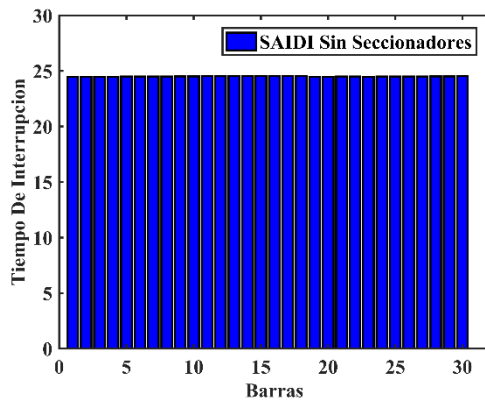


Figura 6. Tiempo de interrupción SAIDI sin seccionadores

A continuación, un análisis teórico, con el cual se puede imaginar la resolución problemática del caso anterior lo ideal sería colocar sistemas de seccionamiento en cada uno de los nodos lo cual reduciría las perdidas y se obtendría un sistema en confiabilidad casi perfecto. El problema radica en los altos costos de los sistemas de protección y debido a que se está trabajando en un sistema trifásico el valor sería prácticamente imposible de costear, de hecho, aquí es donde entra el interés de crear algoritmos de optimización ya que, si no se puede colocar seccionadores en todos los nodos, se colocará seccionadores en los puntos más críticos de la red de distribución con el criterio de reducir el número de clientes sin energía eléctrica

al producirse una falla, como se puede observar en la siguiente Figura, y como añadidura especial al colocar seccionadores y monitorear el sistema se puede aislar el ramal en donde se produjo la falla y reducir los tiempos de reconexión del servicio eléctrico maximizando los índices de confiabilidad y fiabilidad.

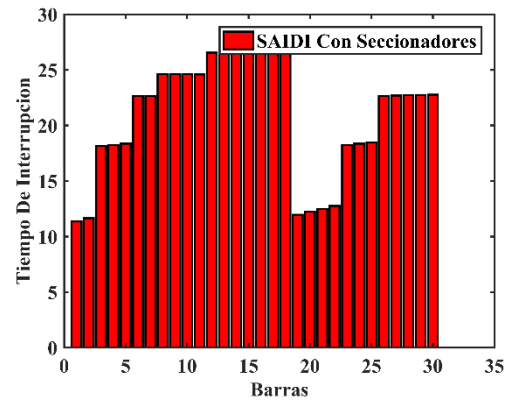


Figura 7. Tiempo de interrupción SAIDI con seccionadores

Como se puede observar en las Figuras 6 y 7 respectivamente al colocar sistemas de protección para este caso 5 seccionadores se redujo notablemente los tiempos de interrupción global, en un 26 por ciento, con resultados satisfactorios para dicho sistema y para las empresas de distribución de energía.

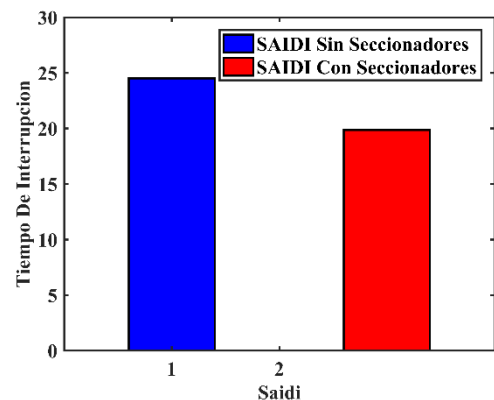


Figura 8. Tiempo de interrupción global

Siguiendo la línea de análisis de resultados se puede considerar la Tabla 3; ya que como se explicó en la sección 2, estos datos serán utilizados para el

cálculo del SAIDI que es el indicador a reducir. Para la siguiente Figura se ha realizado los cálculos matemáticos ingresados en el MATLAB el cual arroja un valor para cada uno de los nodos.

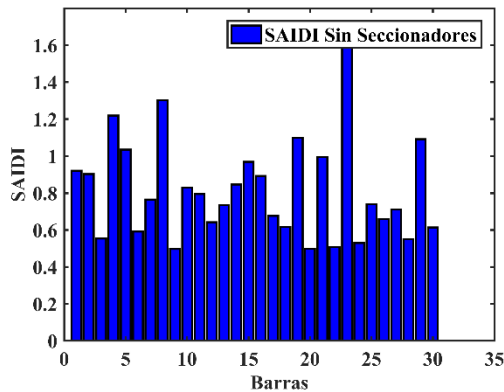


Figura 9. Valor del SAIDI sin seccionadores

En la siguiente Figura se observa como se reduce el SAIDI una vez colocado los seccionadores, esto es muestra que el objetivo propuesto se ha sido cumplido a cabalidad, elevando la confiabilidad y fiabilidad del sistema de manera óptima.

