ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN MONTECARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS

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

GALO ROBERTO ALBUJA JARAMILLO
galo.albuja@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
fabian.perez@epn.edu.ec

Quito, febrero 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Ing. Galo Roberto Albuja Jaramillo, bajo mi supervisión.

DR. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Galo Roberto Albuja Jaramillo, 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.

_____

Galo Roberto Albuja Jaramillo

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi familia, es bueno tener un lugar a donde volver.

AGRADECIMIENTO

A la escuela Politécnica Nacional por la formación que he recibido en sus aulas la cual ayudado a la construcción de bases sólidas de conocimiento para mi desempeño profesional.

Al Dr. Fabián Pérez por su guía y supervisión desinteresada para desarrollar este trabajo.

A la EEQ por su apertura y colaboración con la información necesaria para realizar una parte importante de este trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA II
DEDICATORIA III
AGRADECIMIENTO IV
ÍNDICE DE CONTENIDO V
RESUMEN VII
ABSTRACT VIII
1. INTRODUCCIÓN 1
1.1 Pregunta de investigación 6
1.2 Objetivo General 6
1.3 Objetivos Específicos 6
1.4 Alcance 7
1.5 Marco Teórico 7
2. METODOLOGÍA 37
2.1 Metodología de Simulación Montecarlo (SMC) para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución (SED) 37
2.2 Eficiencia de Simulación Montecarlo (SMC) utilizando Inteligencia Artificial 53
2.3 Metodología para la Ubicación Óptima de Dispositivos de Protección en Sistemas de Distribución mediante Algoritmos Genéticos (AG) 59
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN 69
3.1 Resultados 69
3.1 Discusión 91
4. CONCLUSIONES 97
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 100
6. ANEXOS 103
ANEXO I 103
ANEXO II 108
ANEXO III 110
ANEXO IV 112

ANEXO V 115
ANEXO VI 119
ANEXO VII 126
ANEXO VIII 157
ORDEN DE EMPASTADO 159

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla una metodología para la aplicación de la Simulación Montecarlo (SMC) en el cálculo de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución de tipo radial, se ha utilizado el enfoque de duración de estados y el método de la transformada inversa para encontrar los tiempos de operación y falla de los elementos, en esta metodología se han utilizado las técnicas de redes neuronales artificiales (ANN) y máquina de soporte vectorial (SVM) para reducir los tiempos computaciones, principal desventaja del método de SMC.

La metodología de SMC para el cálculo de índices de confiabilidad es implementada como parte de la función de evaluación de un algoritmo genético, desarrollado para determinar la ubicación de equipos de protección (seccionadores barra, seccionadores fusible y reconectadores automáticos), con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad y optimizar las inversiones, en base a una función de beneficio económico.

Esta metodología ha sido implementada en un programa computacional desarrollado en Matlab y fue aplicada en un sistema de prueba de cuatro cargas, el sistema IEEE RBTS Bus 2 y el Alimentador 27F de la Empresa Eléctrica Quito.

Los resultados obtenidos permiten analizar los distintos esquemas de protección y verificar los cambios que se requieren al variar las condiciones de la red como son el costo de la energía no suministrada, costos de instalación y tipos de fallas (momentáneas o permanentes).

PALABRAS CLAVE: Equipos de Protección, Índices de Confiabilidad, Inteligencia Artificial, Matlab, Simulación Montecarlo, Sistemas Eléctricos de Distribución.

ABSTRACT

In the present work a methodology for the application of the Monte Carlo Simulation (MCS) is developed to the reliability assessment of electric power radial distribution systems, it has been used the State Duration Sampling Approach and the Inverse Transform Method to find the operation times and failure of the elements, in this method Artificial Neural Networks (ANN) and Support Vector Machine (SVM) have been used to reduce computing times, the main disadvantage of the MCS method.

The method of MCS for the calculation of reliability indexes is implemented as part of the evaluation function of a Genetic Algorithm (GA), developed to determine the location of protection equipment (bus disconnectors, fuse disconnectors and automatic reclosers), with the objective of improving the reliability indexes and optimize investments, optimizing a function of economic benefit.

This methodology has been implemented in a computer program developed in Matlab and was used in a four-load test system, the IEEE RBTS Bus 2 system and the 27F feeder of the Quito's Electric Distribution utility.

The results obtained allow us to analyze the different protection schemes and verify the changes that are required when varying the network conditions such as the cost of the energy not supplied, installation costs and types of failures (momentary or permanent).

KEYWORDS: Protection Equipment, Reliability Indexes, Artificial Intelligence, Matlab, Montecarlo Simulation, Electrical Power Distribution Systems.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente la medición de la confiabilidad de los sistemas no tiene la importancia que merece en la operación y planificación de los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED). En el Ecuador, esta área de estudio y análisis se ha reducido únicamente al control de los índices de confiabilidad que presentan las Empresas de Distribución (ED), tarea que ha sido realizada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), actualmente Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, esta institución vigila el cumplimiento de los índices establecidos en la "Regulación de Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución CONELEC 04/01" y fija las metas anuales de los índices que se esperan en todas las EDs, promoviendo así su mejoramiento continuo.

Las EDs con la finalidad de cumplir dichos índices, instalan equipos de protección en sus redes en base a metodologías que recogen la experiencia propia de cada ED, en donde, muchas de las veces, se tiene un fundamento en base a la prueba y error del personal de operación. Actualmente no se utilizan técnicas de ubicación óptima de estos elementos, y no se está aprovechando la potencialidad que tienen los estudios de confiabilidad y optimización en la Planificación de SED con la finalidad de reducir costos de inversión y mejorar índices de calidad de servicio.

Existen dos motivos por los cuales la confiabilidad de los SEDs se ha visto relegada en la toma de decisiones, el primero, el poco o casi nulo tratamiento estadístico de las fallas e interrupciones de los elementos de la Red de Distribución (RD), con lo cual no se dispone de los índices de falla y tiempos de reposición de los elementos de la red, y el segundo, debido a la extensión de los SEDs, únicamente estos cálculos han sido abordados utilizando algún software comercial, donde estos resultados se han analizado con motivos de evaluación y no como una herramienta de planificación.

Los equipos de protección en alimentadores primarios tienen como objetivo la protección del sistema contra eventos comunes, como cortocircuitos, sobrecargas y descargas atmosféricas, mejorando los índices de confiabilidad mediante su actuación, debido a la reducción de los consumidores afectados con interrupciones del suministro de energía. Su ubicación óptima permite mantener una adecuada selectividad en la operación reduciendo así los tiempos y frecuencia de salida de los elementos. Debido al constante crecimiento y cambios en las RD, el mantener un adecuado esquema de protecciones se vuelve una tarea importante, evitando que los tiempos de interrupción de servicio aumenten y como consecuencia de ello se eviten pérdidas económicas a los usuarios del servicio en especial

a industrias y comercios; de ahí la importancia de realizar este trabajo de titulación y las consecuencias que se mantendrían al no llevarlo a cabo.

Los índices de confiabilidad de los SEDs están ligados en gran medida a la ubicación de los dispositivos de protección y seccionamiento, entre ellos, para las redes radiales del Ecuador, tradicionalmente se utiliza: reconectadores, seccionadores fusible y seccionadores barra. La ubicación óptima de estos equipos con la finalidad de reducir inversiones y mejorar los índices de confiabilidad es una tarea compleja, la utilización de herramientas de optimización de los SEDs requiere del desarrollo de metodologías no tradicionales conocidas como heurísticas, dentro de las cuales ha tenido gran impacto la Inteligencia Artificial (IA). El desarrollo de una metodología de este tipo representa el objetivo principal del alcance del trabajo de titulación que ahora se plantea.

Una de las metodologías de cálculo de índices de confiabilidad se realiza mediante el método secuencial de la Simulación Montecarlo (SMC), pero presenta una desventaja y es el tiempo computacional requerido para los cálculos. La implementación de nuevas metodologías debido al avance de los sistemas computacionales ha abierto un campo de muchas aplicaciones, en donde se han desarrollado avances en los cálculos con SMC, donde la utilización de herramientas de IA también ha tenido buenos resultados.

La inserción de algunos métodos como: Redes Neuronales Artificiales (ANN), y Máquina de Soporte Vectorial (SVM), tienen la finalidad de reducir los tiempos computacionales de cálculo dentro de una SMC. ANN y SVM son clasificadores de alto rendimiento, han demostrado su eficacia en aplicaciones lineales y no lineales, para los cálculos de confiabilidad se lo ha utilizado para separar estados de falla y de operación normal, reduciendo así el tiempo requerido para evaluar los estados mediante un flujo de carga.

El desarrollo de una metodología que permita la ubicación óptima de equipos de protección para mejorar los índices de confiabilidad de los SEDs, puede llevarse a cabo con una herramienta de búsqueda, como es un Algoritmo Genético (AG), el mismo que requiere de una función de evaluación de las alternativas de ubicación de equipos de protección y seccionamiento (reconectadores, seccionadores fusibles y seccionadores barra). En el presente trabajo, se utilizará como parte de la función de evaluación, la herramienta de cálculo que se obtendrá al realizar la inserción de un método de mejora a los cálculos tradicionales de SMC, complementando la misma con la evaluación económica de las alternativas con la finalidad de reducir las inversiones en las RDs.

Implementar una metodología de fácil aplicación en la ubicación óptima de equipos de protección, permite la optimización de las inversiones, obteniendo los mejores beneficios

tomando en cuenta los índices de confiabilidad. Con el desarrollo de esta metodología se pretende demostrar la importancia de los índices de confiabilidad para la planificación de los SEDs.

Conocimiento y estado del arte

SMC es una metodología ampliamente utilizada en la simulación de eventos dentro de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), las características estocásticas del comportamiento de los sistemas eléctricos vuelven a esta metodología ideal para la evaluación de la confiabilidad de los mismos, reduce en gran medida la complejidad del análisis analítico y permite reproducir eventos operativos complejos, además permite obtener no solo valores medio de los índices sino también sus funciones de distribución.

SMC es una técnica utilizada para la evaluación de confiabilidad en SED [1], a diferencia del método analítico la SMC se basa en la teoría del muestreo y la frecuencia, la cual define en base a experimentos estocásticos la probabilidad y la frecuencia de ocurrencia de eventos [2].

De acuerdo con esta teoría, el valor medio de los índices de confiabilidad puede ser estimado en base a la media de una población con su respectivo intervalo de confianza [2]. La SMC puede ser dividida en dos enfoques: el enfoque secuencial y no secuencial [3]. A diferencia del enfoque no secuencial, el enfoque secuencial reproduce todo el ciclo de operación de los elementos, pudiendo representar muchas características propias de los SED, como son equipos de seccionamiento e interrupción, secuencias de restablecimiento, reconexión, operación de protecciones, etc. [3].

En la evaluación de la confiabilidad del SED, el muestreo de la duración de estado (SMC secuencial) puede ser utilizado para calcular los índices de frecuencia y duración de interrupciones de servicio reales y proporcionar las distribuciones de índice de confiabilidad [3].

El método SMC secuencial, es el enfoque más completo para realizar análisis de sistemas de potencia que van creciendo en complejidad, pero la desventaja de este tipo de métodos está en el considerable tiempo necesario para disponer de índices con una determinada precisión [3].

Los paradigmas de programación flexible y de alto rendimiento, como Computación Paralela, Programación Orientada a Objetos, Tecnología basada en Agentes son ejemplos de técnicas de programación que se pueden usar para reducir el tiempo computacional requerido por el método SMC secuencial. Sin embargo, aún se debe hacer un esfuerzo

importante para evitar el tiempo excedente asociado con la evaluación de los estados que no contribuyen a los índices [4].

Técnicas de Inteligencia Artificial han sido utilizadas conjuntamente con SMC para el cálculo de índices de confiabilidad, como es el método para la evaluación de la confiabilidad mediante la combinación de SMC y una ANN, con lo cual se reduce el peso del cálculo comparado con una SMC [5-7].

Se encuentran algunas publicaciones donde se ha implementado la técnica de IA conocida como Máquina de Soporte Vectorial (SVM), en [8-10], donde se realiza la combinación de SMC con SVM aprovechando la ventaja de velocidad de este método.

Dentro de los últimos avances realizados en el mejoramiento de los algoritmos utilizados para examinar el nivel de confiabilidad en sistemas de potencia, se encuentran trabajos como el de R.C. Green en 2012, donde, utiliza técnicas de Inteligencia Computacional (IC) y Técnicas Computacionales de Alto Rendimiento "High Performance Computing Techniques" (HPC), desarrolla y explora 3 variaciones de un nuevo algoritmo híbrido denominado "Intelligent State Space Pruning" (ISSP) que combina algoritmos metaheurísticos con la SMC, con el fin de descomponer inteligentemente, clasificar y reducir, un espacio de estados, mejorando la eficiencia computacional [11].

L. de Magalhães Carvalho, en 2013 elabora su tesis doctoral la cual consiste en la investigación y desarrollo de avances algorítmicos para mejorar la eficiencia de la ejecución del método secuencial de SMC, utiliza un Método de Base Poblacional (MBP) para la disminución del tiempo de simulación del método secuencial de SMC [4].

La mayor parte de los Sistemas de Distribución (SD) están diseñados y construidos como sistemas radiales individuales. Además, hay una parte que, aunque están construidos como sistemas en malla, funcionan como sistemas alimentadores radiales simples mediante el uso de puntos normalmente abiertos en la malla. El objetivo de estos puntos normalmente abiertos es reducir la cantidad de equipos expuestos a fallas en cualquier circuito de alimentación individual y garantizar que, en caso de falla del sistema o durante períodos de mantenimiento programado, el punto normalmente abierto se cierre y se abra otro para minimizar la carga total que se desconecta [1].

Las prácticas de las operadoras de distribución, dentro de las cuales, entre otras actividades se encuentran: la utilización de seccionadores fusibles en las derivaciones de la troncal, la utilización de seccionadores barra para realizar maniobras de restablecimiento de secciones, la utilización de transferencias de carga, tienen la finalidad de reducir la

afectación de los usuarios ante de eventos que ocurren en la red, el cálculo analítico de la ejecución de estas actividades muestran el mejoramientos de los índices de confiabilidad [1].

El reconectador es un dispositivo de protección utilizado en las RDs, el cual, puede interrumpir la corriente de falla abriendo sus contactos y luego volver a conectarse automáticamente. Los reconectadores son ampliamente utilizados en los SEDs. Los reconectadores trifásicos se pueden usar en el alimentador principal para proporcionar la cobertura de protección necesaria en circuitos más largos, junto con una mejora en la confiabilidad. Los reconectadores también están disponibles como unidades monofásicas, por lo que se los pueden usar en derivaciones monofásicas en lugar de fusibles. Otra aplicación común se la tiene en los esquemas de automáticos de reconexión trabajando en coordinación con equipos conocidos como seccionalizadores, con la finalidad de aislar tramos de red donde se tienen fallas para mantener la continuidad de servicio en el resto de instalaciones [12].

La optimización de la ubicación de los equipos de protección es una tarea poco utilizada en la actualidad en las EDs del país, los criterios para su selección y localización obedecen a criterios de los ingenieros operadores de los alimentadores, que en base a su experiencia diaria escogen la mejor ubicación. La protección de todas las derivaciones del troncal principal se realiza con seccionadores fusibles práctica que está normalizada en muchas EDs como en el caso de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) [13].

Revisando la bibliografía de ubicación óptima de equipos de protección para sistemas de distribución se encuentran algunas publicaciones, por ejemplo, el desarrollo de un algoritmo para la reubicación de equipos de seccionamiento se tiene en [14], donde utiliza un modelo analítico y reglas heurísticas para la búsqueda de un óptimo, en [15] se desarrolla analíticamente el problema enfocado a los costos de interrupciones, para definir la ubicación óptima de equipos de protección utilizando programación entera no lineal, en [16], a diferencia del anterior trabajo, se utiliza para la resolución del problema, una programación lineal entera mixta (PLEM).

Entre las herramientas de Inteligencia Artificial que se ha utilizado para la ubicación de equipamiento de protección dentro de los SED se encuentran los Algoritmos Genéticos (AG), donde se han propuesto trabajos como [17], donde se utiliza la metodología de AG para la ubicación óptima de seccionalizadores, la función de evaluación se desarrolla analíticamente, tomando en cuenta costos de pérdidas de energía y la inversión realizada en el equipamiento. En [18] y [19] se presenta un modelo de programación entera no lineal

(PNLE), con variables reales y binarias, para el problema de asignación de seccionadores y dispositivos de protección, con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad. Un método para llevar a cabo la asignación optimizada de los dispositivos de protección para mejorar la Frecuencia Media de Interrupciones del Sistema (SAIFI), en función de la ubicación actual de los dispositivos de protección, se realizó en [20], utilizando un AG se optimizó una función objetivo analítica, que toma en cuenta los costos de instalación de distintos equipos de protección y seccionamiento.

La principal diferencia con los trabajos ya publicados, está en la evaluación de las soluciones de un AG (cálculo de índices de confiabilidad), la propuesta es utilizar dentro de la función objetivo del AG, una metodología para el cálculo de índices de confiabilidad, en donde se reduzca el tiempo computacional requerido por la SMC. Al utilizar SMC se obtendrá un método más robusto, donde se puede escalar a sistemas grandes y complejos, permitiendo un amplio campo de futuros análisis, teniendo en cuenta el constante avance de la tecnología computacional y su aplicación para los SEDs.

1.1 Pregunta de investigación

¿Cómo optimizar la ubicación de equipos de protección en una red de distribución tomando en cuenta el mejoramiento de los índices de confiabilidad?

1.2 Objetivo General

- Implementar una metodología que integre el cálculo de índices de confiabilidad realizada por simulación Montecarlo y la ubicación óptima de dispositivos de protección para Sistemas Eléctricos de Distribución mediante Algoritmos Genéticos.

1.3 Objetivos Específicos

- Desarrollar e implementar la metodología de cálculo de índices de confiabilidad mediante la simulación Montecarlo y la reducción del tiempo computacional al utilizar la metodología de Redes Neuronales Artificiales y Máquina de Soporte Vectorial por separado.

- Desarrollar una metodología para la ubicación óptima de reconectadores, seccionadores fusibles y seccionadores mediante Algoritmos Genéticos.

- Implementar la metodología de cálculo de índices de confiabilidad como parte de la función de evaluación de la metodología de ubicación óptima de los dispositivos de protección mencionados.

- Evaluar la metodología propuesta en el sistema de prueba IEEE RBTS Bus 2 y analizar los resultados de acuerdo al desempeño obtenido en cuanto al tiempo de simulación, los índices de confiabilidad calculados y las alternativas de ubicación de equipos de protección.
- Aplicar la metodología propuesta a un alimentador del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito.

1.4 Alcance

El trabajo desarrollará una metodología que considera dos partes, la primera, el cálculo de índices de confiabilidad de SEDs utilizando la SMC y la reducción de tiempos computacionales al incluir metodologías, como son ANN y SVM. Se evaluará su rendimiento al aplicar estos métodos por separado y en base a los resultados en el cálculo de índices y tiempos computacionales se seleccionará el más adecuado.

La segunda parte es la formulación de un AG que utilice como función de evaluación, la metodología desarrollada en la primera parte, y que realice una búsqueda de la ubicación óptima de reconectadores, seccionadores fusibles y seccionadores, considerando además, costos reales de inversión, operación y mantenimiento para así optimizar las inversiones.

Se desarrollará una herramienta en Matlab en base a la metodología descrita, que permita el análisis en un sistema de prueba y que pueda ser utilizada para la evaluación de un SED real.

El sistema de prueba a analizarse es un sistema IEEE para distribución RBTS Bus 2, es un sistema pequeño, con cuatro alimentadores, con cargas de tipo residencial, comercial e industrial, se dispone de la información de cargas, número de usuarios y los datos de confiabilidad del sistema. El sistema real será un alimentador de distribución a 22,8 kV de la EEQ.

1.5 Marco Teórico

1.5.1 Sistemas Eléctricos de Distribución (SEDs)

La distribución de energía eléctrica es la parte de la infraestructura de suministro de energía que vincula el sistema de transmisión de Alto Voltaje (AV) y los clientes finales o usuarios, utilizando como principales elementos las subestaciones y redes de distribución. En una subestación de distribución, se toma la energía a un voltaje del nivel de transmisión (35 a 230 kV) y se la entrega a varios circuitos primarios de distribución, que se abren en abanico desde la misma. Las redes de distribución primaria son circuitos de Medio Voltaje (MV), normalmente se consideran voltajes desde 600 V hasta 35 kV [12].

Un diseño común de un circuito primario de distribución tiene un alimentador principal a partir del cual se desarrollan derivaciones o laterales en todo su recorrido. Los alimentadores de distribución radial pueden tener ramificaciones extensas, ya que se necesita llegar a los puntos de carga. Para una mayor confiabilidad, los circuitos radiales a menudo se construyen con uno o varios puntos de conexión normalmente abiertos que enlazan a otros circuitos. Los circuitos todavía se operan radialmente, pero si ocurre una falla, los equipos de corte y seccionamiento permiten que una parte del circuito en falla sea restaurada rápidamente. Normalmente, estos equipos son operados manualmente, pero algunas distribuidoras ya utilizan interruptores automáticos o reconectadores para realizar estas operaciones automáticamente [12].

La confiabilidad de los SEDs, es el área de estudio de estos sistemas, donde se realiza el análisis de las estadísticas de fallas y su efecto en la falta de disponibilidad del suministro. Estos análisis muestran la necesidad de preocuparse por la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de distribución, evaluar cuantitativamente los méritos de varios esquemas de refuerzo disponibles para el planificador y asegurar que los recursos limitados de capital se usen para lograr la mayor confiabilidad y una mejora constante del sistema [1].

Varios aspectos adicionales también deben considerarse en la necesidad de evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución. En primer lugar, aunque un esquema de refuerzo dado puede ser relativamente barato, grandes sumas de dinero se gastan colectivamente en tales sistemas. En segundo lugar, es necesario garantizar un equilibrio razonable comparado con la confiabilidad de las otras partes constituyentes de un sistema de potencia, es decir generación y transmisión. En tercer lugar, hay varias alternativas disponibles para el ingeniero de distribución con el fin de lograr una confiabilidad aceptable para el cliente, incluyendo esquemas de refuerzo alternativos, asignación de repuestos, mejoras en la política de mantenimiento, políticas de operación alternativas. No es posible comparar cuantitativamente los méritos de tales alternativas ni comparar su efecto por costo unitario sin utilizar la evaluación de confiabilidad cuantitativa [1].

1.5.2 Técnica Analítica para la evaluación de Índices de confiabilidad para Sistemas de Distribución

Un sistema radial consiste en un arreglo de componentes en serie, incluyendo líneas, cables, seccionadores, barras, etc. Un consumidor conectado a cualquier punto de carga de algún sistema requiere que todos los componentes entre él y el punto de suministro estén operativos. Consecuentemente el principio de componentes en serie puede ser aplicado a estos sistemas, utilizando para la evaluación de la confiabilidad tres parámetros

básicos, la tasa promedio de falla, λ_S, el tiempo promedio de interrupción, r_S, y el tiempo promedio anual de interrupción, U_S, los cuales vienen dados por [1]:

$$\lambda_S = \sum_i \lambda_i$$

Ecuación 1.1. Tasa promedio de fallas

$$U_S = \sum_i \lambda_i r_i$$

Ecuación 1.2. Tiempo promedio anual de interrupción

$$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i}$$

Ecuación 1.3. Tiempo promedio de interrupción

Donde:

λ_i Tasa de falla en el punto de carga i.

r_i Tiempo de falla en el punto de carga i.

1.5.3 Índices de confiabilidad para Sistemas de Distribución

Los índices indicados con las Ecuaciones 1.1, 1.2 y 1.3, si bien son la base de los índices de confiabilidad, por sí solos no representan en su totalidad el comportamiento o la respuesta de un sistema. Motivo por el cual se utilizan otros índices que ayudan a una mejor evaluación de los sistemas.

Se tiene en consideración dos tipos de índices que son comúnmente utilizados [1]:

1.5.3.1 Índices orientados a Consumidores

i. Frecuencia media de interrupciones del sistema, SAIFI (System average interruption frequency index)

$$SAIFI = \frac{número\ total\ de\ interrupciones\ del\ consumidor}{número\ total\ de\ consumidores\ servidos} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i}$$

Ecuación 1.4. Definición del índice SAIFI

Donde:

λ_i Tasa de falla en el punto de carga i.

N_i Número de consumidores en el punto de carga i.

ii. Frecuencia media de interrupciones por consumidor, CAIFI (Customer average interruption frequency index)

$$CAIFI = \frac{número\ total\ de\ interrupciones\ del\ consumidor}{número\ total\ de\ consumidores\ afectados}$$

Ecuación 1.5. Definición del índice CAIFI

Este índice difiere del SAIFI solo en el denominador, en la aplicación de este índice el consumidor afectado debe contarse una vez, aunque haya sido afectado más de una vez en el año.

iii. Duración media de interrupción del Sistema, SAIDI (System average interruption duration index)

$$SAIDI = \frac{suma\ de\ la\ duración\ de\ interrupciones\ del\ consumidor}{número\ total\ de\ consumidores\ servidos} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i}$$

Ecuación 1.6. Definición del índice SAIDI

Donde:

U_i Tiempo de interrupción anual.

N_i Número de consumidores en el punto de carga i.

iv. Duración media de interrupción del Consumidor, CAIDI (Customer average interruption duration index)

$$CAIDI = \frac{suma\ de\ la\ duración\ de\ interrupciones\ del\ consumidor}{número\ total\ de\ interrupciones} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i}$$

Ecuación 1.7. Definición del índice CAIDI

Donde:

λ_i Tasa de falla en el punto de carga i.

U_i Tiempo de interrupción anual en del punto de carga i.

N_i Número de consumidores en el punto de carga i.

v. Índice medio de disponibilidad (indisponibilidad) de servicio, ASAI (ASUI) (Average service availability (unavailability) index)

$$ASAI = \frac{número\ total\ de\ horas\ de\ servicio\ disponible}{horas\ que\ demanda\ el\ consumidor} = \frac{\sum 8760 N_i - \sum U_i N_i}{\sum 8760 N_i}$$

Ecuación 1.8. Definición del índice ASAI

$$ASUI = 1 - ASAI = \frac{número\ total\ de\ horas\ de\ servicio\ no\ disponible}{horas\ que\ demanda\ el\ consumidor} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum 8760 N_i}$$

Ecuación 1.9. Definición del índice ASUI

Donde:

U_i Tiempo de interrupción anual en del punto de carga i.

N_i Número de consumidores en el punto de carga i.

1.5.3.2 Índices orientados a Demanda y Energía

Un factor importante requerido en la evaluación de este tipo de índices es la demanda en cada punto de entrega, la cual es representada por su curva de duración, un ejemplo de este tipo de curva se muestra a continuación en la Figura 1.1.

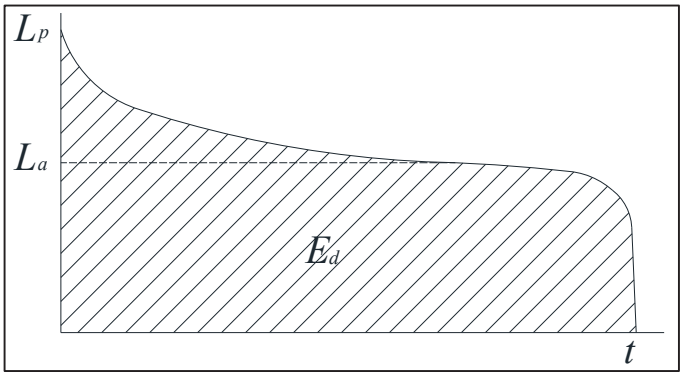


Figura 1.1 Curva de duración de la Demanda [1].

La demanda media L_a viene dada por:

a. $$L_a = L_p f$$

Ecuación 1.10. Definición de demanda media utilizando factor de demanda.

Donde:

$L_p =$ Demanda máxima (pico).

$f =$ Factor de demanda.

b. $$L_a = \frac{Energía\ total\ demandada\ en\ el\ periodo\ de\ interés}{periodo\ de\ interés} = \frac{E_d}{t}$$

Ecuación 1.11. Definición de demanda media utilizando energía y tiempo de interés

Donde:

E_d Energía total de consumo o área bajo la curva de duración de demanda.

t Tiempo de interés, generalmente se utiliza un año calendario.

i. Energía total no suministrada, ENS (Energy not supplied index)

$$ENS = \sum L_{a(i)} U_i$$

Ecuación 1.12. Definición de índice de energía no suministrada

Donde:

$L_{a(i)}$ Carga promedio conectada al punto de carga i.

U_i Tiempo de interrupción anual en del punto de carga i.

ii. Energía media no suministrada, AENS (Average energy not supplied index)

$$AENS = \frac{total\ energía\ no\ suministrada}{número\ total\ de\ consumidores\ servidos} = \frac{\sum L_{a(i)} U_i}{\sum N_i}$$

Ecuación 1.13. Definición de índice de energía media no suministrada

iii. Energía media no suministrada por consumidor, ACCI (*Average customer curtailment index*)

$$ACCI = \frac{total\ energía\ no\ suministrada}{número\ total\ de\ consumidores\ afectados}$$

Ecuación 1.14. Definición de índice de energía media no suministrada por consumidor

Donde:

$L_{a(i)}$ Carga promedio conectada al punto de carga i.

U_i Tiempo de interrupción anual en del punto de carga i.

N_i Número de consumidores en el punto de carga i.

Un ejemplo práctico del cálculo de índices utilizando la técnica analítica es presentado en el Anexo I. Ejemplo que fue tomado de la referencia [1].

1.5.4 Evaluación del rendimiento de los Sistemas de Distribución

Los índices orientados a los consumidores y a la demanda y energía son muy útiles para la evaluación de la severidad de fallas en el sistema y para análisis de predicciones futuras. También se pueden utilizar estos índices como un medio para evaluar el rendimiento pasado de un sistema [1].

La evaluación del rendimiento se realiza por tres importantes razones [1]:

- Se establecen los cambios cronológicos en el rendimiento del sistema y por esta razón ayuda a identificar áreas débiles y su necesidad de reforzamiento.
- Se establecen los índices existentes, los cuales sirven de guía como valores de comparación en la evaluación futura de confiabilidad.
- Permite la comparación de las predicciones con la experiencia operativa actual.

Un ejemplo de la evaluación del rendimiento del sistema fue tomado de la referencia [1] y es presentado como Anexo II.

1.5.5 Técnica de Simulación Montecarlo (SMC) para el análisis de Sistemas de Distribución

La simulación es una técnica que reproduce eventos que son procesados bajo condiciones de prueba. La modelación para la simulación está compuesta por ecuaciones de forma matemática, lógica o simbólica, estas expresiones son un duplicado de las funciones reales del sistema [21].

Existen algunas ventajas en la utilización de simulación, las cuales se indican a continuación [21]:

- La simulación permite al investigador experimentar sin la utilización de equipamientos caros.
- La simulación de sistemas puede ser utilizada como una herramienta para predecir el comportamiento bajo diversas condiciones operativas.
- La simulación puede ser utilizada como herramienta de diseño para predecir el desempeño de nuevos sistemas o componentes.
- Los eventos que del sistema real que tienen lugar en un tiempo desde pocas horas hasta varios años, pueden ser simulados en pocos minutos en un computador.

La técnica de simulación que utiliza una o más variables aleatorias para representar los estados de un sistema y sus cambios en el tiempo se la conoce como simulación Montecarlo (SMC).

SMC es preferible a la técnica analítica cuando condiciones complejas de operación están involucradas. En general, existen algunas ventajas del método de SMC sobre las técnicas analíticas, entre las cuales se tiene [21]:

- Habilidad para incluir procesos del sistema, que solo pueden aproximarse utilizando las técnicas analíticas.
- Incorporación de distribuciones de probabilidad asociadas con la falla y restauración de componentes.
- Facilidades para el cálculo de la función de distribución de índices (variables aleatorias), no solo valores esperados (promedio).

También se tienen algunas desventajas:

- Requiere de un tiempo computacional largo para alcanzar una convergencia.
- Posibilidad de interpretación errónea de la simulación si no es ejecutada en el tiempo suficiente para alcanzar su convergencia (en el caso que se defina con antelación un número de años a ser simulados).
- Se necesita de un buen generador de números aleatorios

En el método de SMC para SD se enfoca en examinar la continuidad entre los puntos de suministro y los puntos de carga. La existencia de continuidad está asociada no solo con

la falla de las secciones de la red, sino también con la lógica de operación de equipos de protección y las guías de operación de la red para el restablecimiento de servicio. Los principios de análisis de los SD, por este motivo, son distintos a los asociados a la generación y a los sistemas compuestos de generación y transmisión [3].

Las principales características del problema de confiabilidad en SEDs son las siguientes [21]:

- La ocurrencia de fallas de un componente no es frecuente (baja tasa de fallas).
- El tiempo de interrupción (o tiempo de reparación) es mucho más pequeño comparado con el tiempo hasta la ocurrencia de una nueva falla.
- Las fallas en un alimentador, son independientes de las fallas en otros alimentadores.

Tomando en cuenta estas características, una simulación secuencial donde se utilice el enfoque de duración de estados es el mejor método a ser utilizado [21]. El método SMC secuencial puede ser utilizado para calcular índices de frecuencia y duración usando los estados cronológicos del sistema. Los índices de frecuencia y duración son particularmente importantes en el análisis de confiabilidad de los SEDs [3].

1.5.6 Generación de Variables Aleatorias

Una variable aleatoria se refiere a aquella que sigue una distribución de probabilidad, como base para la generación de este tipo de variables se debe disponer de un método para generar números aleatorios que sigan una distribución uniforme que varía entre $[0,1]$, a partir de la cual se puede generar variables aleatorias que siguen otras distribuciones de probabilidad [3].

Según [3] los procedimientos para generar variables aleatorias no-uniformemente distribuidas pueden ser realizados utilizando las siguientes técnicas:

- Método de la transformada inversa;
- Método de composición; y
- Método de aceptación y rechazo.

El método de la transformada inversa es el más frecuentemente utilizado, siendo las distribuciones exponencial y normal las más importantes para la evaluación de confiabilidad [3].

1.5.7 Método de la Transformada Inversa

El método de la transformada inversa se fundamenta en la siguiente proposición [3]:

"Si una variable aleatoria U *sigue una distribución uniforme en el intervalo* $[0,1]$*, la variable aleatoria* $X = F^{-1}(U)$ *tiene una función continua de distribución de probabilidad acumulativa* $F(x)$*."*

La demostración de esta proposición es sencilla y se la encuentra en [3].

El proceso para de generación de variables aleatorias usando el método de la transformada inversa es el siguiente:

- Paso 1: Generar una secuencia de números aleatorios uniformemente distribuidos U entre $[0,1]$.
- Paso 2: Calcular la variable aleatoria la cual sigue a la función de distribución de probabilidad acumulativa $F(x)$ con $X = F^{-1}(U)$.

1.5.7.1 Generación de variables aleatorias exponencialmente distribuidas

Una variable aleatoria exponencialmente distribuida tiene la siguiente función de densidad de distribución [3]:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$$

Ecuación 1.15. Función de densidad de distribución de probabilidad exponencial

La misma que tiene la función de distribución de probabilidad acumulativa mostrada a continuación:

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x}$$

Ecuación 1.16. Función de distribución de probabilidad exponencial acumulativa

Mediante el método de la transformada se encuentra [3] :

$$X = -\frac{1}{\lambda}\ln(U)$$

Ecuación 1.17. Variable aleatoria exponencialmente distribuida

Donde:

U Secuencia de números aleatorios uniformemente distribuidos.

λ Parámetro de la función de distribución de probabilidad tipo exponencial.

Los siguientes pasos se siguen para generar la variable aleatoria que sigue una distribución exponencial:

- Paso 1: Generar una secuencia de números aleatorios uniformemente distribuidos U entre $[0,1]$.
- Paso 2: Calcular la variable aleatoria X, la cual sigue a la función de distribución exponencial mediante la Ecuación 1.17.

1.5.7.2 Generación de variables aleatorias normalmente distribuida

A continuación se presentan dos métodos para la generación de este tipo de variables [3].

a. Método aproximado. Una variable aleatoria normalmente distribuida no puede ser generada al aplicar el método de la transformada inversa, no existe una solución analítica para encontrar la función de distribución de probabilidad acumulativa $F(x)$. La función inversa de $F(x)$, sin embargo, tiene la siguiente expresión aproximada [3]:

$$z = t - \frac{\sum_{i=0}^{2} c_i t^i}{1 + \sum_{i=1}^{3} d_i t^i}$$

Ecuación 1.18. Función aproximada inversa de la distribución normal

Donde las constantes son las siguientes:

$$c_0 = 2.515517 \qquad d_0 = 1.432788$$
$$c_1 = 0.802853 \qquad d_1 = 0.189269$$
$$c_2 = 0.010328 \qquad d_2 = 0.001308$$

$$t = \sqrt{-2 \ln Q}$$

Ecuación 1.19. Constantes utilizadas en la Ecuación 1.18

Las implicaciones de z y Q se muestran en la Figura 1.20, donde $f(z)$ es la función de densidad de probabilidad estándar normal.

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right)$$

Ecuación 1.20. Función de distribución de probabilidad normal

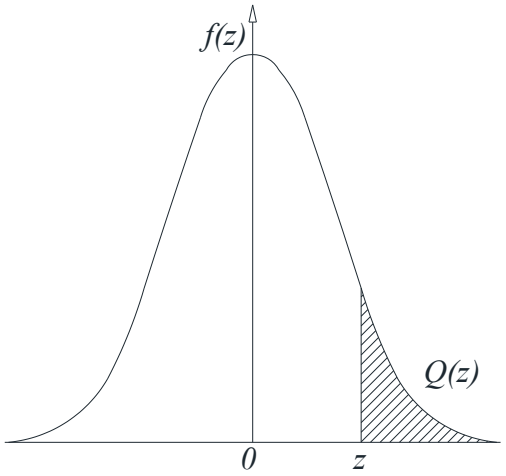


Figura 1.2 Área bajo la función de densidad, Q(z) [3]

El proceso para generar una variable aleatoria normalmente distribuida puede ser realizado con los siguientes pasos:

- Paso 1: Generar una secuencia de números aleatorios uniformemente distribuidos U entre $[0,1]$.
- Paso 2: Calcular la variable aleatoria X normalmente distribuida mediante:

$$X = \begin{cases} z & 0.5 < U \leq 1.0 \\ 0 & U = 0.5 \\ -z & 0 \leq U < 0.5 \end{cases}$$

Ecuación 1.21. Asignación del valor de la variable aleatoria X en función de la generación de números aleatorios

Donde z es obtenida utilizando las Ecuaciones 1,18 y 1.19 y Q de la ecuación dada por:

$$Q = \begin{cases} 1-U & 0.5 < U \leq 1.0 \\ U & 0 \leq U < 0.5 \end{cases}$$

Ecuación 1.22. Asignación del valor de Q en función de la generación de números aleatorios

La variable aleatoria genera una distribución $N(0,1)$, cualquier variable aleatoria $Z \to N(\mu,\sigma^2)$ puede ser representada como $Z = \mu + \sigma X$ [2] . El error máximo de esta aproximación es más pequeño que $0.45x10^{-4}$, por lo tanto es despreciable [3].

b. El método Box-Müller. Este método sigue la siguiente proposición [2]:

"Si U_1 y U_2 son números aleatorios independientes, uniformemente distribuidos entre $[0,1]$, entonces:

$$X_1 = \sqrt{-2\ln U_1}\cos(2\pi U_2) \text{ y } X_1 = \sqrt{-2\ln U_1}\cos(2\pi U_2)$$

Ecuación 1.23. Dos variables aleatorias normalmente distribuidas

Son variables aleatorias independientes, y normalmente distribuidas."

El proceso para la generación de dos variables aleatorias normalmente distribuidas de manera simultánea es el siguiente:

- Paso 1: Generar dos secuencias de números aleatorios uniformemente distribuidos entre $[0,1]$.
- Paso 2: Calcular X_1 y X_2 usando la Ecuación 1.23.

1.5.7.3 Generación de variables aleatorias que siguen otro tipo de distribución

A continuación se describen los procesos que se presentan en [3] para generar variables aleatorias Log-normal, Gamma y Weibull, las cuales son muy útiles en la evaluación de confiabilidad.

a) Variable aleatoria Log-Normal Distribuida

En la evaluación de la confiabilidad, el tiempo para la reparación de componentes es a veces considerado como una variable aleatoria de una distribución log-normal, cuya expresión matemática se la encuentra en el Anexo III.

Si X sigue una distribución normal, entonces $Y = e^X$ sigue una distribución log-normal.

El proceso para la generación de una variable aleatoria log-normal distribuida se realiza siguiendo los siguientes pasos:

- Paso 1: Generar a variable aleatoria Z que sigue una distribución normal.
- Paso 2: $X = \mu + \sigma Z$, donde μ y σ pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones:

$$\mu = \ln\left[\frac{E^2}{(V+E^2)^{1/2}}\right]$$

Ecuación 1.24. Parámetro u de la distribución log-normal

$$\sigma^2 = \ln\left[\frac{V + E^2}{E^2}\right]$$

Ecuación 1.25. Parámetro sigma de la distribución log-normal

Donde E y V son la media y varianza de la distribución log-normal respectivamente.

- Paso 3: $Y = e^X$ donde Y es una variable aleatoria log-normal distribuida.

b) Variable aleatoria Weibull Distribuida

La distribución Weibull sigue la siguiente función de densidad de probabilidad [3]:

$$f(x) = \frac{\beta x^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^{\beta}} \qquad (\infty > t \geq 0, \beta > 0, \alpha > 0)$$

Ecuación 1.26. Función de densidad de probabilidad Weibull

La función de distribución de probabilidad es:

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^{\beta}}$$

Ecuación 1.27. Función de distribución de probabilidad Weibull

Donde:

β Factor de escala de la distribución Weibull.

α Factor de forma y escala de la distribución Weibull.

Por el método de la transformada inversa,

$$X = \alpha\left[-\ln U)\right]^{1/\beta}$$

Ecuación 1.28. Variable aleatoria que sigue una distribución Weibull

Donde:

U Es una variable aleatoria uniformemente distribuida entre $[0,1]$.

El proceso para la generación de una variable aleatoria Weibull es el siguiente:

- Paso 1: Generar una secuencia de números aleatorios uniformemente distribuidos U entre $[0,1]$.

- Paso 2: Calcular X con la Ecuación 1.28

c) Variable Aleatoria Gamma Distribuida

La distribución Gamma sigue la siguiente función de densidad de probabilidad [3]:

$$f(x) = \frac{x^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}\Gamma(\beta)} e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)} \quad (0 \le x < \infty, \alpha > 0, \text{ y } \beta > 0)$$

Ecuación 1.29. Función de densidad de probabilidad Gamma

Donde:

β Factor de escala de la distribución Gamma.

α Factor de forma y escala de la distribución Gamma.

Cuando $\beta = 1$, la distribución se vuelve una distribución exponencial con parámetro $1/\alpha$. Cuando β es igual a un entero, la distribución gamma es conocida como distribución Erlangian. Se ha demostrado en [2] que si $X_i(i = 1,...,n)$ es una secuencia de variables aleatorias independientes siguiendo una distribución Gamma de parámetros β y α, donde $\beta = \sum_{i=1}^{n} \beta_i$. La distribución Erlangian con parámetro $\beta = n$, por lo tanto, puede ser obtenida sumando n variables aleatorias independientes exponenciales con parámetro $1/\alpha$, esto es,

$$X = \alpha \sum_{i=1}^{n} (-\ln U_i) = -\alpha \ln \prod_{i=1}^{n} U_i$$

Ecuación 1.30. Variable aleatoria que sigue una distribución Gamma

El proceso para la generación de una variable aleatoria gamma distribuida sigue los siguientes pasos:

- Paso 1: Generar n secuencias de números aleatorios independientes uniformemente distribuidas $U_i(i = 1,...,n)$ entre $[0,1]$ donde n es el entero β.
- Paso 2: Calcule X con la Ecuación 1.30.

1.5.8 Enfoques Método Montecarlo para la Evaluación de Confiabilidad

En [3] se describen tres enfoques para la evaluación de la confiabilidad, que son los principios básicos para la simulación en sistemas. Los cuales son los siguientes:

- Enfoque por muestreo de estados del sistema.
- Enfoque por muestreo de duración de estados.
- Enfoque por muestreo de transición de estados.

Tanto el enfoque por muestreo de estados del sistema como el de muestreo de duración de estado pueden aplicarse al sistema de distribución. Sin embargo, la técnica de muestreo de la duración del estado es preferible ya que este enfoque se puede usar para calcular los índices de frecuencia y duración reales utilizando el componente cronológico o los ciclos de transición del estado del sistema. Los índices de frecuencia y duración son particularmente importantes en el sistema de distribución [3] .

1.5.8.1 Enfoque por muestreo de duración de estados

Conocido también como SMC secuencial, se basa en el muestreo de la duración de estado de los componentes con una distribución de probabilidad. En este enfoque, se parte primeramente de una simulación cronológica de la duración de estados de los componentes [3].

En este enfoque se utilizan funciones de distribución para encontrar los tiempos de duración de estados. Se usa una representación de dos estados, estado de operación y estado de reparación. Usualmente se utilizan distribuciones exponenciales, pero otras funciones fácilmente pueden ser utilizadas [3].

El enfoque de duración de estados puede ser usado siguiendo los siguientes pasos:

Paso 1: Especificar el estado inicial de los componentes, generalmente todos los componentes inician en estado de operación.

Paso 2: Obtener una muestra de duración que cada componente permanece en el estado presente. Por ejemplo, aplicando una distribución exponencial, para los tiempos de operación y tiempos de reparación, el valor de muestra de duración de estado es:

$$T_i = -\frac{1}{\lambda_i}\ln(U_i)$$

Ecuación 1.31. Variable aleatoria exponencialmente distribuida

Donde:

U_i Es un número aleatorio uniformemente distribuido entre $[0,1]$ correspondiente al componente i .

λ_i Representa la tasa de falla del componente i, si el estado actual es en operación. Si el estado actual es en reparación, representa la tasa de reparación del componente i.

Paso 3: Repetir el paso dos hasta cumplir un espacio de tiempo y grabar los valores de duración de estado de todos los componentes. En la Figura 1.3 se muestra el proceso cronológico de transición de estados de dos componentes.

Paso 4: La transición cronológica de estados puede ser obtenido combinando el proceso cronológico de todos los componentes.

Paso 5: El análisis de cada estado del sistema es usado para calcular cada índice de confiabilidad.

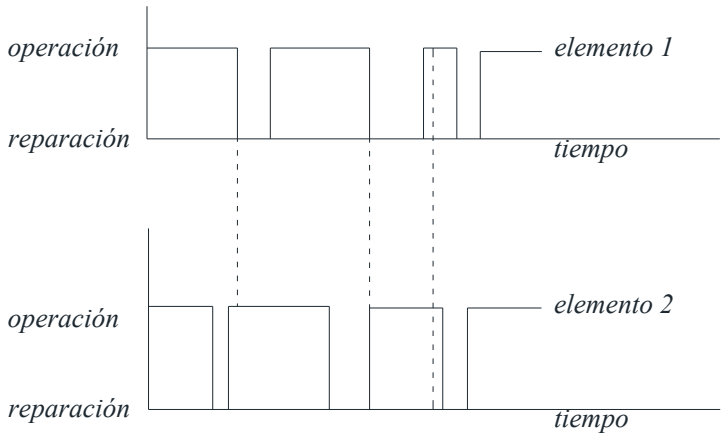


Figura 1.3 Proceso de transición cronológico de los componentes [3].

Las ventajas de este enfoque son:

1. Puede ser fácilmente utilizado para calcular índices de frecuencia.

2. Cualquier estado del sistema puede ser fácilmente considerado.

3. Se pueden calcular las distribuciones de probabilidad estadísticas de los índices y adicionalmente los valores promedio esperados.

La desventaja de este enfoque es que requiere parámetros asociados con distribuciones de probabilidad de la duración de estado de cada componente. Asumiendo que su comportamiento sigue una distribución exponencial, se pueden utilizar las tasas de falla o reparación [3].

1.5.8.2 Técnica ciclo de operación del sistema

La técnica de ciclo de operación del sistema puede ser aplicada en situaciones complejas, como son la combinación de configuraciones y esquemas en subestaciones, o SEDs con circuitos en paralelo o redes con lazos en malla. Esta incluye los siguientes pasos [3]:

1. Historial operativo artificial operación-reparación (up-down) de todas las secciones de línea es obtenido por muestreo de duración de estados del sistema.
2. Un historial de operación puede ser obtenido mediante la combinación de los estados operación-reparación del historial operativo de todas las secciones. En este proceso, manipulaciones manuales como acciones de seccionamiento pueden ser incorporadas.
3. Cada estado del sistema es evaluado para obtener el historial operativo de los puntos de carga. Esto es usualmente asociado con la verificación de conectividad del punto de fuente a cada punto de carga.
4. Los valores medios y distribuciones de probabilidad pueden ser calculados. El historial operativo en el punto de carga es obtenido de la evaluación de todos los estados del sistema.

1.5.8.3 Criterio de convergencia del método SMC

El número de años a ser simulados de un SED para obtener resultados satisfactorios de los índices de confiabilidad no se conoce a priori. Para obtener un grado de precisión lo suficientemente alto, la simulación incorpora dos criterios de detención, esto quiere decir que la simulación continuará ejecutándose hasta que se cumpla alguna de las siguientes condiciones [21]:

- Los índices promedio del sistema se calculan y estos se encuentran dentro de un nivel de confianza específico.
- Se ha alcanzado el número máximo de años especificado para simular.

El valor esperado de una muestra de los índices de confiabilidad en una simulación que se ha ejecutado para N años está dado por:

$$\overline{Q} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} q_i$$

Ecuación 1.32. Valor medio de la muestra de índices de confiabilidad

Donde:

q_i Valor del índice de confiabilidad en el año i

N Número de años simulados

La varianza de la muestra es:

$$S^2 = \frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}(q_i - \overline{Q})^2$$

Ecuación 1.33. Varianza de la muestra de índices de confiabilidad

El intervalo con un nivel de confianza de $100(1-\alpha)\%$, para un valor medio $\overline{Q}$, basado en la distribución normal viene dado por [2]:

$$(\overline{Q} \pm z_{\alpha/2}\frac{S}{\sqrt{N}})$$

Ecuación 1.34. Intervalo con un nivel de confianza de $100(1-\alpha)\%$

Donde:

S Desviación estándar de la muestra ($S = \sqrt{S^2}$)

Es una práctica común en simulación, usar los valores absolutos y relativos del intervalo de confianza definidos por [2]:

$$w_a = z_{1-\alpha/2}\frac{S}{\sqrt{N}}$$

Ecuación 1.35. Valor absoluto del intervalo de confianza

$$w_r = \frac{w_a}{\overline{Q}}$$

Ecuación 1.36. Valor relativo del intervalo de confianza

Los valores absolutos y relativos pueden usarse como reglas (criterio) para controlar la longitud de la simulación. El valor relativo es particularmente útil cuando $\overline{Q}$ es muy pequeño.

1.5.9 Técnica de conectividad (Warshall)

Como parte de la función del análisis de operación de protecciones se utiliza este algoritmo, el cual permite evaluar la conectividad de la red ante fallas de sus elementos.

El algoritmo de Warshall encuentra, si es posible, un camino entre cada uno de los vértices de un grafo dirigido; es decir, la solución encontrada por el algoritmo muestra si hay un camino o no entre ellos. Se basa en el concepto llamado cerradura transitiva de la matriz de adyacencia.

Sea la gráfica dirigida *G(V,A)* y su matriz de adyacencia *M*, donde *M[i,j]=1* si hay un arco de *i* a *j*, y *0* si no lo hay. La cerradura transitiva de *M* es la matriz *C* tal que *C[i,j]=1* si hay un camino de longitud mayor o igual que *1* de *i* a *j*, o *0* en el otro caso [22].

1.5.10 Redes Neuronales Artificiales (ANN)

Las ANN para su desarrollo, se han inspirado en la función que cumple el cerebro humano. El cerebro consiste en un gran número de elementos altamente conectados llamados neuronas. Estas neuronas tienen tres componentes principales: las dendritas, el cuerpo celular y el axón. Las dendritas son redes receptivas de fibras nerviosas similares a un árbol que transportan señales eléctricas al cuerpo de la célula. El cuerpo de la célula suma de manera efectiva estas señales entrantes hasta un valor umbral. El axón es una sola fibra larga que transporta la señal del cuerpo de la célula a otras neuronas. El punto de contacto entre un axón de una célula y una dendrita de otra célula se llama sinapsis. Es la disposición de las neuronas y las fortalezas de las sinapsis individuales, determinadas por un complejo proceso químico, lo que establece la función de la red neuronal. La Figura 1.4 es un diagrama esquemático simplificado de dos neuronas biológicas [23].