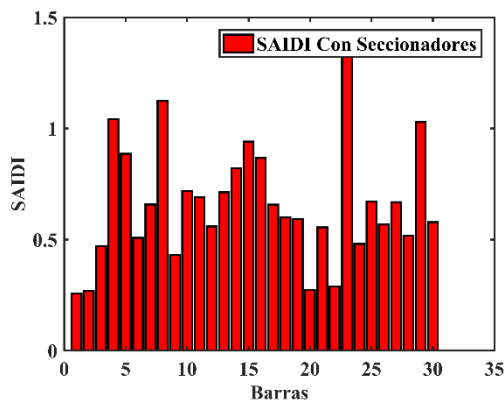


Figura 10. Valor del SAIDI con seccionadores

Para realizar un análisis del SAIDI se toma en cuenta los valores en porcentaje observando así el progreso de confiabilidad en cada uno de los nodos.

Como podemos observar en la Tabla 4 se ha realizado un estudio en tanto por ciento en cada nodo, por consiguiente analizaremos los datos en los nodos 1 y 2 podemos observar que

la confiabilidad del sistema ha subido en aproximadamente un 70% debido a que esta tiene seccionadores que le cubren los requisitos de protección en sus ramales, del nodo 3 al 12 se tiene que la confiabilidad ha subido en 14% aproximadamente ya que aquí tenemos el primer seccionador que protege a los nodos del 13 al 18 aguas abajo, para los nodos del 19 al 22 tenemos que nuestra confiabilidad subió en un 45 % aproximadamente ya que el seccionador está en el primer nodo del 23 al 25 la confiabilidad subió en 12% ya que este ramal solo cuenta con un seccionador y para los nodos restantes del 26 al 30 observamos que su probabilidad promedio es de 8% ya que también cuenta con un seccionador la variación en los porcentajes es por el número de consumidores asignados en cada uno de los nodos y recordando que lo que se busca es que al producirse una falla en cualquier nodo nuestro sistema proteja a la mayor cantidad de usuarios y que prevalezca la continuidad en el servicio eléctrico

Tabla 4. SAIDI Sin Seccionadores Vs Con Seccionadores

Nodos	SAIDI		%
	Seccionadores		
	Sin	Con	
1	0,92	0,26	72,10
2	0,90	0,27	70,13
3	0,55	0,47	14,55
4	1,22	1,04	14,60
5	1,04	0,89	14,40
6	0,59	0,51	13,56
7	0,76	0,66	13,16
8	1,30	1,12	13,85
9	0,50	0,43	14,00
10	0,83	0,72	13,27
11	0,79	0,69	13,10
12	0,64	0,56	12,93
13	0,74	0,71	2,99
14	0,85	0,82	2,96

15	0,97	0,94	2,89
16	0,89	0,87	2,80
17	0,68	0,66	2,81
18	0,62	0,60	2,76
19	1,10	0,59	46,18
20	0,50	0,27	45,18
21	0,99	0,56	44,17
22	0,51	0,29	43,31
23	1,72	1,42	17,52
24	0,53	0,48	9,43
25	0,74	0,67	9,20
26	0,66	0,57	13,64
27	0,71	0,67	5,63
28	0,55	0,52	5,82
29	1,09	1,03	5,68
30	0,61	0,58	5,55

5. Conclusiones y Recomendaciones

El presente trabajo investigativo se sustenta en el análisis técnico y económico que relaciona principalmente el diseño de las redes eléctricas de distribución, las mismas que permitieron una indagación de herramientas de simulación, optimización y evaluación económica de costos de inversión.

Para cumplir con los reglamentos y estatus demandados por el agente regulador de energía (ARCONEL) que garantiza el derecho de los usuarios a recibir el servicio público de energía eléctrica confiable, fiable de calidad y a un precio equitativo, se debe tomar en consideración la importancia de un buen diseño de las redes eléctricas de distribución.

Es importante recalcar que los costos de inversión y las pérdidas económicas que se producen por la energía no suministrada, se vuelve de interés para las empresas de distribución el elevar sus índices e indicadores de confiabilidad con la restricción de la variable recursos económicos, y por otra parte para los

usuarios de la red sentir el respaldo de la calidad de energía en un país con la ilusión de progreso.

El buen diseño e implantación de los sistemas eléctricos de distribución tiene como relevancia la óptima selección de protecciones en cada uno de los ramales, si bien es cierto para estudios investigativos los resultados se verificaron en un sistema de 30 nodos de la IEEE el algoritmo de optimización se puede llevar a gran escala convirtiéndose en proceso genérico y aplicable a cualquier circuito de distribución radial.

El resultado obtenido en esta investigación contribuye notablemente en el aumento de la calidad de energía, obtenida a partir de la implementación de dispositivos seccionadores y mejorando los indicadores de este caso; puesto que el indicador SAIDI, al ser usado permitió una mejor visión de la realidad nacional y de la gran importancia de optimizar la red eléctrica de distribución.

En Ecuador las Empresas Eléctricas, Universidades y Escuelas Politécnicas deberían proporcionar un incentivo para que se realicen investigaciones en sistemas óptimos; con base en nuevos modelos y programas computacionales de simulación; con nuevos resultados que se puedan actualizar y de esa manera obtener una mejor planificación en cuanto a diseño en los sistemas eléctricos de distribución, colaborando en la reducción de recursos económicos que es de gran importancia en la actualidad del país.