La visión moderna de las redes neuronales comenzó en la década de 1940 con el trabajo de Warren McCulloch y Walter Pitts, quienes demostraron que las redes de neuronas artificiales podían, en principio, calcular cualquier función aritmética o lógica. Su trabajo a menudo se reconoce como el origen del campo de la red neuronal. McCulloch y Pitts fueron seguidos por Donald Hebb, quien propuso los mecanismos de aprendizaje en las neuronas biológicas [23].

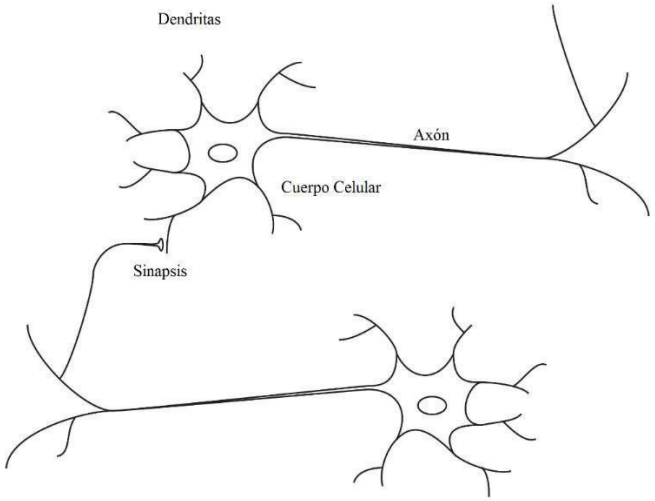


Figura 1.4 Diagrama esquemático biológico de las neuronas [23]

La primera aplicación práctica de redes neuronales artificiales se produjo a fines de la década de 1950, con la invención de la red de perceptrones y la regla de aprendizaje asociada por Frank Rosenblatt. Rosenblatt y sus colegas construyeron una red de perceptrón y demostraron su capacidad para realizar reconocimiento de patrones. Muchos de los avances en redes neuronales han tenido que ver con conceptos nuevos, como arquitecturas innovadoras y reglas de entrenamiento. Igualmente, importante ha sido la disponibilidad de nuevas y poderosas computadoras para probar estos nuevos conceptos. No ofrecen soluciones para todos los problemas, pero son herramientas esenciales para usar en situaciones apropiadas [23].

1.5.10.1 Perceptrón Multicapa (Multilayer Perceptrón MLP)

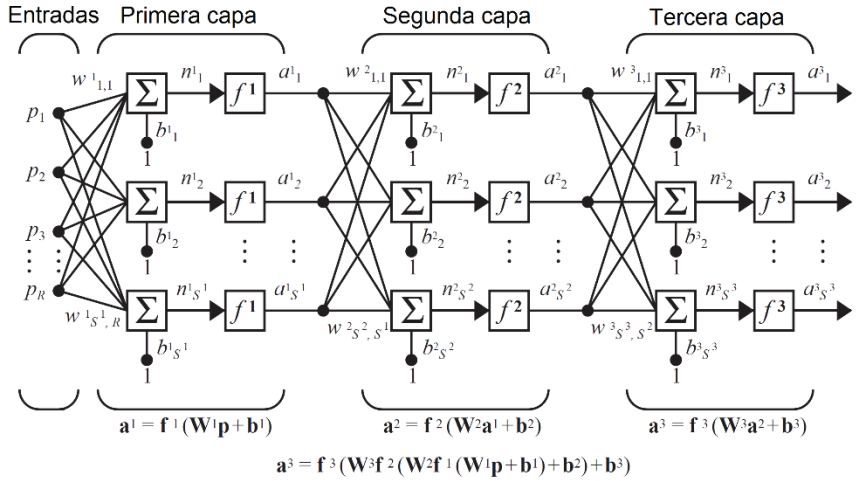


Figura 1.5 Perceptrón multicapa de tres capas [23].

Descripción: Una ANN tipo perceptrón tiene como característica determinante la utilización de una función de transferencia conocida como hardline, que determina un valor de 0 o 1, si la suma del producto de un vector de entrada por sus pesos supera un valor de

umbral. Una ANN MLP es simplemente una cascada de redes tipo perceptrón, donde sus salidas se convierten en entradas de la siguiente capa, cada capa puede tener diferente número de neuronas. Las funciones de transferencia pueden ser diferentes, obteniéndose diversos tipos de ANN a partir del modelo básico.

En la Figura 1.5 se tiene como ejemplo la estructura de una ANN MLP con tres capas.

Tipo de Entradas: Vector de patrones tipo real.

Tipo de Salidas: Depende de la función de transferencia de la última capa, si utiliza una hardline determina un valor 1 o 0, perfecta para clasificación.

Entrenamiento: Algoritmo de mínimos cuadrados ponderados (Least Mean Square LMS), Gradiente, Retro Propagación de Error, etc.

Utilización: Reconocimiento de patrones, aproximación de funciones, etc.

1.5.10.2 Mapas de Auto-Organización (Self Organizing Feature Maps SOFM)

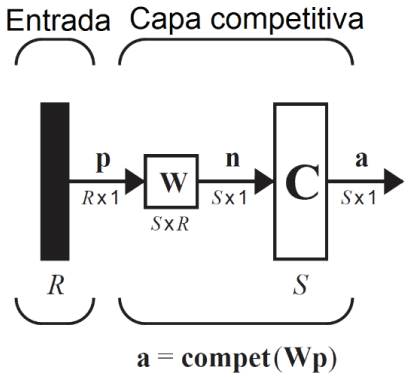


Figura 1.6 ANN de tipo competitiva [23] .

Descripción: Una ANN tipo SOFM es clasificada como una red neuronal de tipo competitiva, las redes tipo competitivas están ligadas a las redes Hamming que están formadas por dos capas, en las cuales la primera capa forma una correlación entre un vector de entrada y un prototipo de vectores, la segunda capa estructura una competencia para determinar el vector prototipo más cercano al vector de entrada, Figura 1.6. En la segunda capa se utiliza una función de transferencia que encuentra el índice con el valor más grande y define su valor en 1, todas las demás salidas son 0, se conoce a esta función como capa recurrente competitiva [23].

Una SOFM, primeramente, determina la neurona ganadora usando el procedimiento de las redes competitivas, luego, los pesos de las neuronas vecinas son actualizados, logrando que después de algunos entrenamientos las neuronas vecinas, hayan aprendido vectores similares cada una, pudiendo tener neuronas ganadoras en las vecindades, mejorando su

capacidad de clasificación incluso cuando se tienen bases de entrenamiento deficientes [23].

Tipo de Entradas: Vector de entrada tipo real.

Tipo de Salidas: Vector de salida con 1 en la neurona ganadora y 0 en las demás.

Entrenamiento: Regla de aprendizaje Kohonen.

Utilización: Reconocimiento de patrones.

1.5.10.3 Aprendizaje cuantitativo de vectores (Learning Vector Quantization LVQ)

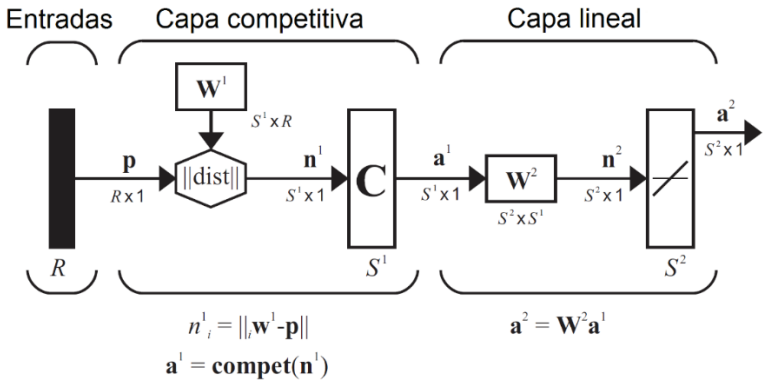


Figura 1.7 ANN de tipo LVQ [23].

Descripción: Una ANN tipo LVQ es una red híbrida, ver Figura 1.7, ésta usa métodos de aprendizaje que pueden ser tanto supervisados como no supervisados. La red LVQ aprende un vector prototipo, que le permite clasificar una región de la espacio de entrada.

La red LVQ se comporta exactamente igual que la red competitiva, la neurona ganadora en la primera capa indica una subclase, en lugar de una clase. Puede haber varias diferentes neuronas (subclases) que conforman cada clase.

La segunda capa es usada para combinar estas subclases en un solo arreglo, que es transmitido a la salida, mejorando así la capacidad limitada de una red competitiva [23].

Tipo de Entradas: Vector de entrada tipo real.

Tipo de Salidas: Vector de salidas reales.

Entrenamiento: LVQ aprendizaje de red con la regla de aprendizaje de Kohonen.

Utilización: Reconocimiento de patrones y clasificación.

1.5.10.4 Redes con funciones de base radial (Radial Basis Function Networks RBF)

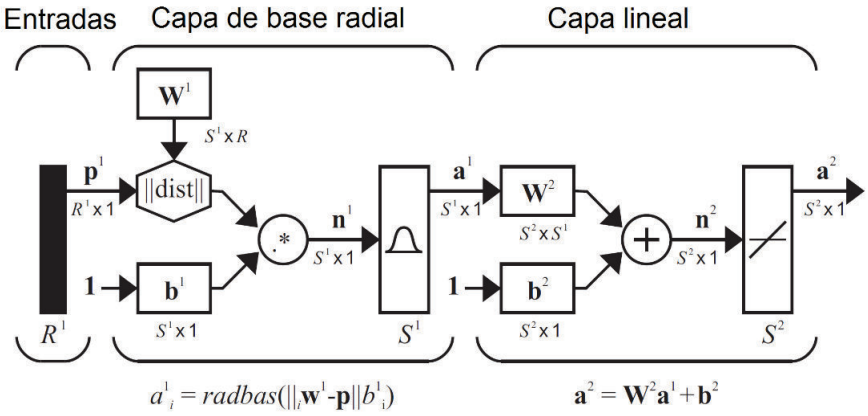


Figura 1.8 ANN de tipo RBF [23].

Descripción: Una RBF es una red de dos capas, ver Figura 1.8, la primera capa en lugar de realizar un producto interno entre los pesos y la entrada, calcula la distancia entre un vector de entrada y un vector de una matriz de pesos. En la segunda capa, en lugar de adicionar un valor de umbral, se realiza un producto punto. La función de transferencia es de tipo gaussiana [23].

Tipo de Entradas: Vector de entrada tipo real.

Tipo de Salidas: Vector de salida tipo real.

Entrenamiento: Algoritmo de mínimos cuadrados ponderados, mínimos cuadrados ortogonales, agrupación, etc.

Utilización: Reconocimiento de patrones.

1.5.10.5 Red Neuronal Probabilística (Probabilistic Neural Network PNN)

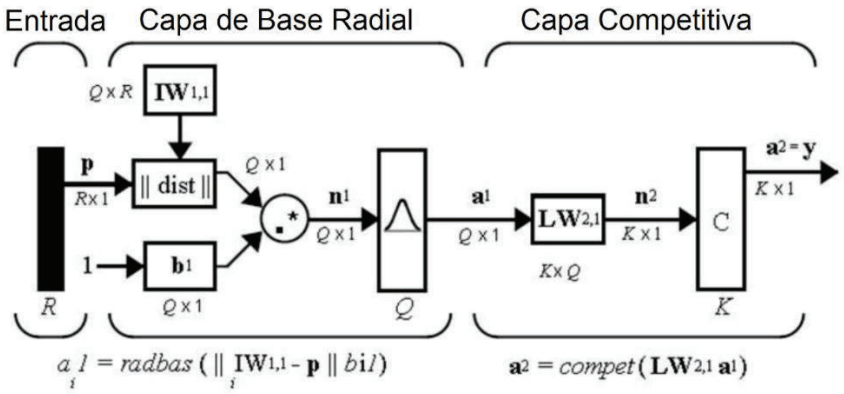


Figura 1.9 ANN de tipo PNN [24]

Descripción: La red neuronal probabilística, ver Figura 1.9, puede ser usada para problemas de clasificación. Cuando se presenta una entrada, la capa de entrada calcula la

distancia entre el vector de entrada y los vectores de entrenamiento, produciendo un vector con los valores de diferencia. La segunda capa suma estas contribuciones para cada clase y produce a la salida un vector de probabilidades. Finalmente, la función de transferencias competitiva, a la salida de la segunda capa, escoge la máxima de estas probabilidades y produce un 1 para esta clase y 0 para las demás [24].

Tipo de Entradas: Vector de entrada tipo real.

Tipo de Salidas: Vector de salida con 1 en la neurona ganadora y 0 en las demás.

Entrenamiento: Algoritmo de mínimos cuadrados ponderados, mínimos cuadrados ortogonales, agrupación, etc.

Utilización: Reconocimiento de patrones.

1.5.11 Máquina de Soporte Vectorial (SVM)

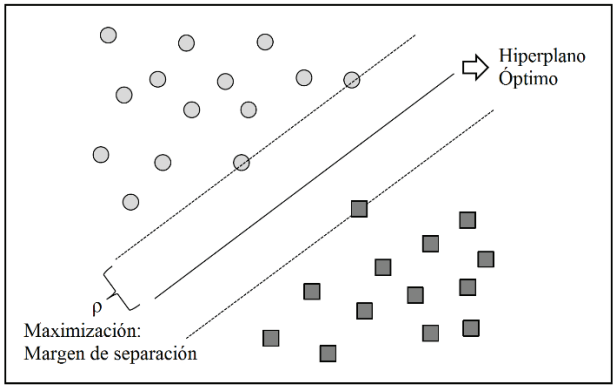


Figura 1.10 Separación de clases [9]

Descripción: Las SVM son máquinas de aprendizaje que están basadas en la teoría de aprendizaje estadístico, entrenadas a través de algoritmos supervisados. Esta teoría fue propuesta en 1992 y desde entonces, ha sido utilizada ampliamente en muchos campos demostrando mejores resultados que otros métodos [9].

Dado un arreglo de entrenamiento $\{x_i, y_i\}_{i=1}^{N}$ con entradas $x_i \in \Re^N$ con las correspondientes salidas $y_i \in \{-1,1\}$, la SVM es desarrollada para tareas de clasificación binaria. La finalidad de este método es la creación de planos lineales $f(x)=0$ descritos por $w^T\varphi(x)+b=0$, donde w es un vector de pesos, b es un término de polarización y $\varphi(x)$, es el mapeo conocido como espacio de características, donde su dimensión es superior al de los datos de entrada [9].

El proceso de entrenamiento consiste en encontrar los valores de b y w, para construir un hiperplano óptimo que maximice el margen de separación. Figura 1.10.

Se construye una función de costos como función principal, al aplicar el método de optimización Lagrangiano, se deriva al problema dual [9].

La optimización del margen máximo del problema dual tiene consecuencias interesantes, una de esas consecuencias es que los clasificadores lineales basados en SVM se pueden extender fácilmente a clasificadores no lineales, ampliando así el campo de aplicación de las SVM. En el corazón de esta generalización del clasificador lineal al no lineal está la noción de funciones del Kernel, aplicando lo que se conoce como el truco del Kernel, se obtiene un clasificador no lineal. Es notable que SVM no lineal conserva la eficiencia de encontrar superficies de decisión lineales [25].

1.5.12 Algoritmos Genético (AG)

Los AG forman parte de un método de IA conocido como Computación Evolutiva, es una técnica desarrollada inicialmente por Holland. Estos algoritmos se han desarrollado utilizando técnicas computacionales, y hoy en día se los utiliza en aplicaciones científicas, económicas, investigación y desarrollo [26].

Para tener una idea clara de los procesos que encierra un AG se puede observar la Figura 1.11.

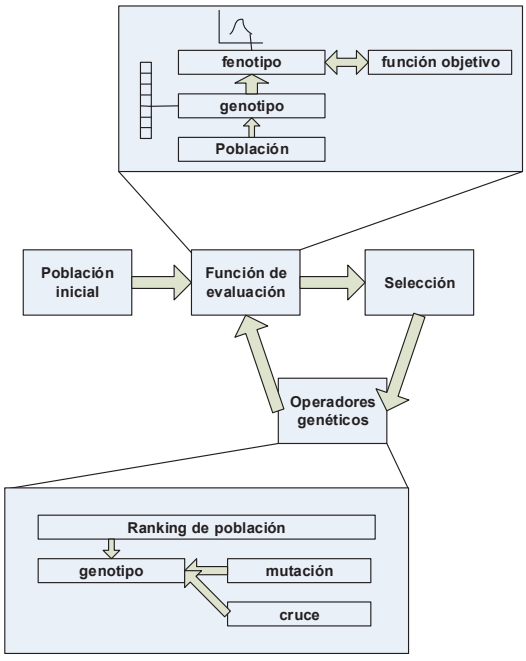


Figura 1.11 El ciclo básico de los algoritmos genéticos [26].

A continuación, se presenta un resumen donde se describen los conceptos y procesos principales de un algoritmo genético.

1.5.12.1 Representación

Para representar las posibles soluciones de un problema, de acuerdo a sus características, se lo realiza mediante una estructura formada de una o varias cadenas binarias de elementos, números o bits, esta cadena se la denomina cromosoma [27], la representación no se la puede realizar en binario que es la representación más tradicional, pero puede utilizarse diferentes alternativas como números enteros o reales. Cada unidad dentro del cromosoma es denominada como gen, y a su valor se lo llama alelo.

Para definir la estructura del cromosoma se utiliza el término genotipo, y su correspondiente reflejo externo o decodificación se la llama fenotipo [27].

1.5.12.2 Población inicial

Para generar una población inicial es simple, ya que a partir de la estructura de un cromosoma se crea un número de individuos determinado, donde a cada gen se le asigna un valor aleatorio si es una representación binaria un 0 o 1, o a su vez un número entero [28].

Generalmente se escoge un número de individuos que cubra el espacio de búsqueda, pero sin exceder su número porque incrementa el tiempo del ciclo del algoritmo [28].

1.5.12.3 Función de evaluación

La función de evaluación o fitness consiste en evaluar el fenotipo dentro de la función objetivo del problema que se esté resolviendo, así estas dos funciones están relacionadas y hacen que la función objetivo juegue un papel muy importante dentro del ciclo de búsqueda de los AG [29].

El valor de la función de evaluación se la puede representar de la siguiente manera:

$$\hat{fi} = f(xi)$$

Ecuación 1.37. Representación de la función de evaluación

Donde, $f(xi)$ evalúa el fenotipo xi del cromosoma ci.

La función objetivo debe reflejar el valor de cada cromosoma, lo cual puede conducir a que ciertos individuos produzcan soluciones fuera de los parámetros o restricciones establecidas, esto se puede solventar ya sea eliminando al individuo, dándole un valor nulo a la función objetivo o penalizando la misma [28].

1.5.12.4 Selección de individuos

La selección determina el número de individuos de la población que son escogidos para la reproducción, este mecanismo se lo puede realizar de dos maneras:

1. La selección estocástica de cada individuo para reproducirse.
2. La selección de los individuos de acuerdo al valor de su función objetivo.

1.5.12.5 Operadores Genéticos

Cruce (crossover)

El paso previo al cruce o crossover es el emparejamiento aleatorio de los individuos seleccionados y con una probabilidad fija, el cruce puede ocurrir o no. En caso de ocurrir se producen dos descendientes y se continua a la etapa de mutación, si no ocurre ambos cromosomas pasan a la etapa de mutación.

Para el cruce simple, se selecciona una pareja de cromosomas y se los divide en un punto de cruce seleccionado aleatoriamente, consecuentemente un par de nuevos genotipos es creado intercambiando sus genes como se ilustra en la Figura 1.12. [26].

Generalizando la técnica descrita anteriormente, para *n* puntos de corte, es llamada técnica cruce de multipunto, donde se generan individuos de la misma longitud, pero con un intercambio genético con cortes en varios puntos [26].

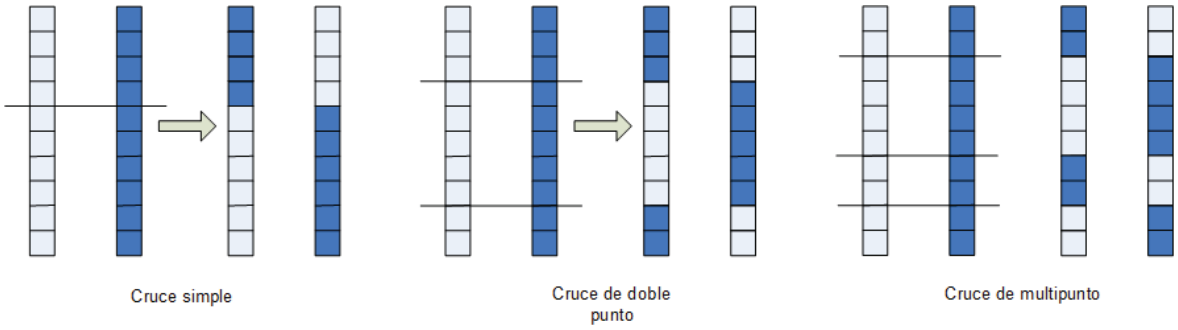


Figura 1.12 Operadores de cruce o crossover [26].

Mutación

La mutación, ver Figura 1.13, es un paso importante dentro del algoritmo, para preservar la diversidad dentro de la población de posibles soluciones, introduciendo pequeños cambios aleatorios dentro de la misma. La mutación consiste en cambiar el valor (alelo) de un gen con una probabilidad de cambio muy pequeña [26].

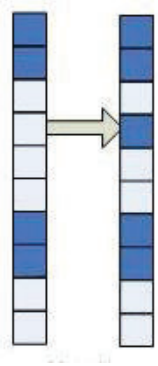


Figura 1.13 Mutación [26].

1.5.12.6 Sustitución generacional

Después que se ha producido la siguiente generación, se han propuesto las siguientes estrategias para remplazar a la generación anterior:

- *Remplazo generacional*, donde la población actual es totalmente sustituida por sus hijos, este mecanismo podría provocar que los mejores cromosomas se pierdan.
- *Tendencia elitista*, donde los mejores cromosomas son copiados en la siguiente generación.
- *Remplazo con limitación de descendientes,* donde se generan menor número de descendientes y estos remplazan a los peores individuos.

1.5.12.7 Método de los nichos

La diversidad en AGs es entendida en términos biológicos como la variedad de especies existentes, los principios genéticos buscan el mantenimiento de la diversidad de especies, sin embargo, un AG clásico el cual se ha descrito hasta este punto busca la convergencia, y por ende los individuos de la población comienzan a ser idénticos, esto lleva a que un AG tradicional encuentre solo una solución cuando existen otras diversas soluciones [27].

El método de nichos se lo utiliza con la finalidad de formar y mantener múltiples soluciones finales, sin importar si estas soluciones poseen igual fitness o diferentes [27].

El método de los nichos altera el algoritmo de selección para generar una exigencia de selección dentro de las regiones y no entre las regiones del espacio de búsqueda. Este método debe ser capaz de localizar los picos más altos ante la presencia de un gran número de picos inferiores, aunque se traten de problemas engañosos [27].

El escenario multimodal constituye el medio en donde el método de los nichos se ejecuta, cuyo objetivo está en encontrar varias soluciones, tanto globales como locales.

Poblamiento determinístico

El esquema de selección que inserta un nuevo elemento en la población al sobrescribir uno similar se lo conoce como poblamiento y fue desarrollado por De Jong. Cavicchio introdujo diversos esquemas en los que los hijos remplazan directamente a sus padres, debido a que los hijos se parecen a sus padres este método se lo conoce como esquema de preselección. Estos métodos no exhiben capacidades de formar nichos [27].

Mahfound indica que el fracaso en los métodos de poblamiento es el error estocástico en el reemplazo de miembros de la población, la alternativa que se presentó para combatir la pérdida de material genético se la conoce como *poblamiento determinístico* y funciona con el siguiente pseudo código [27]:

Pseudo código de Poblamiento Determinístico [27].

(Repetir durante g generaciones)

1. *Seleccionar dos padres,* $p1$ *y* $p2$ *, aleatoriamente sin remplazo*
2. *Cruzarlos, generando* $c1$ *y* $c2$
3. *Aplicar mutación y otros operadores posibles, generando* $c'1$ *y* $c'2$
4. *SI [Distancia (* $p1, c'1$ *)+Distancia (* $p2, c'2$ *)≤Distancia (* $p1, c'2$ *)+Distancia (* $p2, c'1$ *)]*
   - *Si* $f(c'1) > f(p1)$ *remplazar* $p1$ *con* $c'1$
   - *Si* $f(c'2) > f(p2)$ *remplazar* $p2$ *con* $c'2$

   CASO CONTRARIO
   - *Si* $f(c'2) > f(p1)$ *remplazar* $p1$ *con* $c'2$
   - *Si* $f(c'1) > f(p2)$ *remplazar* $p2$ *con* $c'1$

   FIN

Para encontrar las medidas de distancia se prefiere la fenotípica sobre la genotípica, aunque pueden utilizarse ambas [27].

2. METODOLOGÍA

2.1 Metodología de Simulación Montecarlo (SMC) para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Distribución (SED)

En esta sección se describe de manera general, las partes de la metodología planteada para la evaluación de la confiabilidad en SEDs utilizando SMC, se plantea el algoritmo y con la finalidad de validar la metodología, se presentan los resultados utilizando distintos equipos de protección, además, se comparan los resultados del cálculo de índices para el sistema de prueba IEEE RBTS Bus 2 y se presenta un análisis de sensibilidad al emplear distintos equipos de protección.

2.1.1 Partes Principales de la Metodología

En base a lo expuesto en el marco teórico, y a los modelos desarrollados en [21] y [30] se pueden definir 3 partes principales de la metodología, las cuales se describen a continuación:

1. **Parte 1:** Creación del historial operativo artificial operación-reparación de todos los componente, obtenido por muestreo de duración de estados del sistema, utilizando las funciones de distribución para cada elemento.
2. **Parte 2:** Análisis de operación de ciclos operativos individuales o del sistema, aquí se realiza el análisis de protecciones, de operación ante la falla y posterior a la falla.
3. **Parte 3:** Registro anual del historial artificial de operación del sistema, evaluación anual de confiabilidad, funciones de distribución de los índices y revisión de los criterios de convergencia.

2.1.2 Desarrollo: Historial Operativo Anual

Se utilizará una simulación secuencial, basada en el enfoque del método de duración de estados, que es usado para generar un historial artificial de las fallas del sistema y la duración de su reparación. Los tiempos de operación y reparación de los elementos del SD son encontrados de acuerdo a la función de distribución [21].

Utilizando el método SMC, se calcula el tiempo del estado en operación y del proceso de reparación mediante la inserción de diferentes funciones de distribución.

Se definen así, los siguientes pasos para encontrar un historial operativo anual:

1. Especificar el estado inicial de los componentes, todos los componentes inician en estado de operación.
2. Obtener una muestra de duración que cada componente permanece en el estado presente de operación y en reparación mediante generación de números aleatorios uniformemente distribuidos entre $[0,1]$ y la aplicación correspondiente de cada distribución de probabilidad de acuerdo a su elemento.
3. Repetir el proceso hasta que todos los componentes cumplan un espacio de tiempo y se graban los valores de duración de estado de todos los componentes.

2.1.3 Desarrollo: Análisis de operación y protecciones

En esta parte se tiene como objetivo la combinación de historial de estados de los componentes y su posterior análisis.

El análisis de protecciones consiste en determinar de acuerdo a la topología del sistema, el equipo que opera ante la falla despejándola, y posteriormente las acciones que pueden tomarse para el restablecimiento del servicio.

Se define así los siguientes pasos:

1. Obtención del historial de operación mediante la combinación de los estados operación-reparación del historial operativo de todas las secciones.
2. Determinación de la secuencia de elementos aguas arriba del punto que presenta la falla, que se denominará *rama de corte*.
3. Realizar un análisis de protecciones, en donde se determina dentro de la *rama de corte*, el dispositivo que despeja la falla, sea éste, interruptor, reconectador o seccionador fusible. Se considera dentro de este análisis la existencia de fallas momentáneas que serían despejadas dependiendo del esquema de protecciones. Este proceso se desarrolla en la sección 2.1.5.
4. El análisis luego de la falla corresponde a las manipulaciones manuales como acciones de seccionamiento que se podrían realizar para la restauración del servicio.

2.1.4 Desarrollo: Evaluación de la confiabilidad

La creación del historial operativo de los puntos de carga es usualmente asociada con la verificación de conectividad del punto de fuente a cada punto de carga una vez que se ha realizado todas las acciones operativas disponibles descritas en el punto anterior.

Una vez que se dispone del historial operativo del sistema: tiempos de operación y reparación, se requiere realizar un análisis de interrupciones para evaluar la confiabilidad del sistema. Este análisis implica lo siguiente:

1. Registrar la falla y duración de interrupción para todos los puntos de carga que salen de servicio, se debe diferenciar el tiempo de falla y el tiempo de ejecución de alguna maniobra para restaurar el servicio.
2. Calcular: la duración de interrupción, los puntos de carga y el número de consumidores fuera de servicio.
3. Evaluar los índices anuales de confiabilidad y registrarlos.
4. Creación de histogramas de frecuencia para cada índice de confiabilidad, cálculo de valores medios, la varianza e intervalos de confianza.

2.1.5 Desarrollo del proceso para el análisis de protecciones para la evaluación de sistemas radiales de distribución

El proceso para el análisis de protecciones que se menciona en la sección 2.1.3, paso 3, se desarrolla a continuación:

Paso 1: Búsqueda de la secuencia de elementos desde la subestación hasta el punto que presenta la falla, es decir la *rama de corte*.

Paso 2: Elección aleatoria del tipo falla si es momentánea o permanente.

Paso 3: Búsqueda del equipo de corte que opera ante la falla.

Paso 4: Búsqueda de un posible equipo de seccionamiento para restauración parcial.

Paso 5: Aplicación de la lógica de operación para los esquemas de salvar fusible o fundir fusible.

Paso 6: En caso de que exista operación de quipos de protección o seccionamiento, se modifican los datos de la red para realizar el análisis de conectividad.

2.1.6 Algoritmo General de Simulación

En base al desarrollo de las tres partes de la metodología, se puede plantear el algoritmo general, ilustrado en la Figura 2.1 donde se considera que pueden darse dos casos, el primero (A) es que el usuario defina con antelación el número de años a ser simulados, conociendo ya la confiabilidad del sistema y calculando el número de años que le brinde los índices con cierto grado de seguridad; el segundo caso (B) es que se defina para ciertos

índices, el intervalo de confianza y el error que se quiere alcanzar, esto con la finalidad de analizar un índice en particular.

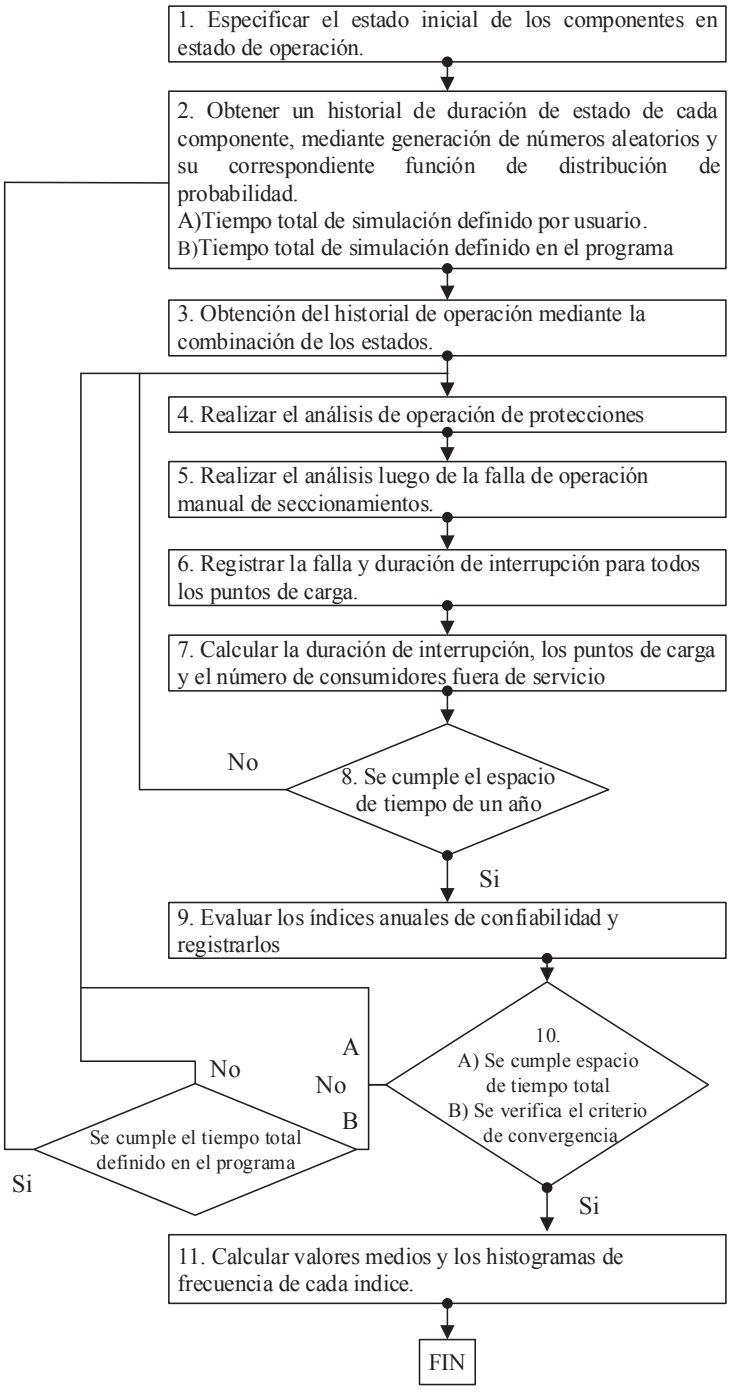


Figura 2.1 Algoritmo General de SMC para redes radiales

2.1.7 Efecto de la utilización de diferentes equipos de protección de Sistemas de Distribución

A continuación se utilizará la metodología para revisar el efecto que tiene la utilización de diferentes equipos de protección en los índices de confiabilidad.

2.1.7.1 Modelo de la red para el análisis utilizando SMC

La mayor parte de los SD son construidos radialmente, también una gran parte de estos dan la apariencia de ser mallados, pero son operados de manera radial, abriendo puntos de los mismos, de manera que se faciliten las tareas de mantenimiento, y en caso de fallas restablecer el servicio en algunas de las secciones. Para el presente estudio no se considera el análisis con alimentación de respaldo (transferencias), debido a las siguientes razones:

- La ubicación de los equipos de protección, en la tarea de Planificación de Expansión de los SED, obedece a una estructura ya establecida de los alimentadores y se requiere potenciar los beneficios previo a considerar las diferentes alternativas de transferencia, que responde más a una planificación operativa.
- Considerar alimentación de transferencia, exige una metodología más compleja, donde se realice un análisis completo de un grupo de alimentadores, tomando en cuenta otros factores adicionales para la evaluación de confiabilidad, como la cargabilidad de los elementos al realizar transferencias, utilizando para tal motivo flujos de carga, lo cual sería la continuación al presente trabajo.

Se presenta a continuación en la Figura 2.2, el modelo de una red eléctrica operada radialmente [1], se la estructura de manera que pueda ser utilizada en los análisis siguientes de este estudio.

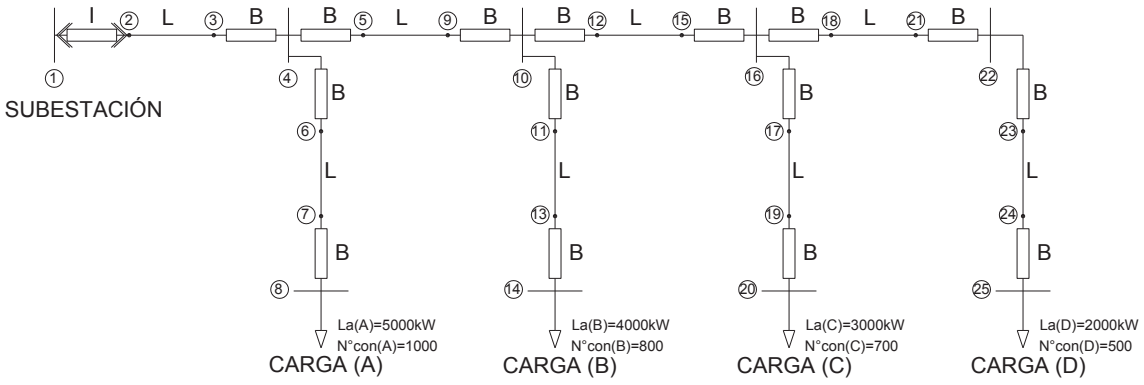


Figura 2.2 Sistema radial 4 cargas. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión

El sistema mostrado en la figura anterior, dispone de cuatro puntos de carga, los datos de confiabilidad de cada segmento, las tasas de falla y tiempos de restauración, pueden revisarse en el Anexo IV. Para este caso, se tiene que cualquier falla en la red es despejada por el interruptor (1-2), hasta que la causa de la falla es reparada todas las cargas tienen una interrupción del servicio.

Se compara los resultados obtenidos utilizando el método de SMC que ha sido desarrollado en el presente trabajo con los resultados del cálculo con el método analítico (Anexo I). Se ha simulado el sistema para 5000 años, número de años que permite obtener una muestra con un error aceptable, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Comparación método analítico y SMC (Valores promedio) Figura 2.2

Índice	Analítico	SMC	Unidad
SAIFI	2,20	2,21	interrupciones/consumidor año
SAIDI	6,00	5,99	horas/consumidor año
CAIDI	2,73	2,71	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999315	0,999316	
ASUI	0,000685	0,000684	
ENS	84000	83917	kWh/año
AENS	28	27,97	kWh/consumidor año

Una de las ventajas de la utilización del método SMC es la obtención no solo del valor medio de los índices, sino también permite obtener un histograma de frecuencias, que permitiría definir si un determinado índice sigue una función de distribución de probabilidad.

A continuación en la Figura 2.3, se muestran los histogramas de frecuencia de los índices obtenidos utilizando SMC.

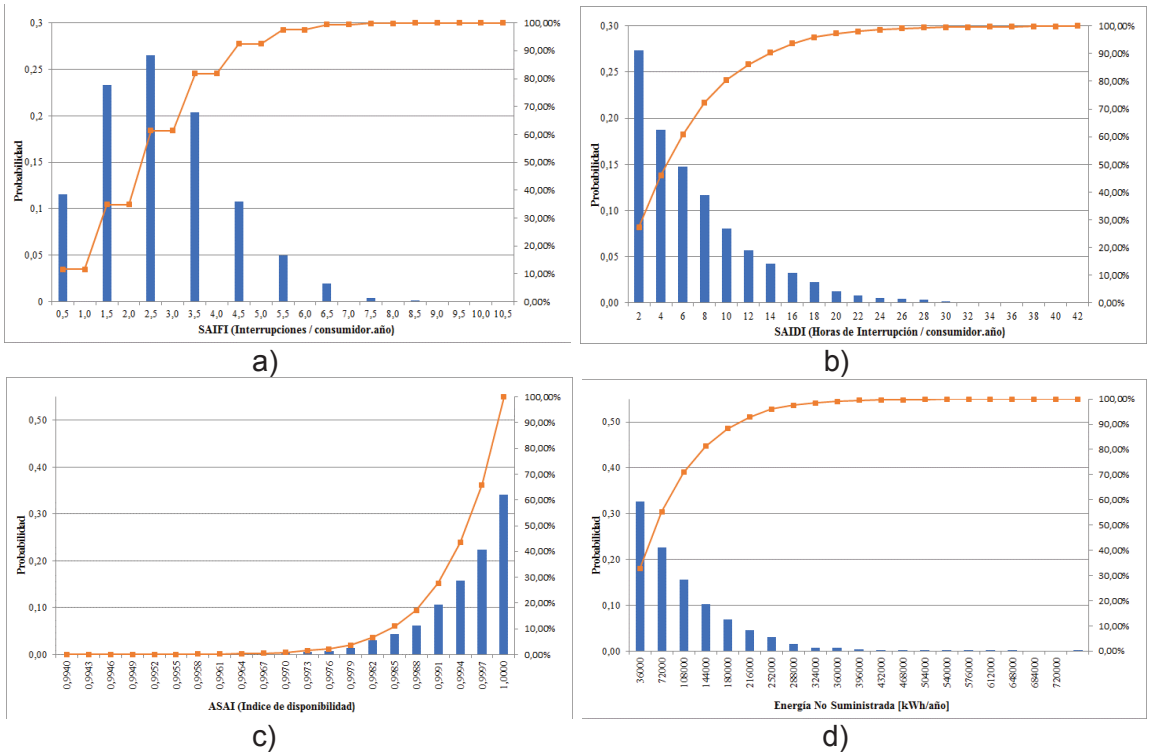


Figura 2.3 Histograma de frecuencia de índices utilizando SMC del sistema mostrado en la Figura 2.2 a) SAIFI b) SAIDI c) ASAI d) ENS

2.1.7.2 Efecto de instalación de fusibles en los ramales

Una de las prácticas más comunes en los SD, es la utilización de seccionadores fusible para proteger los ramales que salen desde la troncal del alimentador, ver Figura 2.4, de manera que ante fallas en estos segmentos, el elemento fusible se funda, desconectando el servicio aguas abajo del punto de desconexión, evitando que el resto del alimentador sea afectado.

Así la representación gráfica sería la siguiente:

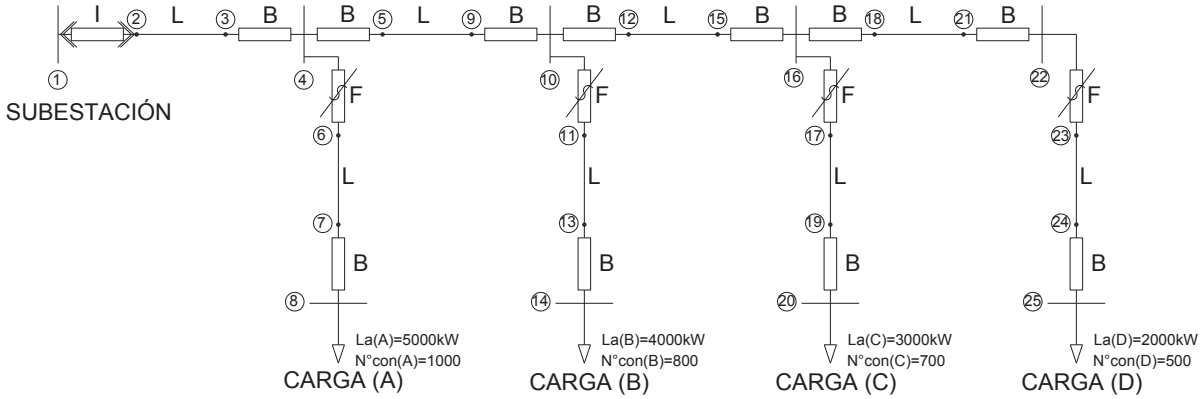


Figura 2.4 Sistema radial 4 cargas. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión, F: Seccionador fusible

Los resultados de la utilización de SMC mostrados en la Tabla 2.2, muestra por una parte la mejora en los índices de confiabilidad, y por otra parte la semejanza al compararse con el método analítico. En la Figura 2.5, se muestran los histogramas de frecuencia de los índices obtenidos.

Tabla 2.2 Comparación método analítico y SMC (Valores promedio) Figura. 2.4

Índice	Analítico	SMC	Unidad
SAIFI	1,15	1,16	interrupciones/consumidor año
SAIDI	3,91	3,90	horas/consumidor año
CAIDI	3,39	3,36	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999554	0,9996	
ASUI	0,000446	0,000446	
ENS	54800	54751	kWh/año
AENS	18,267	18,250	kWh/consumidor año

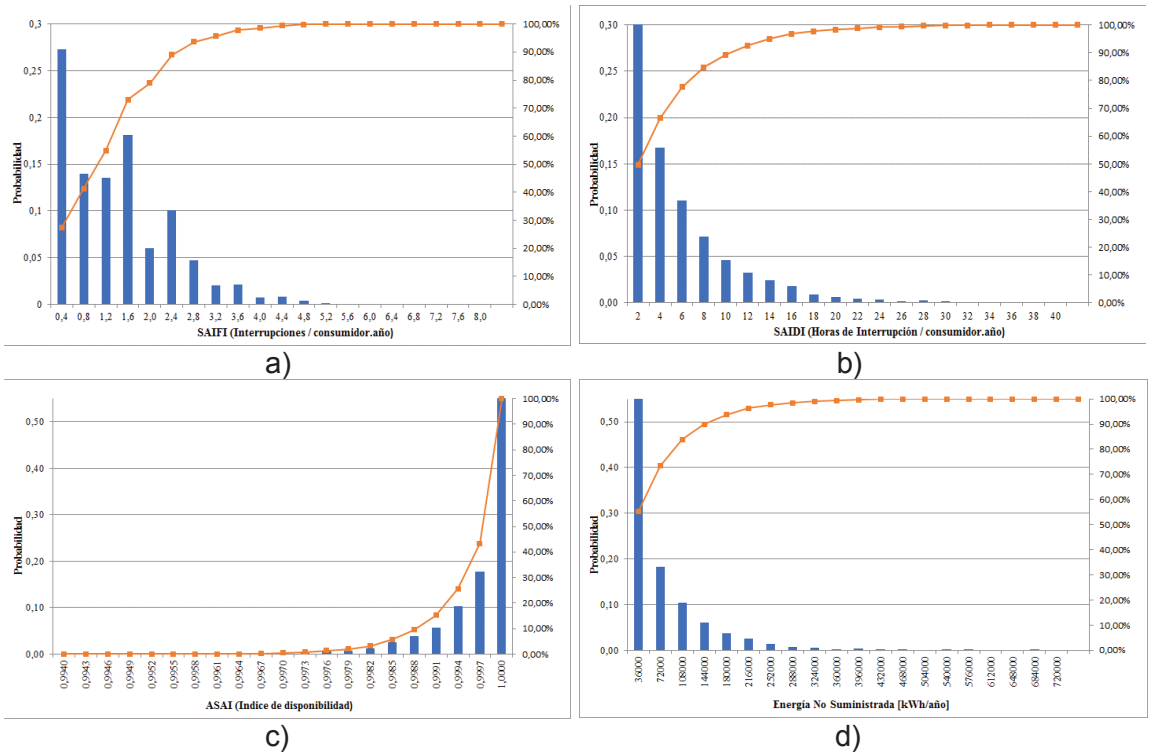


Figura 2.5 Histograma de frecuencia de índices utilizando SMC del sistema mostrado en la Figura 2.4 a) SAIFI b) SAIDI c) ASAI d) ENS

2.1.7.3 Efecto de instalación de seccionadores barra

Otra de las técnicas utilizadas en la operación de alimentadores de distribución es la utilización de seccionadores de barra, este equipamiento no es de corte, quiere decir que no opera ante alguna falla en el sistema, pero tiene una gran ventaja y es que puede aislar una parte de la red donde fue producido el evento, luego de lo cual permite cerrar el interruptor, energizando así hasta el punto abierto del seccionador, restableciendo el servicio en parte del alimentador.

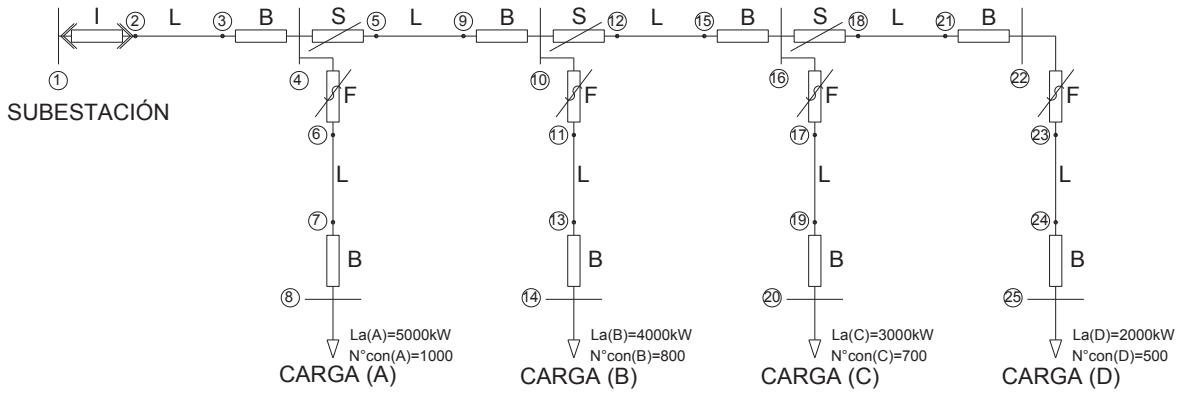


Figura 2.6 Sistema radial 4 cargas. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión, F: Seccionador fusible, S: Seccionador de barra

Gráficamente se tiene la representación de los seccionadores de barra en la Figura 2.6, y los resultados de la utilización del método de SMC se muestran en la Tabla 2.3. En la Figura 2.7, se muestran los histogramas de frecuencia de los índices obtenidos.

Tabla 2.3 Comparación método analítico y SMC (Valores promedio) Figura. 2.6

Índice	Analítico	SMC	Unidad
SAIFI	1,15	1,14	interrupciones/consumidor año
SAIDI	2,58	2,57	horas/consumidor año
CAIDI	2,23	2,26	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999706	0,9997	
ASUI	0,000294	0,000294	
ENS	35200	35120	kWh/año
AENS	11,733	11,707	kWh/consumidor año

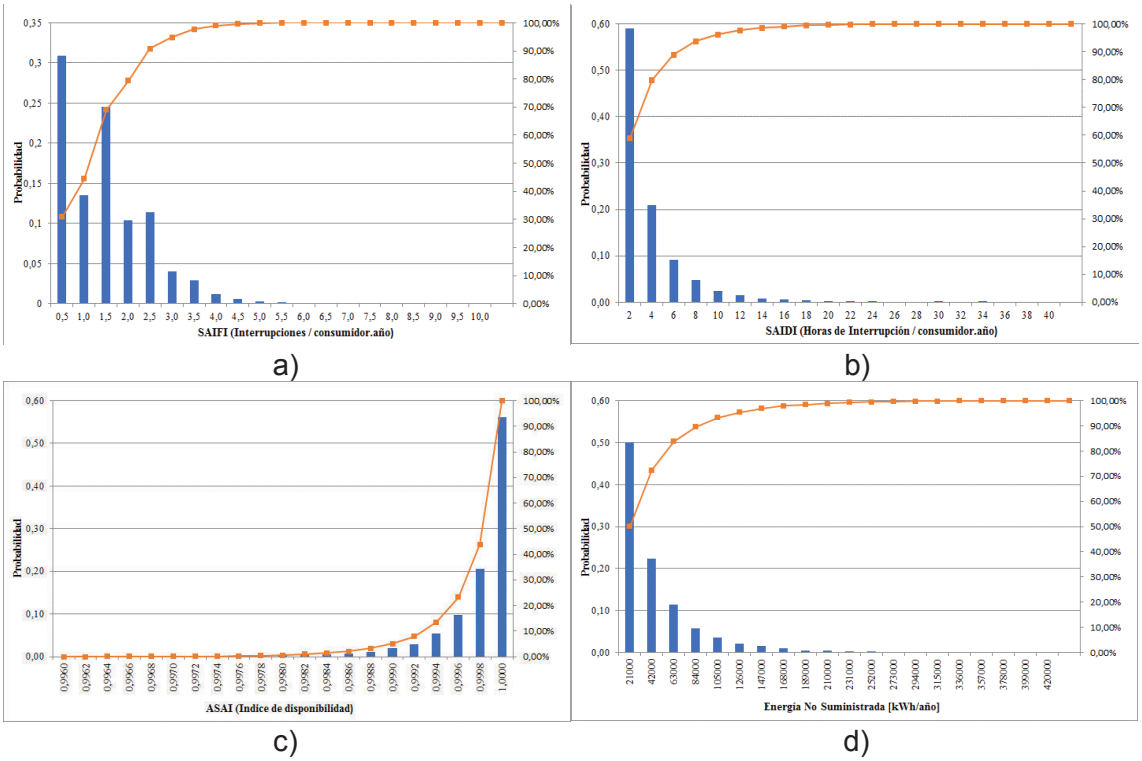


Figura 2.7 Histograma de frecuencia de índices utilizando SMC del sistema mostrado en la Figura 2.6 a) SAIFI b) SAIDI c) ASAI d) ENS

2.1.7.4 Efecto de la instalación de reconectadores

La utilización de reconectadores se ha convertido en una práctica común en la operación de los SD, utilizado para mejorar la confiabilidad de servicio, es un equipamiento diseñado para interrumpir las corrientes de cortocircuito y además ejecutar ciclos de recierre.

Teniendo en cuenta que un gran porcentaje de las fallas que ocurren dentro de un alimentador de distribución son momentáneas, el reconectador mediante una reconexión permite que estás fallas se extingan, sin que se produzca una interrupción de servicio al consumidor.

La aplicación de reconectadores en los SD se la realiza en coordinación con otros elementos de protección, que se instalan aguas abajo del reconectador, como son los fusibles y seccionalizadores. Comúnmente en una operación coordinada con fusibles, se conoce que puede implementarse dos tipos de esquemas:

- Esquema sin salvar el fusible.
- Esquema para salvar el fusible.