6. Referencias

- [1] J. Vasco and A. Aguila, "Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015.
- [2] D. Dwivedi, N. Singh, and S. Member, "A Wavelet Based Approach for Classification and Location of

- Faults in Distribution Systems,” *Annu. IEEE India Conf.*, pp. 488–493, 2008.
- [3] L. Layton, “Electric System Reliability Indices,” p. 12, 2004.
- [4] D. Das, D. P. Kothari, and a. Kalam, “Simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 17, no. 5, pp. 335–346, 1995.
- [5] D. Das, “Novel method for solving radial distribution networks,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 141, no. 4, p. 291, 1994.
- [6] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, and A. Y. Abdelaziz, “Improved Harmony Algorithm for optimal locations and sizing of capacitors in radial distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 79, pp. 275–284, 2016.
- [7] K. Prakash and M. Sydulu, “An effective topological and primitive impedance based three phase load flow method for radial distribution systems,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, 2008.
- [8] V. Spitsa *et al.*, “On the transient behavior of large-scale distribution networks during automatic feeder reconfiguration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 887–896, 2012.
- [9] I. Power, E. Society, Transmission and Distribution Committee, I. Power, E. Society, and Transmission and Distribution Committee, “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” *IEEE Power Energy Soc.*, vol. 2012, no. May, 2012.
- [10] J. Seymour and T. Horsley, “Problemas En El Suministro Eléctrico,” *Apc*, 2005.
- [11] D. G. Marcial, “Análisis de contingencias eléctricas en centros comerciales-UNAM,” pp. 123–147, 2012.
- [12] R. T. Bhimarasetti and A. Kumar, “A new contribution to distribution load flow analysis for radial and mesh distribution systems,” *Proc. - 2014 6th Int. Conf. Comput. Intell. Commun. Networks, CICN 2014*, pp. 1229–1236, 2014.
- [13] A. Pe, “Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución , utilizando medidores de calidad,” pp. 177–184, 2011.
- [14] G. Carrillo, “Protecciones eléctricas,” *Prot. Electr.*, p. 234, 2007.
- [15] C. A. Robles Algarín, “Optimización por colonia de hormigas : aplicaciones y tendencias,” *Rev. Ing. Solidaria*, vol. 6, pp. 83–89, 2010.
- [16] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, “Regulacion-No.-CONELEC-004-01.pdf.” pp. 1–25, 2001.
- [17] R. B. G and J. L. H. S, “DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN,” vol. 11, pp. 33–39, 2003.
- [18] E. M. Alonso, “Metaheurística de Optimización mediante Colonias de Hormigas y Aplicaciones,” p. 10, 2015.
- [19] M. D. V. Carrillo, “ANÁLISIS MULTICRITERIAL PARA LA ÓPTIMA UBICACIÓN DE SWITCH EN REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL,” p. 28, 2017.
- [20] C. J. Zapata and O. Gómez, “Valoración de Confiabilidad de sistemas de distribución desbalanceados utilizando simulación de Montecarlo.pdf,”

- Sci. Tech.*, vol. Año 12, No, no. 0122–1701, pp. 1–6, 2006.
- [21] J. P. Gallego-Londoño, O. D. Montoya-Giraldo, R. A. Hincapié-Isaza, and M. Granada-Echeverri, “Optimal location of reclosers and fuses in distribution systems,” vol. 13, pp. 113–126, 2016.
- [22] F. Agr, “Informe final,” 2012.
- [23] J. M. López-Lezama, A. Padilha-Feltrin, and L. A. Gallego Pareja, “Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica,” *Ing. y Cienc. - ing.cienc.*, vol. 5, no. 9, pp. 9–23, 2009.
- [24] A. Soifer and I. Loiseau, “Algoritmos de Colonia de Hormigas para el Problema del Viajante de Comercio por Familias y para el Problema de Ruteo de Vehículos por Familias,” *Simp. Argentino Investig. Oper.*, 2015.
- [25] E. S. Hornig, “Aplicación de un algoritmo ACO al problema de,” vol. 24, pp. 502–509, 2016.
- [26] M. A. Dávila, “Implementación de un algoritmo basado en colonia de hormigas usando el software DSPBuilder,” *Univ. del Val.*, no. October, pp. 1–73, 2009.
- [27] F. L. Alejandro Arito, “Algoritmos de Optimización basados en Colonias de Hormigas aplicados al Problema de Asignación Cuadrática y otros problemas relacionados,” p. 83, 2010.
- [28] S. Tamandani, M. Hosseina, M. Rostami, and A. Khanjanzadeh, “Using Clonal Selection Algorithm to Optimal Placement with Varying Number of Distributed Generation Units and Multi Objective Function,” vol. 2, no. 1, pp. 12–17, 2014.
- [29] A. Victor, H. Orejuela, I. Eléctrico, and M. Ciencias, “XXXI SEMINARIO NACIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO,” 2017.