El esquema sin salvar el fusible representa una coordinación reconectador-fusible, donde cualquier falla aguas abajo del fusible es despejada por este mismo elemento, sin que se tenga la operación del reconectador o de cualquier ciclo de recierre. Se define así que ante este tipo de esquemas cualquier tipo de falla sea momentánea o permanente es despejada por el fusible.

El esquema para salvar el fusible, corresponde a una operación coordinada reconectador-fusible donde el ciclo de recierre permite que las fallas momentáneas sean despejadas, permitiendo que el fusible no se funda, y se mantenga la continuidad del servicio. En el caso de fallas permanentes y luego de los ciclos de recierre, el elemento que despeja la falla es el fusible.

Utilizando la lógica de operación ya descrita, y definiendo que del total de fallas, la probabilidad de que sean permanentes será el 30%, valor tomado al azar, conociendo de antemano que las fallas momentáneas están entre un 50% al 80% del total de fallas [12]. Se utiliza el sistema de ejemplo para evidenciar los efectos de la aplicación de un reconectador en un alimentador, para este caso se eligió un punto intermedio del alimentador (10-12), como se muestra en la Figura 2.8.

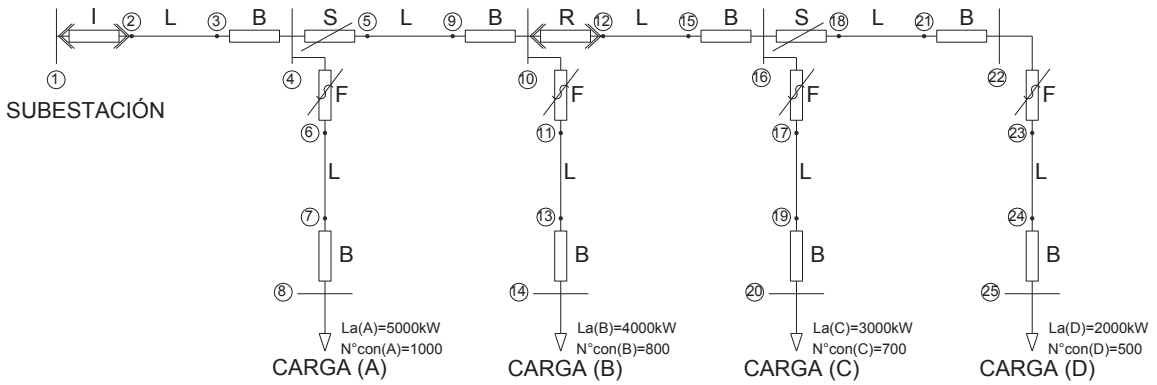


Figura 2.8 Sistema radial 4 cargas. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión, F: Seccionador fusible, S: Seccionador de barra, R: Reconectador

Se muestran los resultados utilizando la metodología de SMC en la Tabla 2.4. Se puede observar por una parte, la mejora en los índices de confiabilidad respecto a los efectos de la instalación de otros equipos, y por otra parte se ve que el esquema de salvar el fusible es una mejor práctica cuando se tiene un porcentaje importante de fallas de tipo momentáneas.

Tabla 2.4 Comparación esquemas de protecciones en el salvamento de fusibles (valores promedio) Figura 2.8

Índice	Sin salvar el fusible	Salvando el fusible	Unidad
SAIFI	0,4978	0,2599	interrupciones/consumidor año
SAIDI	1,2417	0,7233	horas/consumidor año
CAIDI	2,4945	2,8194	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,9999	0,9999	
ASUI	0,000142	0,0000824	
ENS	17157	9935	kWh/año
AENS	5,7190	3,3115	kWh/consumidor año

En la Figura 2.9, se muestran los histogramas de frecuencia de los índices obtenidos, comparando los resultados para los esquemas salvando el fusible y sin salvar el fusible, visualizando mejores índices con el esquema de salvar fusible.

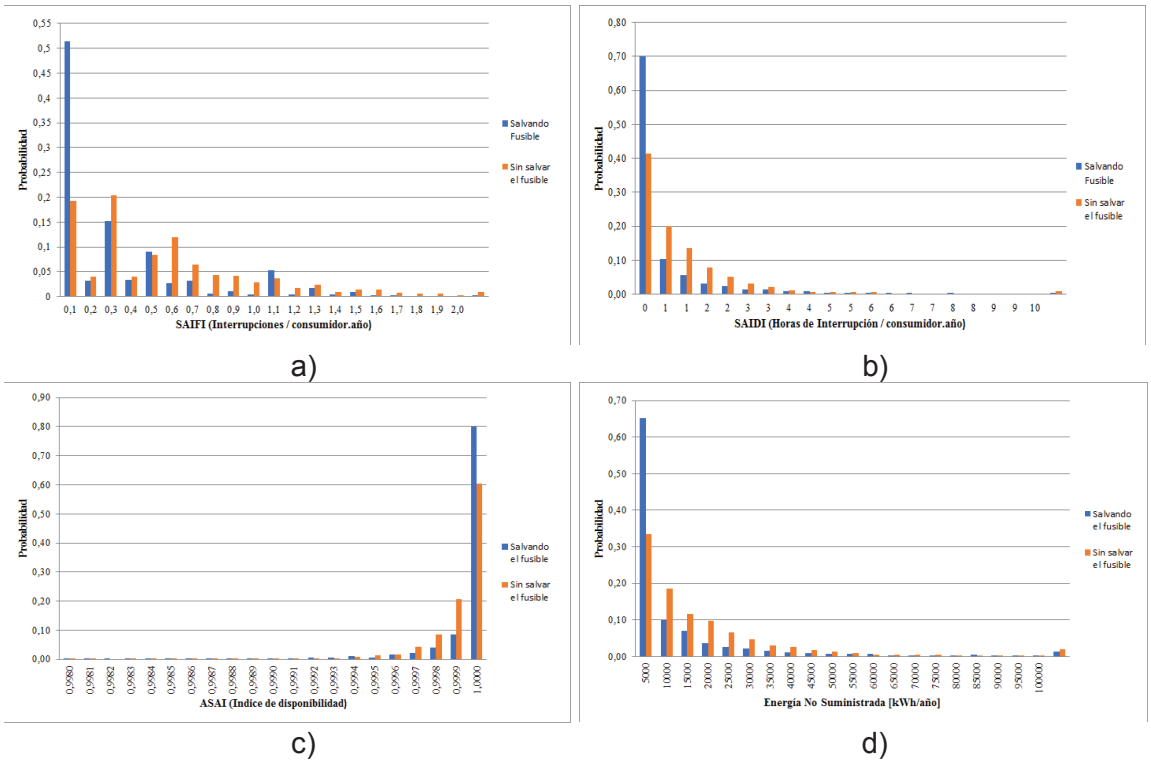


Figura 2.9 Histograma de frecuencia de índices utilizando SMC Figura 2.8 a) SAIFI b) SAIDI c) ASAI d) ENS

2.1.8 Algoritmo General de Simulación aplicado al sistema de estudio IEEE RBTS Bus 2

El algoritmo general de simulación descrito en la Sección 2.1.6, fue implementado en Matlab con la finalidad de evaluar los índices de confiabilidad del sistema de Prueba RBTS Bus 2 [31] y verificar su desempeño.

Los datos del sistema se muestran en el Anexo IV, los casos analizados que se tienen en la referencia [31] son la base para comparación con el algoritmo desarrollado y son los siguientes:

- Caso 1: Sin fusibles, sin seccionadores barra
- Caso 2: Con fusibles, sin seccionadores barra
- Caso 3: Sin fusibles, con seccionadores barra

Con la finalidad de que los resultados de la SMC se encuentren dentro de un intervalo de confianza y error aceptables, la simulación se realizó durante 10.000 años, los resultados de detallan en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Resultados del cálculo de índices de confiabilidad para el sistema IEEE RBTS Bus 2

	Índices del Sistema RBTS Bus 2 [31]							**Índices del Sistema RBTS Bus 2 (Metodología SMC)**						
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	ENS	AENS	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	ENS	AENS
Caso 1: Sin fusibles, sin seccionadores barra, sin alimentación alternativa														
F1	0,626	23,61	37,71	0,997305	0,002695	86040	131,90	0,628	23,38	37,24	0,997331	0,002669	85234	130,73
F2	0,192	0,96	5,00	0,999890	0,000110	2064	1032,00	0,193	0,96	4,97	0,999891	0,000109	2056	1028,12
F3	0,559	20,35	36,40	0,997678	0,002322	63192	99,99	0,552	20,22	36,64	0,997691	0,002309	62812	99,39
F4	0,626	23,61	37,71	0,997305	0,002695	80021	128,65	0,625	23,45	37,51	0,997323	0,002677	79483	127,79
Caso 2: Con fusibles, sin seccionadores barra, sin alimentación alternativa														
F1	0,248	4,17	16,76	0,999524	0,000476	15194	23,30	0,247	4,15	16,79	0,999526	0,000474	15133	23,21
F2	0,140	0,70	5,00	0,999920	0,000080	1505	752,50	0,141	0,70	4,94	0,999920	0,000080	1502	750,97
F3	0,250	4,18	16,68	0,999523	0,000477	12980	20,54	0,251	4,17	16,64	0,999524	0,000476	12929	20,46
F4	0,247	4,16	16,81	0,999525	0,000475	14181	22,80	0,244	4,14	16,99	0,999527	0,000473	14115	22,69
Caso 3: Sin fusibles, con seccionadores barra, sin alimentación alternativa														
F1	0,626	9,74	15,56	0,998888	0,001112	54103	82,98	0,623	9,69	15,55	0,998894	0,001106	53778	82,48
F2	0,192	0,78	4,05	0,999911	0,000089	1700	850,00	0,190	0,77	4,08	0,999912	0,000088	1692	845,76
F3	0,559	8,47	15,15	0,999033	0,000967	40895	64,71	0,562	8,45	15,05	0,999035	0,000965	40683	64,37
F4	0,626	11,66	18,63	0,998669	0,001331	52528	84,45	0,626	11,59	18,53	0,998676	0,001324	52249	84,00

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

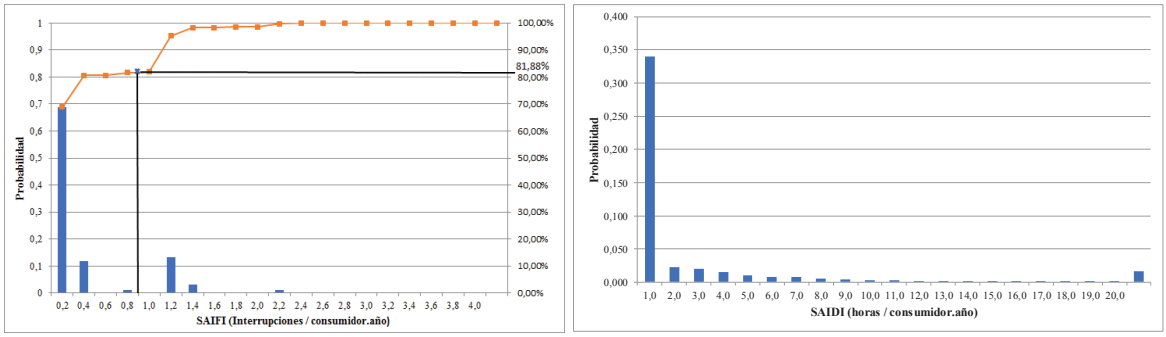
El cálculo utilizado en [31] es la técnica analítica, que es mostrada como ejemplo en el Anexo I, la diferencia en los cálculos de la metodología desarrollada, así como también el tiempo de simulación se muestra en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Comparación de resultados en el cálculo de índices utilizando SMC y técnica analítica de la referencia [31]

	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	ENS	AENS	t [s]
Caso 1: Sin fusibles, sin seccionadores barra, sin alimentación alternativa								
F1	-0,30%	0,96%	1,24%	0,00%	0,95%	0,94%	0,89%	23,07
F2	-0,31%	0,38%	0,69%	0,00%	0,75%	0,38%	0,38%	5,44
F3	1,25%	0,63%	-0,65%	0,00%	0,58%	0,60%	0,60%	23,26
F4	0,16%	0,69%	0,52%	0,00%	0,69%	0,67%	0,67%	28,27
Caso 2: Con fusibles, sin seccionadores barra, sin alimentación alternativa								
F1	0,34%	0,47%	-0,20%	0,00%	0,46%	0,40%	0,38%	23,14
F2	-0,96%	0,20%	1,16%	0,00%	0,32%	0,20%	0,20%	5,46
F3	-0,21%	0,27%	0,24%	0,00%	0,24%	0,39%	0,40%	23,07
F4	1,36%	0,47%	-1,09%	0,00%	0,49%	0,47%	0,47%	28,89
Caso 3: Sin fusibles, con seccionadores barra, sin alimentación alternativa								
F1	0,48%	0,53%	0,06%	0,00%	0,55%	0,60%	0,60%	27,48
F2	1,30%	0,77%	-0,85%	0,00%	0,72%	0,50%	0,50%	5,30
F3	-0,48%	0,22%	0,69%	0,00%	0,23%	0,52%	0,52%	22,93
F4	0,06%	0,57%	0,52%	0,00%	0,56%	0,53%	0,53%	29,91

Los diferencia que se tienen es inferior al 1.5%, con lo cual se valida el método de cálculo de índices utilizando SMC con el análisis de protecciones propuesto para redes radiales, sin considerar alimentación alternativa. Los tiempos de cálculo son inferiores a 30 segundos, que es un tiempo computacional muy alto.

Utilizando el algoritmo desarrollado para el cálculo de índices de confiabilidad utilizando SMC, se pueden realizar análisis de los histogramas, por ejemplo para los índices SAIFI (*Frecuencia media de interrupciones por consumidor)* y SAIDI (*Duración media de interrupción del Sistema*) que se muestran en la Figura 2.10.



a) b)

Figura 2.10 Histograma de frecuencia a) SAIFI y b) SAIDI. Sistema Alimentador F1 RBTS-Bus 2

Las EDs deben llevar un registro histórico de los índices de confiabilidad, al momento de realizar la planificación de una expansión en su sistema, estos resultados pueden ser utilizados de tal manera de asegurar que los índices se encuentren dentro de los límites que exijan cada regulación o los entes rectores del Sector Eléctrico.

A manera de ejemplo para los resultados del SAIFI del alimentador F1 RBTS Bus 2, si el límite se encuentra en 0,8 interrupciones por consumidor año, se tiene una probabilidad del 18,12% que el índice SAIFI supere la limitación impuesta (Figura 2.10 (a)).

2.1.8.1 Análisis de sensibilidad de SAIFI y SAIDI

Se realizará ahora, el análisis de los efectos del equipamiento de seccionamiento y protección, para ello se utilizará el alimentador F4 RBTS Bus 2.

Se simularán en total 8 casos, que corresponde a la combinación de los equipos que pueden utilizarse en los SD. La ubicación del equipo viene dada por cada par de nodos de acuerdo a la Figura 2.11. Se considera en este análisis que el 30% de fallas son permanentes, para visualizar así el beneficio de la utilización de reconectadores, el esquema adoptado será el de salvar fusibles.

- Los seccionadores barra serán ubicados en [4-7], [13-16], [22-24].
- Los seccionadores fusible serán ubicados en [4-5], [4-6], [13-14], [13-15], [22-23], [28-29], [28-30].
- Para el caso donde se considera el reconectador, este será ubicado en [13-16] en lugar del seccionador barra.

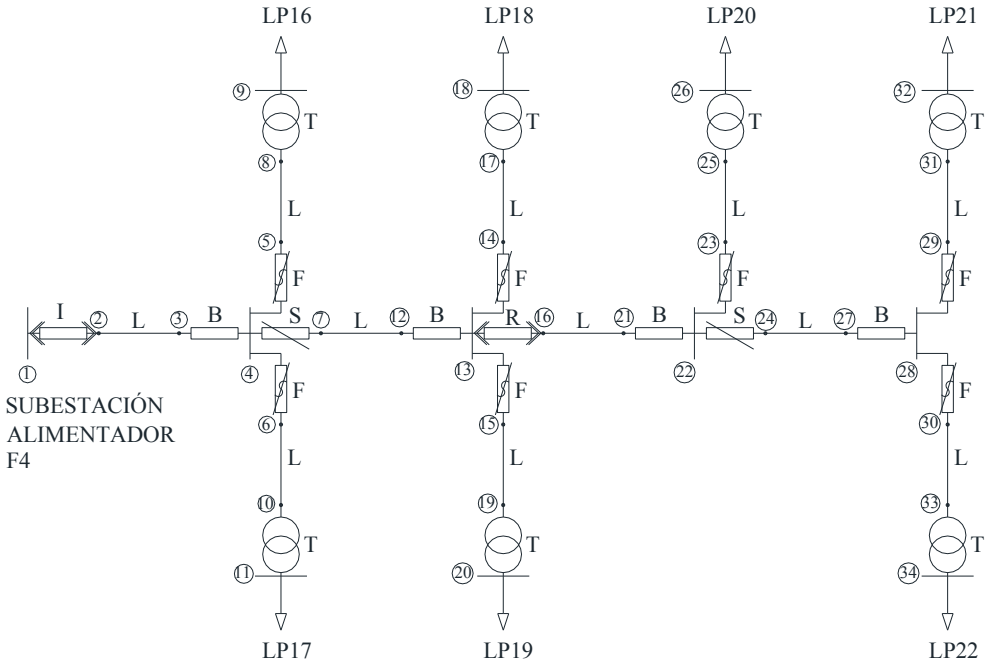


Figura 2.11 Alimentador IEEE-F4 RBTS Bus 2

Casos de Estudio Parte 1: Sin Reconectador (Sin R):

- **Sin S, Sin F, Sin R**: Sin seccionadores barra, sin seccionadores fusibles.
- **Con S, Sin F, Sin R**: Con seccionadores barra, sin seccionadores fusibles.

- **Sin S, Con F, Sin R**: Sin seccionadores barra, con seccionadores fusibles.
- **Con S, Con F, Sin R**: Con seccionadores barra, con seccionadores fusibles.

En la Figura 2.12 se observa que para el SAIFI del alimentador radial, el efecto de ubicar únicamente seccionadores barra, no contribuye a su mejoramiento. Analizando su topología se tiene que, cualquier falla es despejada por el equipo de protección, produciéndose la interrupción del servicio, hasta que éste sea restablecido, eliminando la falla respectiva, u operando un seccionador para el restablecimiento parcial. Se tiene una reducción marcada de este índice al utilizar seccionadores fusibles.

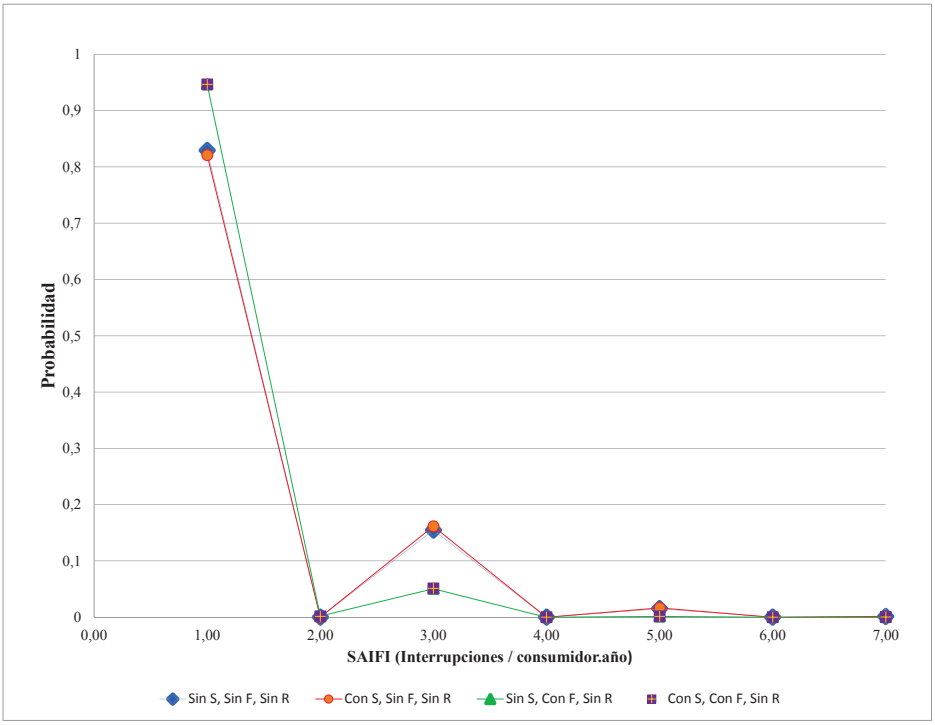


Figura 2.12 Casos Estudio Parte 1 en el índice SAIFI Alimentador F4 RBTS Bus 2

Casos de Estudio Parte 2: Con Reconectador (Con R):

- **Sin S, Sin F, Con R**: Sin seccionadores de barra, sin seccionadores fusibles.
- **Con S, Sin F, Con R**: Con seccionadores de barra, sin seccionadores fusibles.
- **Sin S, Con F, Con R**: Sin seccionadores de barra, con seccionadores fusibles.
- **Con S, Con F, Con R**: Con seccionadores de barra, con seccionadores fusibles.

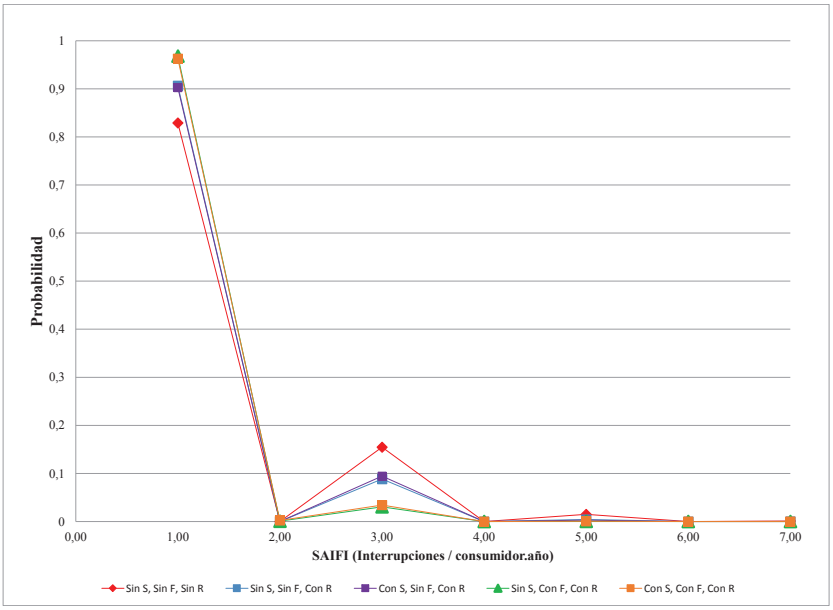


Figura 2.13 Casos Estudio Parte 2 en el índice SAIFI Alimentador F4 RBTS Bus 2

En la Figura 2.13 se muestra el efecto de la utilización de un reconectador en la reducción del SAIFI del alimentador radial, el efecto de la utilización de reconectadores y fusibles es aditivo teniéndose mejores resultados al utilizarse una combinación.

El efecto de la utilización de los diferentes equipos en el índice SAIDI puede observarse en las Figuras 2.14 y 2.15.

Al utilizar la combinación de los tres equipos de protección y seccionamiento se tiene una marcada mejora en el índice SAIDI, como puede verse en la Figura 2.15. Se visualiza su beneficio aditivo al ir complementando el esquema de protección.

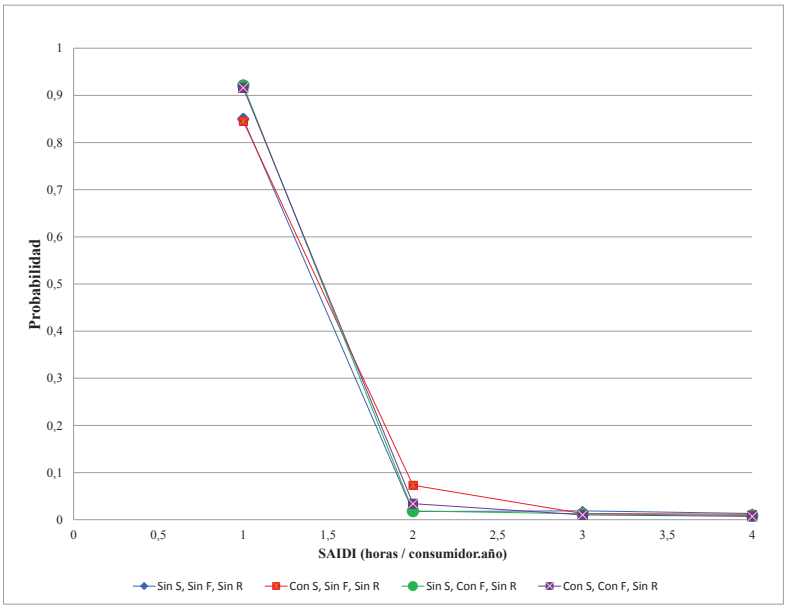


Figura 2.14 Casos Estudio Parte 1 en el índice SAIDI Alimentador F4 RBTS Bus 2

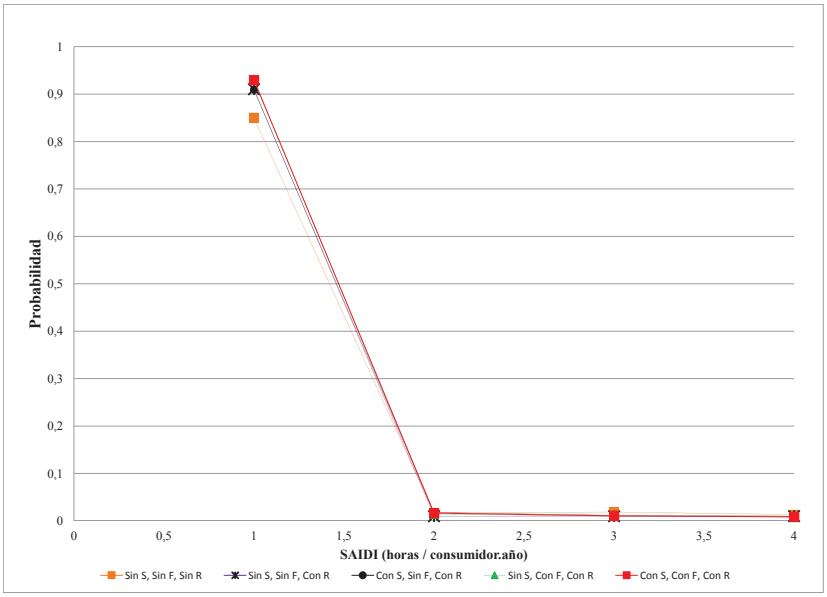


Figura 2.15 Casos Estudio Parte 2 en el índice SAIDI Alimentador F4 RBTS Bus 2

2.2 Eficiencia de Simulación Montecarlo (SMC) utilizando Inteligencia Artificial

El método SMC presenta una gran desventaja en la simulación de grandes sistemas y es el tiempo computacional requerido para la evaluación de los diferentes estados, lo cual lo vuelve poco atractivo para ser utilizado para realizar diagnósticos breves.

En este capítulo se aborda la utilización de las técnicas de inteligencia artificial para reducir los tiempos computacionales de cálculo de la SMC, si bien no se utilizará toda la potencialidad de las mismas, se aprovechará sus cualidades específicas en el campo de la clasificación para potenciar la SMC y así poderla utilizar de mejor manera en el algoritmo de ubicación de equipos de protección.

2.2.1 Redes Neuronales Artificiales (ANN) y Máquina de Soporte Vectorial (SVM) en el cálculo de confiabilidad de sistema

2.2.1.1 ANN aplicadas en el cálculo de índices de confiabilidad

Las ANN ya han sido utilizadas en el cálculo de índices de confiabilidad, como es el caso de [32], donde se ha utilizado un sistema experto basado en ANN para la evaluación de la confiabilidad de la generación y de sistemas de transmisión. La arquitectura del sistema experto es un grupo de subredes en paralelo, que pueden ser entrenadas y probadas para distintos propósitos. Cada una de estas subredes tiene una estructura de un perceptrón multicapa (MLP). El sistema experto asigna a cada capa en paralelo la estimación de cada parámetro, teniendo así una estructura especializada para la confiabilidad de generación y otra para transmisión, la información de entrada define las características de cada sistema.

En [33] se presenta un método para la clasificación de los estados de un sistema de potencia usando una estructura neuronal Konhonen's Self-Organizing Map (SOM). La principal característica de las redes SOM es la habilidad de mapear los datos de entrada en un espacio n-dimensional hacia un espacio de pocas dimensiones (usualmente dos dimensiones), manteniendo las relaciones de una topología inicial. La Potencia Activa y Reactiva de cada barra de carga y la potencia real de generación disponible en cada barra de generación, forman las características de entrada. Un flujo de potencia óptimo (OPF) es el encargado de definir los pesos de cada neurona y determinar, cuál de éstas, es la más representativa en la pérdida o no de carga. Se ha implementado un algoritmo que demuestra la capacidad de esta red neuronal en clasificar adecuadamente la pérdida o no de carga.

2.2.1.2 Redes Neuronales Artificiales (ANN) y Simulación Montecarlo (SMC)

En [5], se propone un método para la evaluación de la confiabilidad mediante la combinación de SMC y SOM y también utilizando una red neuronal Learning Vector Quantization (LVQ), con lo cual se reduce el peso del cálculo comparado con una SMC. En el algoritmo propuesto en [5], toma un número reducido de muestras del espacio completo de la SMC, con la finalidad de convertirlo en un vector de entrenamiento, los diferentes estados de la muestra y un flujo OPF permiten ajustar los pesos de las neuronas, de manera que, al realizar el mapeo completo de la SMC, se pueda reducir en gran medida los tiempos computacionales.

En [6], se propone un método más rápido utilizando una Fuzzy Self Organizing Map (FSOM), de manera que tenga un filtro de estados válidos del sistema, lo cual reduce significativamente el número de estados a ser evaluados, reduciendo el esfuerzo computacional. Trabajo similar fue propuesto por [7] donde se utiliza una SMC no secuencial y utiliza los conceptos de una ANN para clasificar los estados operativos, en este caso se utilizó una red polinomial llamada Group Method Data Handling (GMDH), donde los estados analizados al comienzo de la simulación son adecuados para el entrenamiento y prueba.

2.2.1.3 Máquina de Soporte Vectorial (SVM) y la Simulación Montecarlo (SMC)

Revisando la bibliografía se tienen algunas publicaciones donde se ha implementado la técnica de IA conocida como SVM con SMC. En [8] y [9] se realiza la combinación de SMC con SVM aprovechando la ventaja de velocidad de este método, reduciendo el número de evaluaciones que se requieren, se desarrolla un algoritmo para entrenar un modelo en base a un conjunto de datos, remplazando una función de cálculo del sistema por una función

simple, se realiza así la estimación de confiabilidad del sistema en base a la clasificación de estados entre operación y falla.

Una metodología similar a la anterior fue propuesta en [10] donde la función de cálculo del sistema corresponde a un flujo de carga óptimo (OPF) formulado en forma de programación lineal, además, con la finalidad de reducir el tiempo computacional se lo realiza mediante una arquitectura de multi-núcleos.

2.2.2 Implementación de Redes Neuronales Artificiales (ANN) y Máquina de Soporte Vectorial (SVM) con la Simulación Montecarlo (SMC) para el cálculo de índices en SED

Una vez que se ha desarrollado la metodología de SMC en la sección 2.1 se pueden definir las características más relevantes que intervienen en el cálculo de los índices de confiabilidad utilizando SMC:

1. Se realiza la simulación de un gran número de estados operativos del SED, en su mayoría los estados se repiten.
2. Los estados operativos están ligados a un tiempo de interrupción de acuerdo a los equipos de protección y seccionamiento que se tengan instalados.
3. Debido a la baja probabilidad de falla de los elementos, se tiene por cada estado operativo, la salida de un único elemento.

Conociendo estas características se puede definir el espacio donde, tanto las ANN y SVM pueden ser implementadas, se conoce de antemano que son herramientas con gran capacidad para adaptarse a problemas de clasificación, y pueden ser implementadas directamente en la exploración de los estados operativos, obteniendo una clasificación previa, reduciendo en gran medida los tiempos requeridos para el análisis de protecciones por cada estado.

2.2.2.1 Definición del Tipo de Red Neuronal Artificial

Uno de los principales pasos que se toma en cuenta en la utilización de ANN es la selección del tipo de red, lo cual implica conocer el tipo de problema que se quiere tratar. En este trabajo se evaluaron los diferentes tipos de ANN que son utilizadas en tareas de clasificación, dentro de las más sobresalientes se tiene los siguientes tipos:

- Perceptrón Multicapa (Multi Layer Perceptron MLP)
- Mapas de Auto-Organización (Self Organizing Feature Maps SOM)
- Aprendizaje cuantitativo de vectores (Learning Vector Quantization LVQ)

- Redes con funciones de base radial (Radial Basis Function Networks RBF)
- Redes Neuronales Probabilísticas (Probabilistic Neural Network PNN)

Para el entrenamiento de los diferentes tipos de ANN, se toma como datos de entrada, la matriz de estados binaria, donde cada segmento del sistema se encuentra representado por su estado (1: en servicio, 0: fuera de servicio), y como salida, una matriz de clases, que definen los principales parámetros para el cálculo de índices de confiabilidad.

Se han utilizado los modelos desarrollados en el software Matlab y su herramienta de redes neuronales. Se verificaron los tiempos computacionales, desde su entrenamiento hasta su prueba para una matriz de estados que representan 5000 años de simulación, los resultados se muestran a continuación en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Errores de clasificación de estados y tiempo computacional utilizando Matlab

Red Artificial Neuronal	Tiempo [s]	Error [%]
Feed Forward Black Propagation (FFBP)	0,1910	49,04
Self Organizing Feature Maps (SOM)	0,3377	89,32
Learning Vector Quantization (LVQ)	0,6913	54,96
Radial Basis Function Networks (RBF)	0,1099	0
Probabilistic Neural Network (PNN)	0,1009	0

Para la clasificación de estados binarios se observa que el rendimiento de las ANN, como FFBP, SOM y LVQ es reducido, su eficacia aumenta cuando los datos de entrada corresponden a características de clases, si bien se podría mejorar su eficacia al probar diferentes parámetros de acuerdo al tipo de red, esta evaluación preliminar es suficiente para determinar la mejor alternativa de ANN para su aplicación.

2.2.2.2 Algoritmo para la utilización ANN y SVM con la SMC

En la sección 2.1 se desarrolló la metodología para el cálculo de índices de confiabilidad mediante SMC, si bien se tiene buenos resultados en el cálculo de índices, el tiempo computacional requerido crece al aumentar la complejidad del sistema a ser analizado. La utilización de ANN y SVM ha demostrado su eficacia en las tareas de clasificación y ya han sido implementadas en estudios anteriores para el cálculo de la confiabilidad de los sistemas. Se utilizará el mismo principio para reducir así el tiempo computacional.

Es así que se procederá a remplazar parte del algoritmo desarrollado en la sección 2.1.6 para la utilización de ANN y SVM. Los principales pasos para su utilización los siguientes:

- Creación de una base para el entrenamiento de ANN y SVM, en base al sistema y a los estados operativos, se tiene por objetivo crear una matriz de estados

operativos de muestra, y utilizando la función de análisis de operación de protecciones que fue desarrollada, se encontrarán las salidas que se esperan y que son utilizadas para el cálculo de índices de confiabilidad, esto es: demanda fuera de servicio, consumidores fuera de servicio, la aplicación o no de una operación de seccionamiento y al aplicar la operación de seccionamiento, la demanda y los consumidores fuera de servicio, como puede observarse en la Figura 2.16. Esta base de entrenamiento puede separarse en clases, debido a que las salidas de los estados operativos pueden ser idénticas.

- Entrenamiento de la ANN y SVM, utilizando las bases de entrenamiento de entrada y salida, con el objetivo de tener un clasificador y utilizarlo para la muestra completa de estados obtenidos de la SMC.

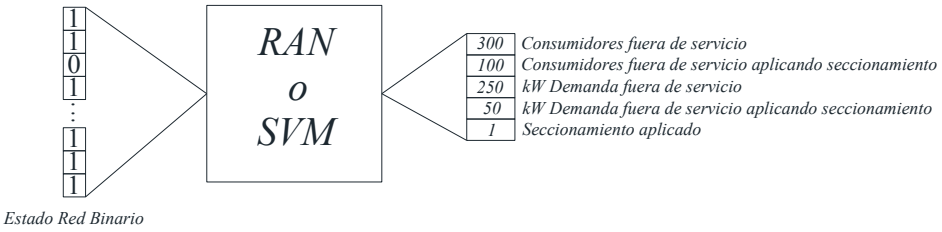


Figura 2.16 ANN o SVM aplicada a la clasificación de estados

Remplazando los pasos anteriores al algoritmo se obtendrá como resultado el esquema de aplicación mostrado en la Figura 2.17.

2.2.3 Simulación y análisis de resultados de ANN y SVM con SMC

Se utilizará el alimentador F4 RBTS Bus 2, para realizar el cálculo de índices de confiabilidad, utilizando el algoritmo de SMC desarrollado en la sección 2.1, para tener una base del tiempo computacional requerido, estos resultados se muestran en la Figura 2.18.

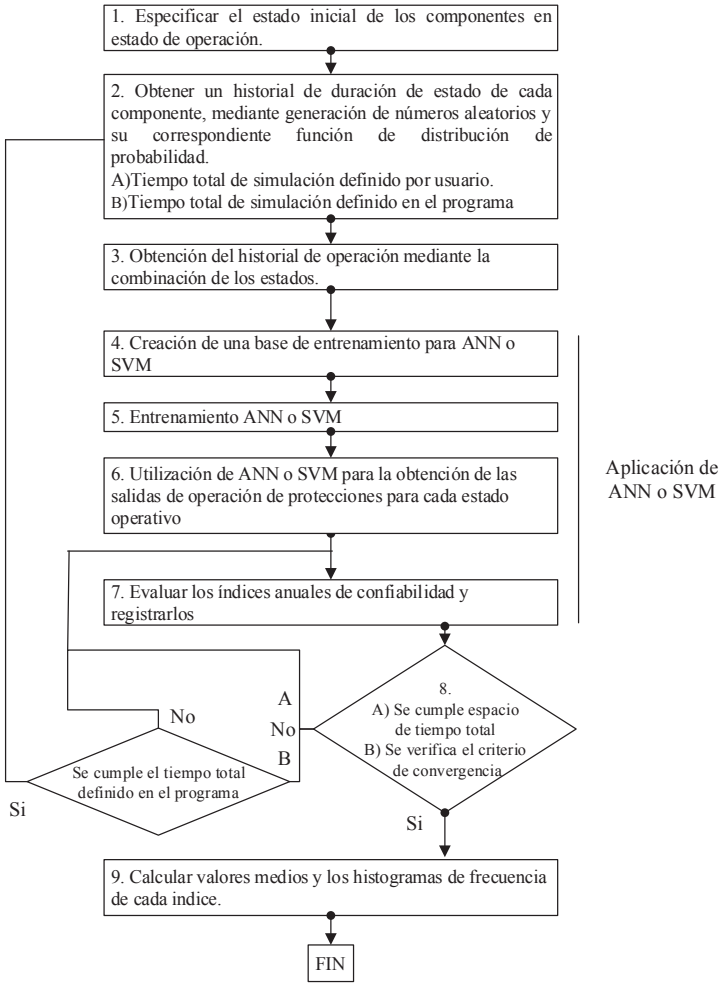
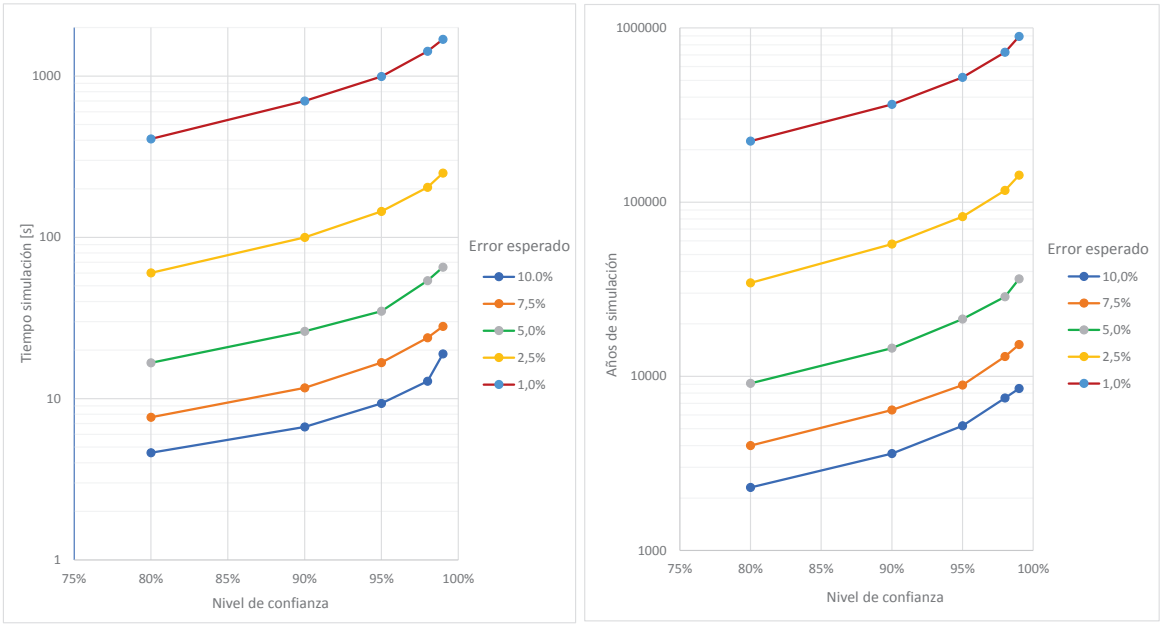


Figura 2.17 Algoritmo de cálculo de índices de confiabilidad aplicando ANN y SVM.



a) b)

Figura 2.18 Tiempos y años de simulación F4 RBTS Bus 2, método tradicional a) Tiempo de simulación b) Número de años simulados.

Se puede observar en los resultados que tanto el tiempo de simulación, como los años requeridos para que se alcance la convergencia aumentan exponencialmente mientras menor sea el error. Se tiene así, que una diferencia de error de 2,5% (de 10% a 7,5%), corresponde a un aumento de 3 segundos y 1500 años, en cambio una diferencia de 1,5% (2,5% a 1,0%) corresponde a 340 segundos y 270.000 años simulados, mientras más preciso se requiera el resultados, el número de años simulados y tiempo computacional crece enormemente.

Al utilizar ANN y SVM para mejorar los tiempos computacionales, y analizando todos los casos mostrados en la Figura 2.18, se tienen los resultados mostrados en la Figura 2.19.

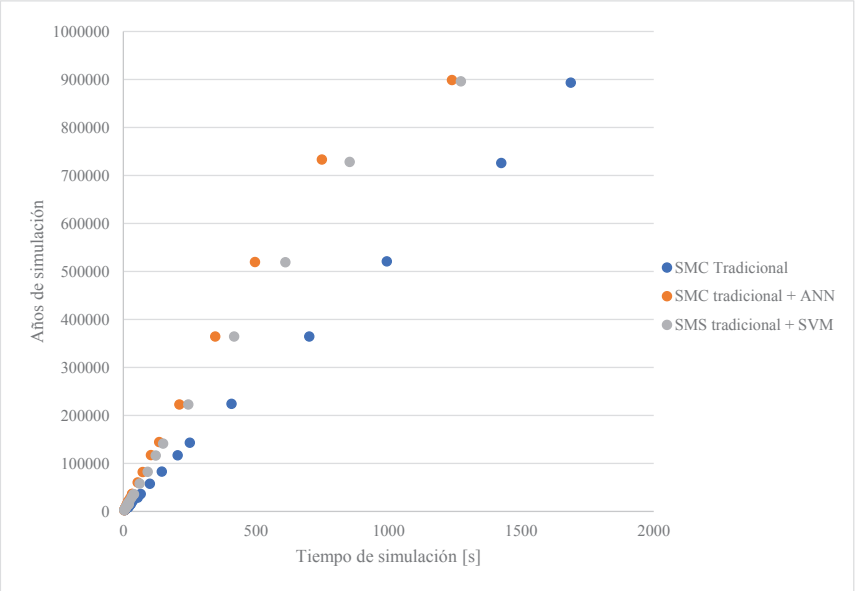


Figura 2.19 Mejora del tiempo computacional al utilizar ANN y SVM

Los años de simulación para cada caso, muestran ser similares, los tiempos computacionales se reducen hasta en 50% del utilizado en la simulación tradicional, con lo cual se obtiene una gran mejora, permitiendo utilizar la SMC en la siguiente parte del desarrollo de la metodología para la ubicación óptima de equipos de protección y seccionamiento.

2.3 Metodología para la Ubicación Óptima de Dispositivos de Protección en Sistemas de Distribución mediante Algoritmos Genéticos (AG)

La confiabilidad de los SEDs está ligada directamente a la ubicación de los dispositivos de protección y seccionamiento, tradicionalmente se utilizan los siguientes equipos:

- Reconectadores Automáticos.

- Seccionadores fusible.
- Seccionadores barra.

La ubicación óptima de estos equipos con la finalidad de reducir inversiones y mejorar los índices de confiabilidad es una tarea compleja, la utilización de herramientas de optimización de los SEDs requiere del desarrollo de metodologías no tradicionales conocidas como heurísticas, dentro de las cuales ha tenido gran impacto la Inteligencia Artificial (IA).

2.3.1 Algoritmos Genéticos para ubicación de equipos de protección

Se han realizado algunas publicaciones de trabajos donde ya se han utilizado AG para la ubicación de equipos de seccionamiento y protección en las RD.

En [17] se utiliza la metodología de AG para la ubicación óptima de seccionalizadores, la función de evaluación se desarrolla analíticamente, tomando en cuenta costos de pérdidas de energía y la inversión realizada en el equipamiento.

En [18] y [19] se presenta un modelo de programación entera no lineal (PNLE), con variables reales y binarias, para el problema de asignación de seccionadores y dispositivos de protección, con el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad. La técnica de solución propuesta utiliza un AG, su desarrollo explota las características físicas del problema. Se presentan los resultados obtenidos mediante simulaciones para una red real.

Un método para llevar a cabo la asignación optimizada de los dispositivos de protección para mejorar el SAIFI en función de la ubicación actual de los dispositivos se realizó en [20], utilizando un AG se optimizó una función objetivo analítica, que toma en cuenta los costos de instalación de distintos equipos de protección y seccionamiento.

2.3.2 Esquema general de la metodología propuesta

La metodología planteada toma como base el algoritmo descrito en 1.5.12, al cual se le realizan las adaptaciones necesarias para obtener la solución al problema de ubicación óptima de equipos de protección y seccionamiento. Esta tarea requiere de una configuración de los operadores, además, de un mayor esfuerzo computacional, debido a que la función de evaluación será realizada en parte mediante SMC. A pesar que se utiliza una función sencilla de análisis de protecciones para sistemas radiales, es necesario ejecutar la simulación un gran número de veces lo cual aumenta el tiempo de ejecución.

Se utilizará además las herramientas de IA como son las ANN y SVM, para reducir los tiempos computacionales de ejecución de la aplicación, de acuerdo al algoritmo desarrollado en la sección 2.2.

Al utilizar una metodología como es la SMC, se puede escalar a sistemas grandes y complejos, convirtiéndose en una base para posteriores estudios.

Para visualizar de mejor manera los procesos que sigue el algoritmo se lo muestra en la Figura 2.20.

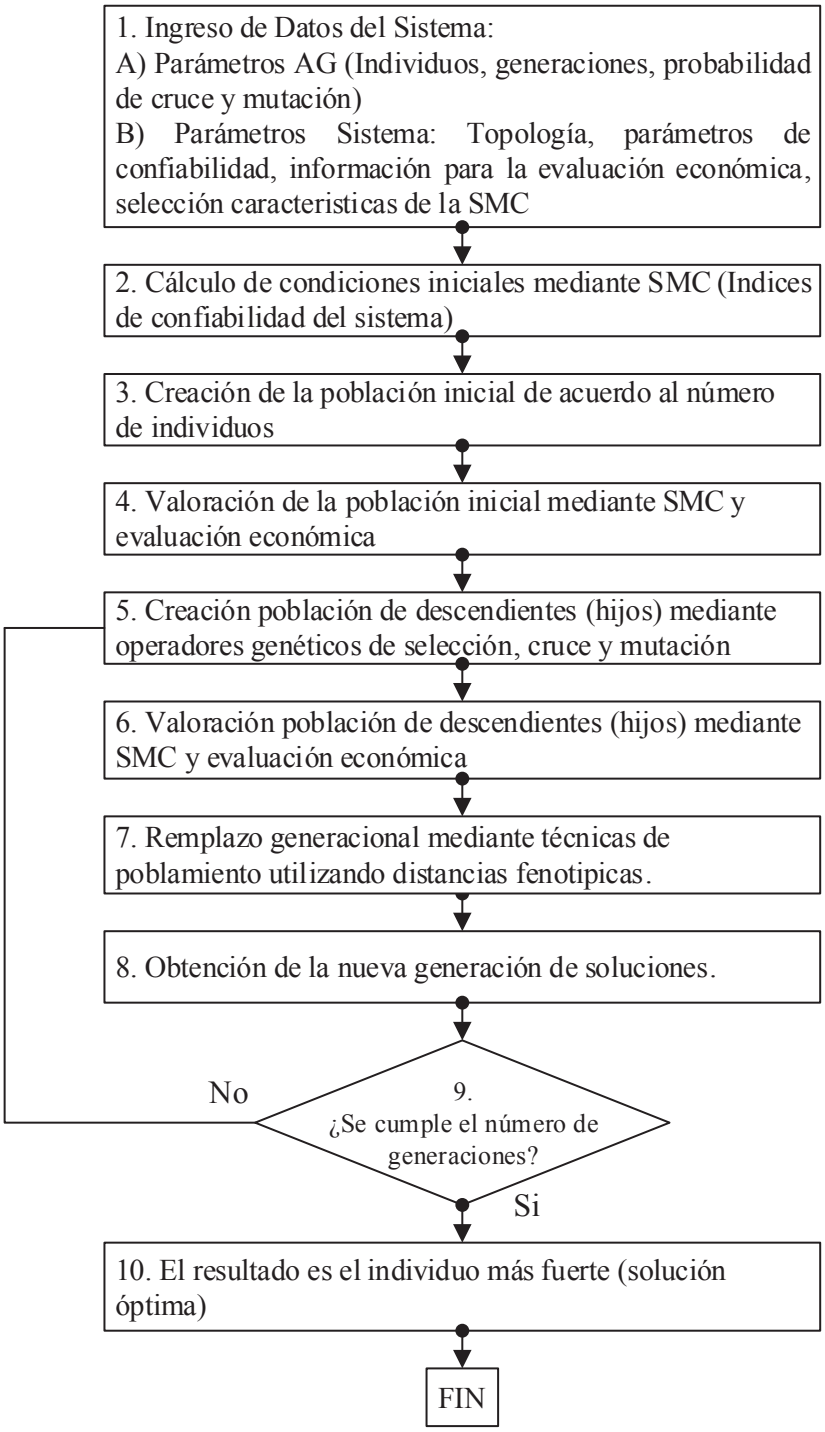


Figura 2.20 Diagrama de flujo del algoritmo genético para la solución del problema de ubicación óptima de equipos de protección

2.3.2.1 Modelo de demanda en los nodos

Para representar adecuadamente la demanda dentro de un SED, se toma en consideración la información disponible en los sistemas en la actualidad, cada transformador del SD representa la demanda de los usuarios conectados a éste; ya que no se dispone de mediciones de la demanda del transformador, en el presente estudio se utilizará la demanda media L_a que viene dada por la Ecuación 1.11, tomando en cuenta los consumos de energía de los usuarios conectados a dicho transformador, información disponible de la facturación de las EDs a sus consumidores.

2.3.2.2 Equipos de Protección y Seccionamiento

En la sección 2.1.7 se revisó los efectos en los índices de confiabilidad que tienen los distintos equipos de protección, los cuales serán utilizados en la metodología desarrollada en el presente trabajo, y que se detallan a continuación:

- Seccionadores Fusibles
- Seccionadores Barra
- Reconectadores Automáticos

En la cabecera del alimentador, como práctica común en las ED, se dispone de un interruptor con su relé de protección, utilizando funciones de protección de sobrecorriente (50/51-50N/51N). Los interruptores de la subestación también están en la capacidad de realizar esquemas de recierre mediante la función 79.

2.3.2.3 Sistema de Distribución

El SD será de tipo radial, no se consideran transferencias de carga en sus extremos, con estas consideraciones se utilizará una programación que simule la actuación de los equipos de protección.

2.3.2.4 Información del sistema

La información requerida del sistema, la misma que será utilizada en la SMC para valorar las propuestas de solución, calculando los índices de confiabilidad y evaluando económicamente, será la siguiente:

- Topología del sistema (nodos envió y recepción)
- Demanda de Potencia Media por nodo del sistema
- Parámetros de confiabilidad de las secciones o equipos
- Método de convergencia de la SMC
- Tipos de funciones de distribución aplicada a los tiempos de operación y reparación.

- Parámetros para evaluación económica.

2.3.2.5 Información requerida por el algoritmo genético

Para la resolución del problema el algoritmo implementado requiere de la siguiente información:

- Probabilidad de cruce
- Probabilidad de mutación
- Número de individuos por generación
- Número de generaciones

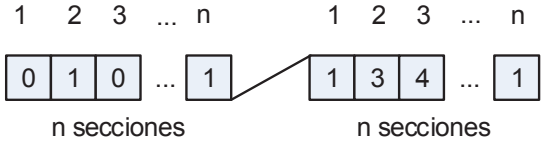
2.3.2.6 Población inicial

Representación de las soluciones

Se ha adoptado la representación mediante un *cromosoma* en dos partes, la primera parte formada por un arreglo binario de número de genes igual al número de secciones donde puede ser instalado un equipo de protección, donde su valor 1 o 0 indica si un equipo está instalado o no, en la sección indicada por su posición, la segunda parte, formada por un arreglo de números enteros, los mismos, que pueden tomar los siguientes valores:

1: Ningún equipo instalado
2: Seccionador barra
3: Seccionador fusible
4: Reconectador

Gráficamente se muestra la representación de las soluciones en la Figura 2.21.



Indice	Equipo de Protección
1	Ningún Equipo Instalado
2	Seccionador Barra
3	Seccionador Fusible
4	Reconectador

Figura 2.21 Representación de un *cromosoma* mixto, parte 1 ubicación o no de un equipo de protección, parte 2 el equipo de protección de acuerdo al índice.

Población

Existen dos factores a ser considerados para encontrar la población inicial, el primero es decidir el número de individuos, la cantidad debe estar de acuerdo al tamaño del problema, se recomienda una población mayor a 3 veces el número de segmentos donde pueden ser instalados equipos en el sistema. El tamaño de la población es un factor que determina el

tiempo requerido para encontrar el óptimo, una población de gran tamaño no garantiza que se generen individuos con mayor fitness. El segundo factor es la forma como se encuentra esta población, la misma que puede ser aleatoria o aleatoriamente controlada, si se forma una población aleatoria, se generan esquemas de protección con demasiados elementos de protección disminuyendo así la efectividad del algoritmo, al utilizar una población aleatoriamente controlada, se obtendrá por una parte un número reducido de equipos, con lo cual el algoritmo inicia para ir optimizando las soluciones [28].

2.3.2.7 Valoración del esquema de protección

Costos de Instalación de Equipos de Protección

Los costos de instalación del equipamiento de protección corresponden a la inversión requerida para: la adquisición de los equipos y materiales y los costos de mano de obra de montaje.

Costos de Retiro de Equipos de Protección

Si se tiene un esquema de protección instalado y se propone otro, se debe retirar este primero para proceder a instalar el equipamiento nuevo, teniendo así un costo de esencialmente mano de obra y es una inversión que no genera costos posteriores.

Costos por Operación y Mantenimiento

El nuevo costo que se genera por el esquema de protección adoptado corresponde al aumento de mano de obra en actividades de mantenimiento y de operación, para definirlo dentro de la metodología se considera que estos son un porcentaje de la inversión realizada, estos costos son anuales.

Se considera además costos eventuales por daño y reposición de unidades y la depreciación del equipamiento.

Ejemplo de valoración

Para ver apropiadamente la formulación de costos se presenta el siguiente ejemplo:

I : Inversión Inicial, donde se incluye costo de adquisición de equipos y materiales y costos de mano de obra de montaje.

R : Inversión Inicial, donde se incluye costo de mano de obra de montaje para el retiro de equipamiento instalado para proceder a instalar el equipamiento nuevo.

n_c : Número de años de vida útil del equipo.

m : Gastos de operación y mantenimiento anual.

$D = I / n_c$: Depreciación.

$n1, n2$: Años donde se requieren de desembolsos eventuales por daño y reposición de unidades.

r: Monto del desembolso eventual.

i: Tasa de descuento de la inversión.

Para encontrar el costo total de la inversión se realiza un flujo de fondos que se muestra gráficamente en la Figura 2.22.

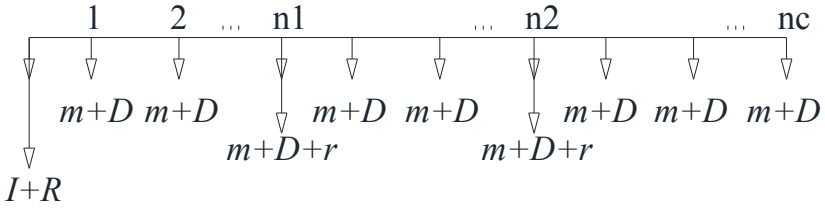


Figura 2.22 Flujo de fondos de costos en la inversión de un equipo eléctrico

Llevando el flujo de fondos a valor presente se tiene que el *costo para instalación y retiro de un equipo eléctrico (CIRE)* es el siguiente:

$$CIRE = VP_{instalación} + VP_{retiro} + VP_{OyM} + VP_{depreciación} + VP_{repar1} + VP_{repar2}$$

Ecuación 2.1. Flujo de fondos a valor presente para el costo de instalación y retiro de un equipo eléctrico

$$CIRE = I + R + (m + D)\left(\frac{(1+i)^{n_c} - 1}{i(1+i)^{n_c}}\right) + r\left(\frac{1}{(1+i)^{n1}}\right) + r\left(\frac{1}{(1+i)^{n2}}\right)$$

Ecuación 2.2. Desarrollo del flujo de fondos para el costo de instalación y retiro de un equipo eléctrico

El valor de salvamento es despreciable, los gastos de operación y mantenimiento se consideran aproximadamente el 2% del costo de inversión, la depreciación es uniforme dentro del periodo de vida útil del equipo, se considera que en el año 5 y 10 de su instalación se realizan desembolsos eventuales, aproximadamente el monto del desembolso eventual será del 30% del costo de inversión, la tasa de descuento es el 12%.

Considerando que no hay equipos a retirar (R=0), los costos de instalación se muestran en la Tabla 2.8 para un equipamiento a 22,8 kV.

Tabla 2.8 Costos de instalación y retiro de equipamiento eléctrico

Costo Instalación de Equipo de Protección y Seccionamiento	Costo total CIRE
Instalación seccionador fusible trifásico	$3.745,69
Instalación seccionador trifásico barra	$3.280,41
Instalación reconectador trifásico	$43.773,96
Instalación seccionador fusible monofásico	$1.727,75
Instalación seccionador monofásico barra	$1.572,66
Instalación reconectador monofásico	$21.122,43

Los costos de retiro (R) del equipamiento de protección y seccionamiento ya instalado, para una red de 22,8 kV se estiman en la Tabla 2.9, el retiro de equipamiento no genera costos posteriores:

Tabla 2.9 Costos de instalación y retiro equipamiento eléctrico

Costo Retiro de Equipo de Protección y Seccionamiento	Costo total CIRE
Retiro seccionador fusible trifásico	$147,47
Retiro seccionador trifásico barra	$147,47
Retiro reconectador trifásico	$452,32
Retiro seccionador fusible monofásico	$96,40
Retiro seccionador monofásico barra	$96,40
Retiro reconectador monofásico	$289,79

Nota: Los costos de instalación y retiro, fueron obtenidos en base a la elaboración de un diseño, que fue valorado con precios reales de equipos y materiales y costos de mano de obra utilizando precios referenciales utilizados en la EEQ.

Ingreso por reducción de ENS (IRENS)

En la sección 1.5.3.2 se definió la ENS anual como un índice de confiabilidad de los SDs ($ENSa,0$), al aplicar un esquema de protección distinto se obtiene un valor diferente ($ENSa,1$), *el ingreso por reducción de ENS (IRENSa),* considerando un c*osto unitario por ENS (*Ce*),* se lo obtiene con la siguiente Ecuación:

$$IRENSa = Ce(ENSa,0 - ENSa,1)$$

Ecuación 2.3. Ingreso por reducción de ENS

Donde, Ce está en $\$/kWh$ y está definido por los costos de la energía que no ha sido suministrada en una interrupción del servicio. Se tomará como referencia únicamente el costo de la facturación de la energía debido a que no se dispone de valores aplicables a las EDs ecuatorianas.

Así, tomando cuenta los n_c años de vida útil del equipo a una tasa de descuento de i % anual.

$$IRENS = IRENSa \cdot \left(\frac{(1+i)^{n_c} - 1}{i(1+i)^{n_c}} \right)$$

Ecuación 2.4. Ingreso por reducción de ENS a valor presente

El cálculo de índices de confiabilidad se lo realiza utilizando el método de SMC descrito en la sección 2.1, donde la ubicación de los equipos de protección determina la ENS. Para la evaluación de las soluciones se utiliza estos resultados y la correcta aplicación de los beneficios por reducción de ENS y los costos de instalación y retiro del nuevo esquema de protección.

La función objetivo vendrá definida por el beneficio total que se tiene de la diferencia de los ingresos y los costos de instalación y retiro de equipo eléctrico:

$$BIE = IRENS - CIRE$$

Ecuación 2.5. Beneficio por la instalación y retiro de equipo eléctrico

Penalización de la función objetivo

La penalización de la función objetivo descrita anteriormente puede sufrir penalizaciones, que toman en cuenta los objetivos de la búsqueda, en este caso, es la mejora en los índices de confiabilidad, además, las soluciones deben ser aplicables en la realidad, se definen entonces dos penalizaciones:

- Si no se obtiene un mejoramiento de los índices de confiabilidad como el SAIFI y SAIDI.
- Si el número de equipos de protección en serie excede un número determinado que permita su coordinación adecuada.

La función de valoración de las soluciones penaliza el beneficio obtenido, con lo cual las soluciones de las nuevas generaciones van eliminando los individuos progresivamente si no cumplen estas condiciones.

2.3.2.8 Parámetros del AG utilizado

Cruce

Una vez que se ha realizado el emparejamiento aleatorio se realiza el cruce, el método adoptado es de doble punto.

Mutación

Una vez realizado el cruce, los nuevos *cromosomas* se someten a una mutación de sus genes, la probabilidad de mutación se recomienda sea muy baja.

Remplazo generacional (método de los nichos)

Este esquema de selección y remplazo que utilizan los algoritmos genéticos para resolver problemas multimodales ha sido utilizada para mantener la diversidad genética dentro de la población, la misma que ayuda a la exploración de campo de posibles soluciones, su codificación es descrita en la sección 1.5.12. El remplazo generacional se lo realiza mediante el procedimiento de poblamiento determinístico utilizando distancias fenotípicas.

2.3.2.9 Resultados

Los resultados están en la determinación del conjunto de *cromosomas* los cuales reducen la ENS de la red y mejora los diferentes índices de confiabilidad maximizando el beneficio tanto técnico y económico del esquema de protección.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Resultados

La metodología descrita en este trabajo fue implementada en un programa desarrollado en Matlab, tanto la guía de utilización como el código del programa se encuentran en los Anexos VI y VII respectivamente.

3.1.1 Sistema de Prueba Radial 4 cargas

El sistema radial de 4 cargas (Anexo IV) ha sido utilizado para evaluar el resultado de la aplicación del algoritmo desarrollado. La información para la ejecución del algoritmo se muestra en la Tabla 3.1. Los costos de instalación de equipos son los mismos a los mostrados en las Tablas 2.8 y 2.9.

Tabla 3.1. Datos de Simulación Sistema de Prueba 4 cargas

Parámetros Algoritmo Genético		**Parámetros Evaluación Económica**	
Individuos	60	Años de vida útil del equipamiento	15
Generaciones	100	Años de los desembolsos eventuales	5/10
Probabilidad de Cruce [%]	90,00	Costos de O y M [% Inversión]	2
Probabilidad de Mutación [%]	1,00	Costo de desembolsos eventuales [% Inversión]	30
		Tasa de descuento [%]	12
Parámetros SMC		**Características de operación del SD**	
Modo Simulación	Convergencia	Operación Reconectadores	Fundir Fusible
Intervalo de confianza [%]	90	Tiempo de operación manual de seccionadores	30 min
Error relativo máximo [%]	5	Probabilidad de que las fallas sean permanentes	1,0
Índice convergencia:	ENS	Función de Distribución del Tiempo de falla	Exponencial
		Función de Distribución del Tiempo de reparación	Exponencial
		Reconexión Interruptor de la S/E:	No

3.1.1.1 Caso de Estudio 1: Ubicación de seccionadores barra

Se ha modificado el algoritmo para que únicamente ubique seccionadores barra dentro del sistema, con la finalidad de ver el comportamiento y las soluciones que se obtienen. Se realizaron varias simulaciones variando el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 3.2 y en las Figuras 3.1 y 3.2.

Tabla 3.2 Resultados Caso de Estudio 1: Solo seccionadores barra y variación de CENS

	CENS [USD$/kWh]		0,04	0,06	0,08	0,1	0,12	0,14	0,16
	Beneficio [USD$		$ 3.640	$ 8.066	$ 12.230	$ 16.845	$ 21.394	$ 25.753	$ 30.837
	SAIFI	2,19	2,29	2,09	2,23	2,19	2,18	2,29	2,20
	SAIDI	5,78	3,61	3,56	3,61	3,40	3,41	3,41	3,42
	CAIDI	2,64	1,58	1,70	1,62	1,55	1,56	1,48	1,56
	ASAI	0,99934	0,99959	0,99959	0,99959	0,99961	0,99961	0,99961	0,99961
	ENS	80854	49320	48543	49252	46396	46514	46534	46759
	AENS	26,95	16,44	16,18	16,42	15,47	15,50	15,51	15,59
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	B	B	B	S	S	S	S
10	11	B	S	S	S	S	S	S	S
10	12	B	S	S	S	S	S	S	S

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

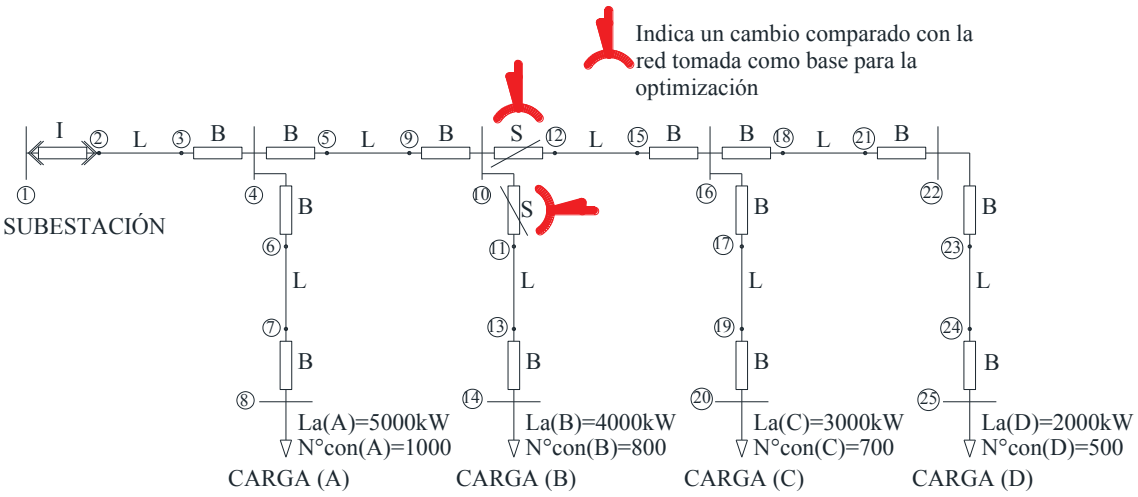


Figura 3.1 Solución Caso de Estudio 1. CENS: 0,04-0,08 [USD$/kWh]

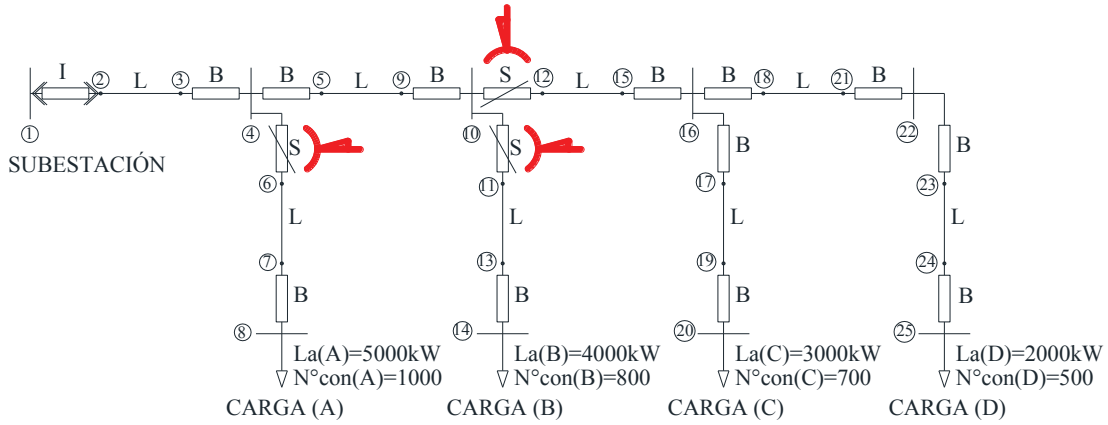


Figura 3.2 Solución Caso de Estudio 1. CENS: 0,10-0,16 [USD$/kWh]

Ahora, se realizan varias simulaciones utilizando un CENS fijo de 0,10 [USD$/kWh] y variando el costo de instalación de los equipos, esta variación es de manera proporcional a un factor (*k*), obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 3.3 y en las Figuras 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6.

Tabla 3.3 Resultados Caso de Estudio 1: Solo seccionadores barra y variación de costo de instalación

	Beneficio [USD$		$ 21.558	$ 17.836	$ 16.845	$ 14.841	$ 13.856	$ 2.581
	k (factor de costo)		0,4	0,8	1	1,4	1,6	4
	SAIFI	2,16	2,19	2,19	2,19	2,28	2,16	2,14
	SAIDI	5,73	3,08	3,39	3,40	3,65	3,59	4,21
	CAIDI	2,66	1,41	1,55	1,55	1,60	1,66	1,96
	ASAI	0,99935	0,99965	0,99961	0,99961	0,99958	0,99959	0,99952
	ENS	80253	42405	46247	46396	49784	48935	57383
	AENS	26,75	14,13	15,42	15,47	16,59	16,31	19,13
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	S	S	S	B	B	B
10	11	B	S	S	S	S	S	B
10	12	B	S	S	S	S	S	S
16	17	B	S	B	B	B	B	B
16	18	B	S	B	B	B	B	B

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

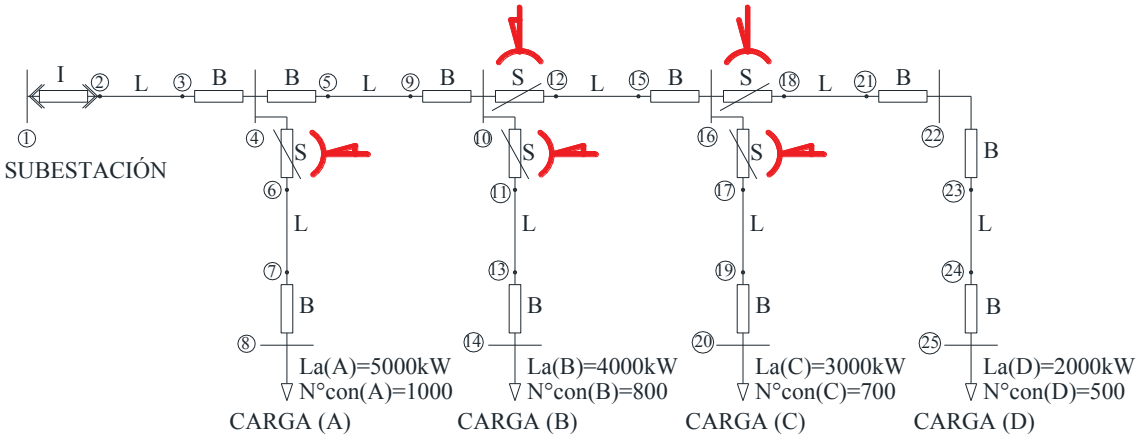


Figura 3.3 Solución Caso de Estudio 1. Factor de Costo: 0,4

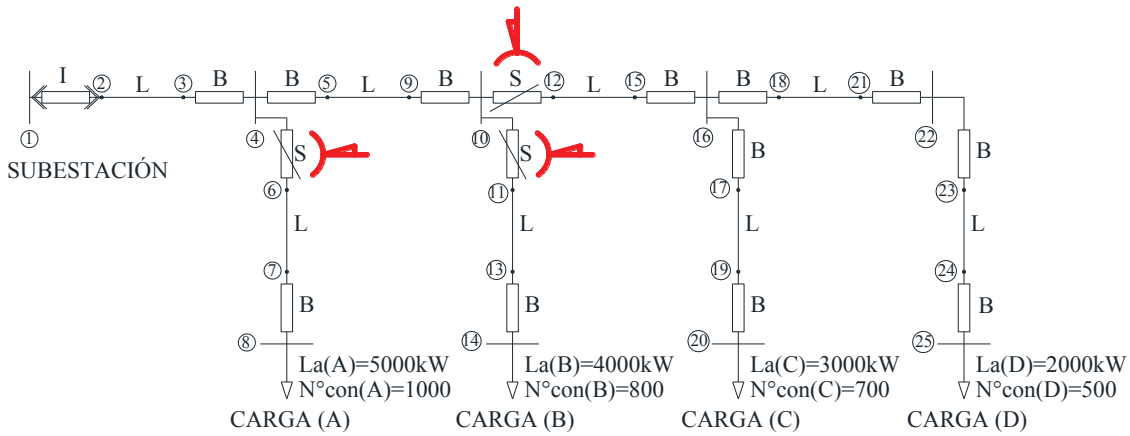


Figura 3.4 Solución Caso de Estudio 1. Factor de Costo: 0,8-1,0

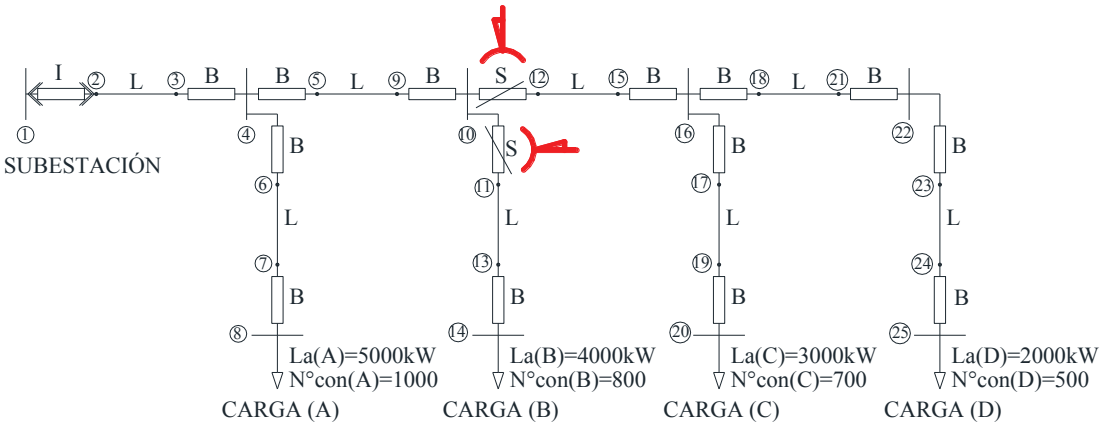


Figura 3.5 Solución Caso de Estudio 1. Factor de Costo: 1,4-1,6

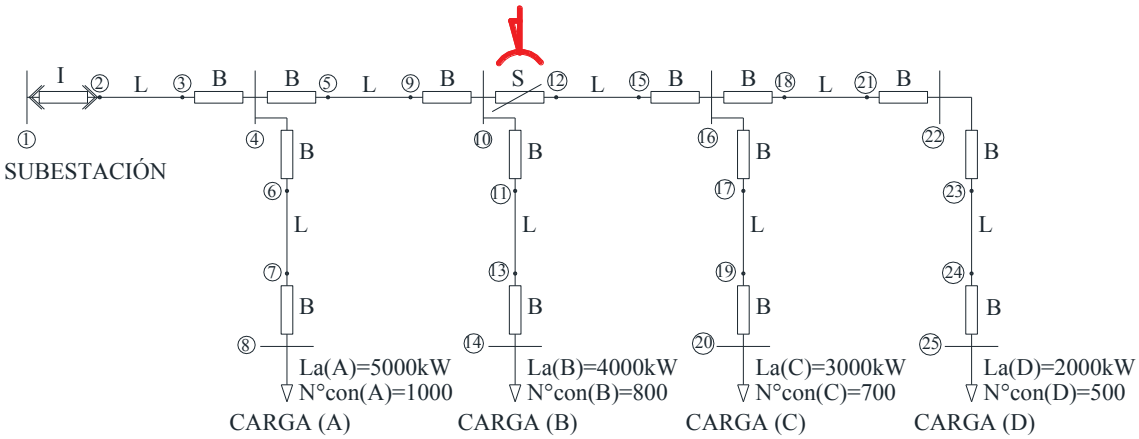


Figura 3.6 Solución Caso de Estudio 1. Factor de Costo: 4,0

3.1.1.2 Caso de Estudio 2: Ubicación de Seccionadores Fusibles

Para este caso de estudio en lugar de únicamente seccionadores barra se utilizará seccionadores fusibles, se han realizado varias simulaciones variando el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 3.4 y en las Figuras 3.7, 3.8 y 3.9.

Tabla 3.4 Resultados Caso de Estudio 2: Solo seccionadores fusible y variación de CENS

	CENS [USD$/kWh]		0,04	0,06	0,08	0,1	0,12	0,14	0,16
	Beneficio [USD$		$ 5.322	$ 10.634	$ 16.345	$ 21.996	$ 27.880	$ 33.539	$ 39.777
	SAIFI	2,19	1,11	1,11	0,94	0,95	0,93	0,98	0,89
	SAIDI	5,78	3,04	3,07	2,80	2,79	2,80	2,80	2,52
	CAIDI	2,64	2,73	2,76	2,99	2,93	2,99	2,85	2,84
	ASAI	0,99934	0,99965	0,99965	0,99968	0,99968	0,99968	0,99968	0,99971
	ENS	80854	41032	41416	37808	37630	37756	37730	34240
	AENS	26,95	13,68	13,81	12,60	12,54	12,59	12,58	11,41
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	B	B	F	F	F	F	F
10	11	B	F	F	F	F	F	F	F
10	12	B	F	F	F	F	F	F	F
16	18	B	B	B	B	B	B	B	F

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

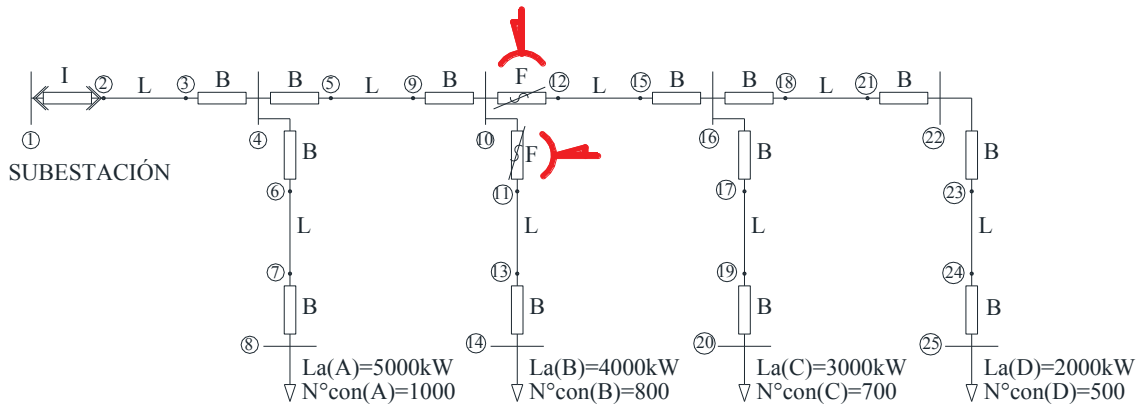


Figura 3.7 Solución Caso de Estudio 2. CENS: 0,04-0,06 [USD$/kWh]

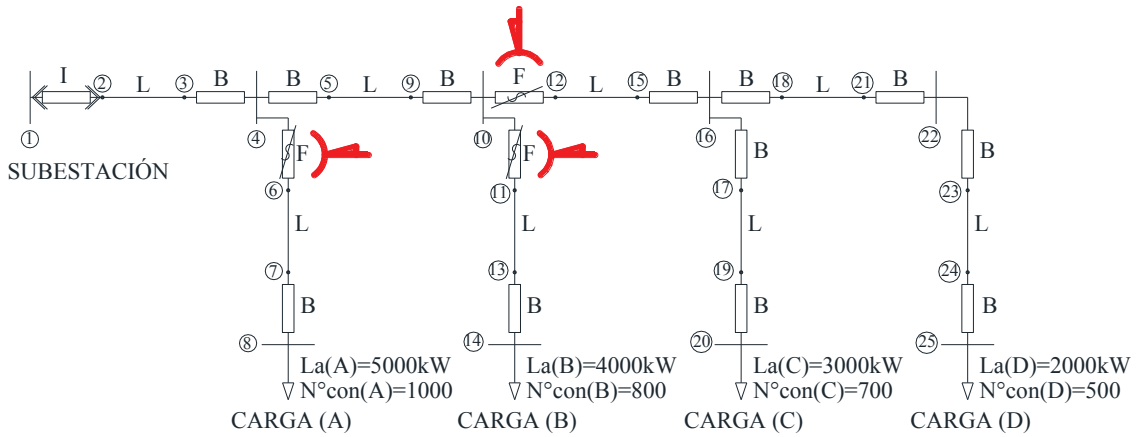


Figura 3.8 Solución Caso de Estudio 2. CEN: 0,08-0,14 [USD$/kWh]

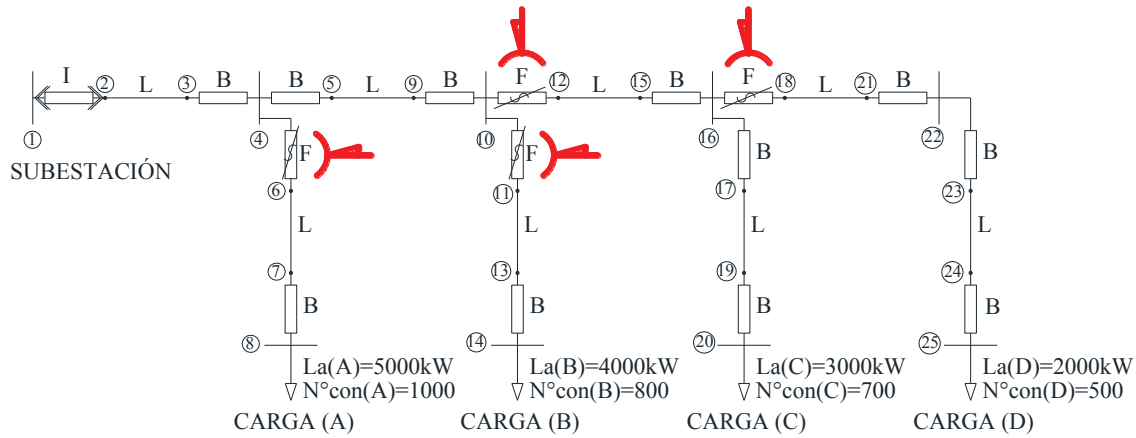


Figura 3.9 Solución Caso de Estudio 2. CENS: 0,16 [USD$/kWh]

Ahora, se realizan varias simulaciones utilizando un CENS fijo de 0,10 [USD$/kWh] y variando el costo de instalación de los equipos, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 3.5 y en las Figuras 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13.

Tabla 3.5 Resultados Caso de Estudio 2: Solo seccionadores fusible y variación de costo de instalación

	Beneficio [USD$		$ 27.471	$ 23.398	$ 21.996	$ 18.935	$ 18.097	$ 152
	k (factor de costo)		0,4	0,8	1,0	1,4	1,6	5
	SAIFI	2,16	0,83	0,93	0,95	1,10	1,11	1,59
	SAIDI	5,73	2,41	2,74	2,79	3,03	3,04	3,92
	CAIDI	2,66	2,91	2,93	2,93	2,76	2,73	2,47
	ASAI	0,99935	0,99973	0,99969	0,99968	0,99965	0,99965	0,99955
	ENS	80253	32846	36942	37630	40900	41079	53104
	AENS	26,75	10,95	12,31	12,54	13,63	13,69	17,70
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	F	F	F	B	B	B
10	11	B	F	F	F	F	F	B
10	12	B	F	F	F	F	F	F
16	17	B	F	B	B	B	B	B
16	18	B	F	B	B	B	B	B

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

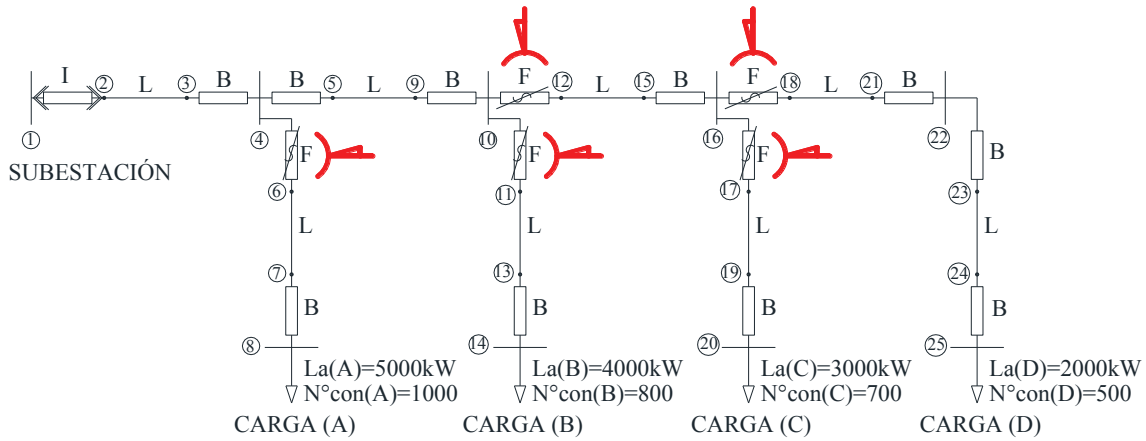


Figura 3.10 Solución Caso de Estudio 2. Factor de Costo: 0,4

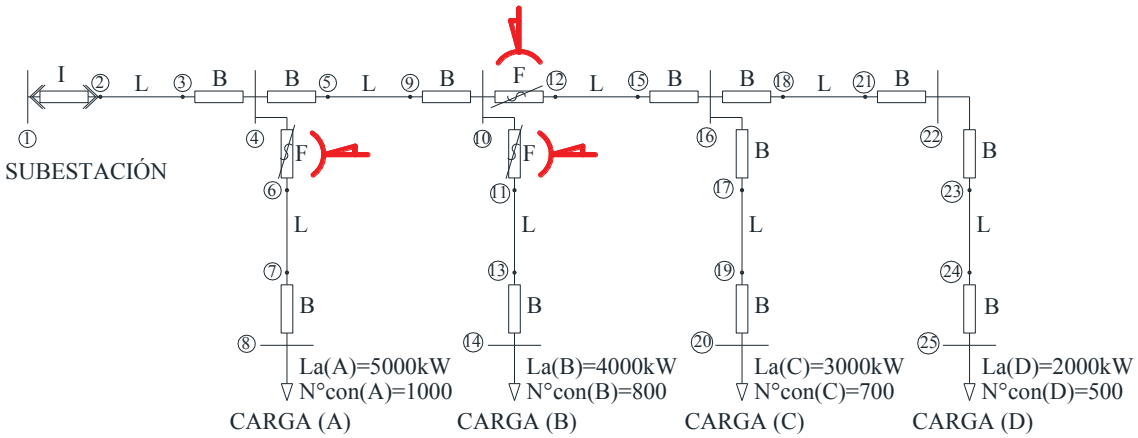


Figura 3.11 Solución Caso de Estudio 2. Factor de Costo: 0,8-1,0

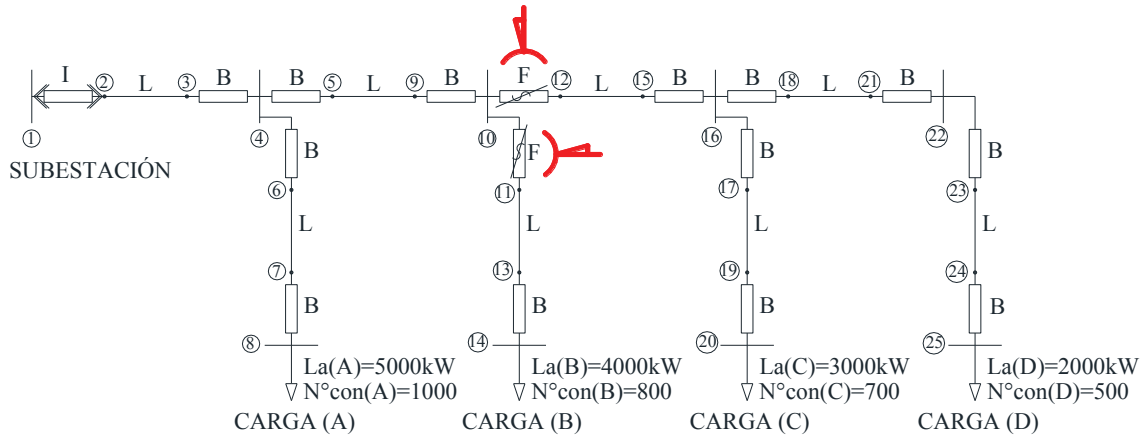


Figura 3.12 Solución Caso de Estudio 2. Factor de Costo: 1,4-1,6

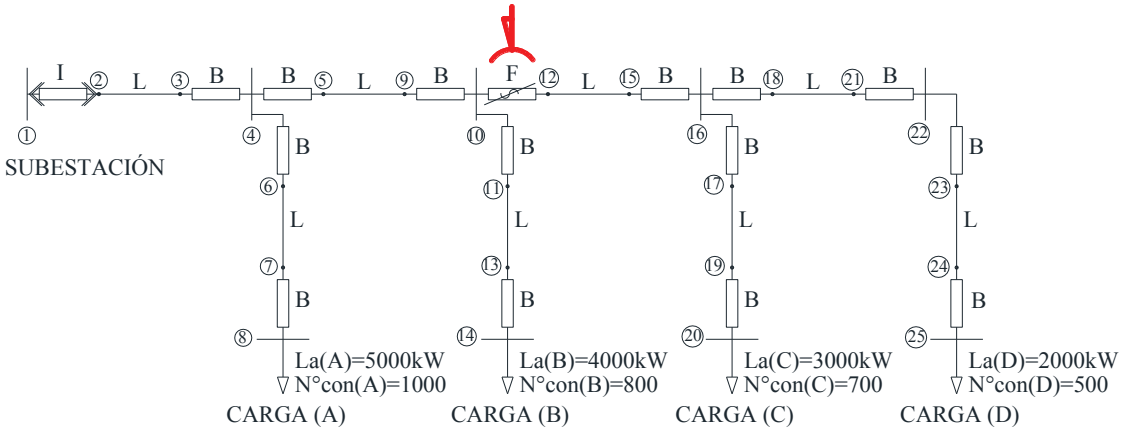


Figura 3.13 Solución Caso de Estudio 2. Factor de Costo: 5

3.1.1.3 Caso de Estudio 3: Ubicación de Reconectadores

Se han realizado varias simulaciones a fin de determinar con que CENS se vuelve óptimo la utilización de un reconectador, además, de conocer en qué porcentaje deben reducirse los costos de instalación para que el algoritmo arroje como óptimo un esquema de protección donde se tenga su instalación. Los resultados se muestran en la Tabla 3.6 y en la Figura 3.14.

Tabla 3.6 Resultados Caso de Estudio 3: Un solo reconectador, variación CENS y costo de instalación

	CENS [USD$/kWh]	0,25
	Beneficio [USD$	$ 3.224

SAIFI	2,19	1,50
SAIDI	5,78	3,90
CAIDI	2,64	2,60
ASAI	0,99934	0,99955
ENS	80854	52795
AENS	26,95	17,60

Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp
10	12	B	R

	Beneficio [USD$	$ 1.411
	k (factor de costo)	0,4

SAIFI	2,16	1,56
SAIDI	5,73	3,92
CAIDI	2,66	2,52
ASAI	0,99935	0,99955
ENS	80253	52997
AENS	26,75	17,67

Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp
10	12	B	R

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

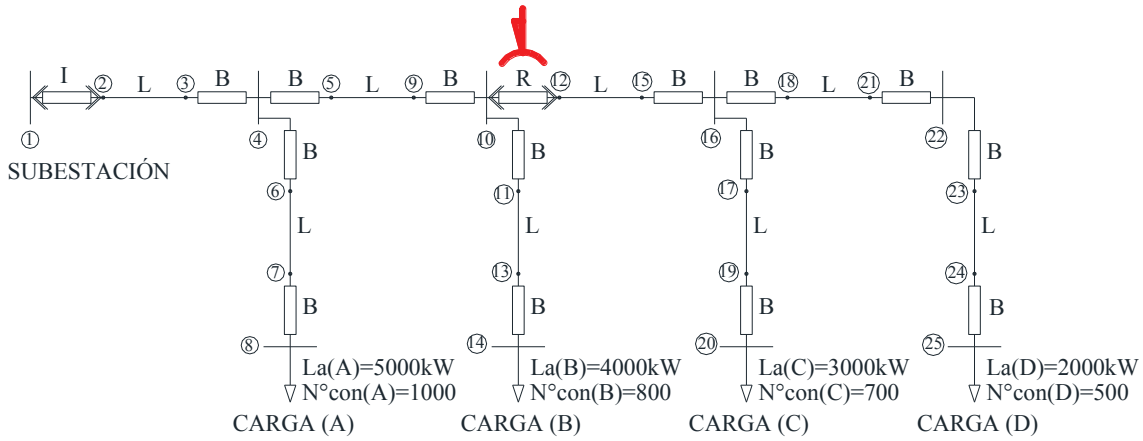


Figura 3.14 Solución caso de estudio 3: Un solo reconectador

3.1.1.4 Caso de Estudio 4: Variación en la Demanda del Sistema

- **Cambio de la Carga A por la C**

Al sistema se ha cambiado la ubicación de la carga A por la carga C (Figura 3.15), para observar el comportamiento del algoritmo, los resultados al utilizar un solo tipo de equipo por separado, como los análisis anteriores (seccionadores barra, seccionadores fusibles o reconectadores), se muestran en la Tabla 3.7.

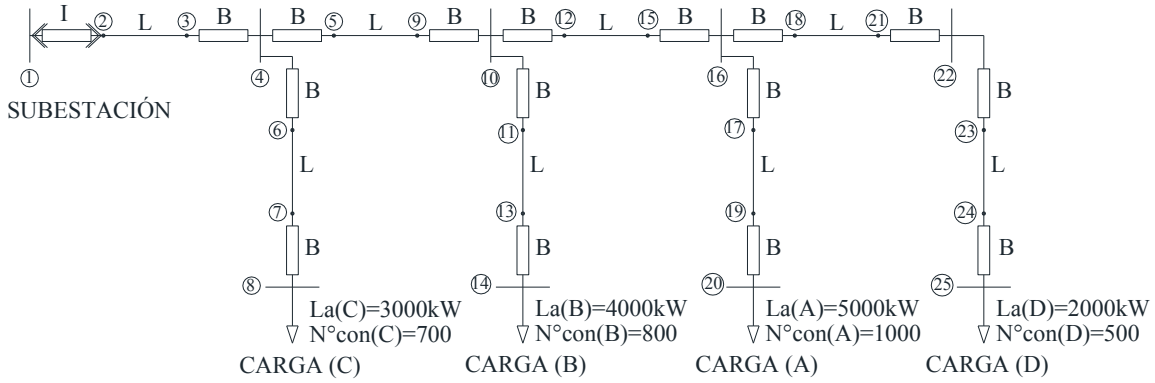


Figura 3.15 Caso de estudio 4, cambio de ubicación de carga A por la C

Tabla 3.7 Resultados Caso de Estudio 4: Seccionadores, fusibles y reconectador con cambio de ubicación de carga A por C

Beneficio [USD$]			$ 2.358	$ 13.989	$ 27.799	$ 3.602	$ 18.477	$ 36.515	$ 2.740
CENS [USD$/kWh]			0,04	0,1	0,16	0,04	0,1	0,16	0,3
	SAIFI	2,16	2,15	2,22	2,19	1,22	0,89	0,91	1,69
	SAIDI	5,73	3,84	3,32	3,34	3,34	2,69	2,65	4,87
	CAIDI	2,66	1,78	1,49	1,52	2,73	3,01	2,92	2,89
	ASAI	0,99935	0,99956	0,99962	0,99962	0,99962	0,99969	0,99970	0,99944
	ENS	80253	54004	46345	46560	47096	37425	36879	68562
	AENS	26,75	18,00	15,45	15,52	15,70	12,48	12,29	22,85
			Seccionadores			Fusibles			Reconectador
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	B	S	S	B	F	F	B
10	11	B	S	S	S	F	F	F	R
10	12	B	S	S	S	F	F	F	B
16	18	B	B	S	S	B	F	F	B

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

Para un CENS entre 0,1 y 0,16 USD/kWh, se tiene como óptimo un esquema distinto a los Casos de Estudio 1 y 2, en lugar de ubicar tres equipos [4-6,10-11,10-12], se ubicarán cuatro equipos [4-6,10-11,10-12,16-18].

El CENS requerido para que se instale un reconectador en el sistema es de 0,3 USD/kWh, en lugar de 0,25 USD/kWh y es diferente el lugar de la ubicación [10-12] ahora se la tiene en [10-11], aislando el tramo que presenta la mayor tasa de fallas (0,6 fallas/año), evitando que su operación interrumpa el servicio de la carga de mayor importancia (Carga A).

- **Cambio de la Carga A por la D**

Al sistema se ha cambiado la ubicación de la carga A por la carga D (Figura 3.16), para observar el comportamiento del algoritmo, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 3.8.

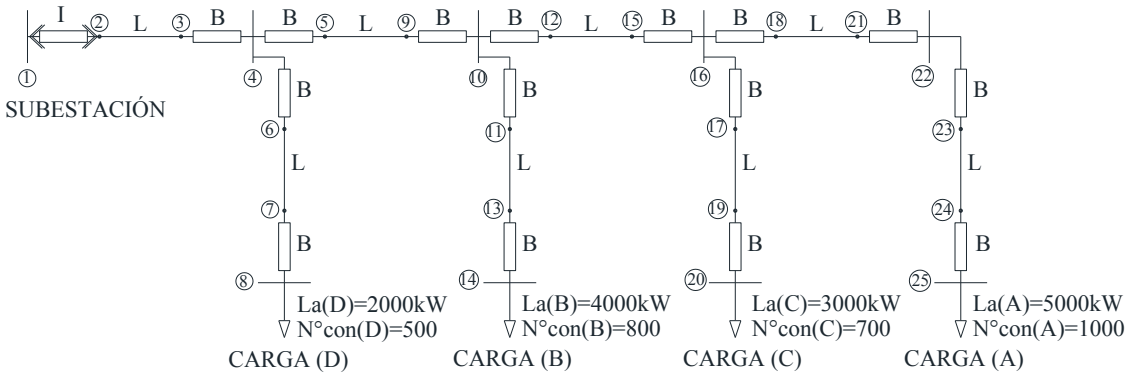


Figura 3.16 Caso de estudio 4, cambio de ubicación de carga A por la D

Tabla 3.8 Resultados Caso de Estudio 4: Seccionadores, fusibles y reconectador con cambio de ubicación de carga A por D

Beneficio [USD$			$ 1.721	$ 12.439	$ 24.456	$ 2.713	$ 17.368	$ 33.245	$ 2.915
CENS [USD$/kWh]			0,04	0,1	0,16	0,04	0,1	0,16	0,3
	SAIFI	2,16	2,28	2,22	2,24	1,26	0,94	0,98	1,79
	SAIDI	5,73	4,06	3,60	3,61	3,54	2,98	2,96	4,85
	CAIDI	2,66	1,78	1,62	1,61	2,80	3,16	3,02	2,70
	ASAI	0,99935	0,99954	0,99959	0,99959	0,99960	0,99966	0,99966	0,99945
	ENS	80253	57237	50579	50672	50102	41899	41636	68150
	AENS	26,75	19,08	16,86	16,89	16,70	13,97	13,88	22,72
			Seccionadores			Fusibles			Reconectador
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	B	S	S	B	F	F	B
10	11	B	S	S	S	F	F	F	R
10	12	B	S	S	S	F	F	F	B
16	17	B	B	S	S	B	F	F	B

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

Para un CENS entre 0,1 y 0,16 USD/kWh, se tiene como óptimo un esquema distinto a los Casos de Estudio 1 y 2, en lugar de ubicar tres equipos [4-6,10-11,10-12], se ubicarán cuatro equipos [4-6,10-11,10-12,16-17], se diferencia del caso anterior en la ubicación [16-18] que se ha cambiado por la [16-17]. Se observa que la posición de la carga más grande modifica los esquemas de protección óptimos. Los resultados en la ubicación de un reconectador son semejantes al caso anterior.

- **Cambio de las Cargas A,B por las C,D**

Al sistema se ha cambiado la ubicación de la carga A, B por la carga C, D (Figura 3.17), para observar el comportamiento del algoritmo, obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 3.9.

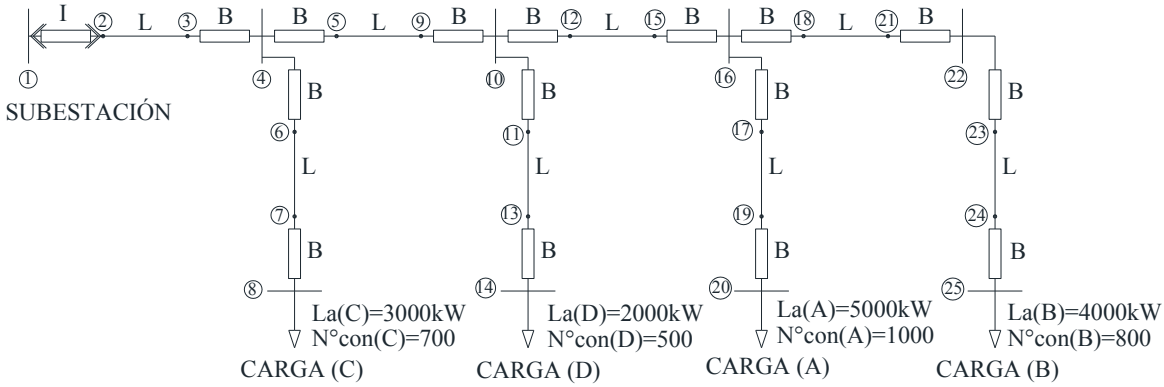


Figura 3.17 Caso de estudio 4, cambio de ubicación de carga A, B por la C, D

Tabla 3.9 Resultados Caso de Estudio 4: Seccionadores, fusibles y reconectador con cambio de ubicación de carga A, B por C, D

Beneficio [USD$			$ 1.432	$ 11.504	$ 25.090	$ 2.547	$ 16.215	$ 33.588	$ 7.369
CENS [USD$/kWh]			0,04	0,1	0,16	0,04	0,1	0,16	0,3
	SAIFI	2,18	2,21	2,19	2,25	1,20	0,88	0,85	1,65
	SAIDI	5,77	3,99	3,62	3,36	3,52	2,66	2,67	4,78
	CAIDI	2,65	1,80	1,65	1,49	2,93	3,01	3,15	2,90
	ASAI	0,99934	0,99954	0,99959	0,99962	0,99960	0,99970	0,99969	0,99945
	ENS	80807	57075	51661	47733	50786	37962	38223	66531
	AENS	26,94	19,03	17,22	15,91	16,93	12,65	12,74	22,18
			Seccionadores			Fusibles			Reconectador
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp	Resp
4	6	B	B	S	S	B	F	F	B
10	11	B	S	S	S	F	F	F	R
10	12	B	S	S	S	F	F	F	B
16	17	B	B	S	S	B	F	F	B
16	18	B	B	B	S	B	F	F	B

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

Para un CENS entre 0,1 y 0,16 USD/kWh, se tiene como óptimo un esquema distinto a los Casos de Estudio 1 y 2, en lugar de ubicar tres equipos [4-6,10-11,10-12], se ubicarán cuatro equipos [4-6,10-11,10-12,16-17], se diferencia de los casos anteriores ya que aquí para un CENS de 0,16 USD/kWh se requiere un equipo adicional ubicado en [16-18].

El CENS requerido para que se instale un reconectador en el sistema es de 0,3 USD/kWh, la ubicación es diferente, en lugar de la ubicación [10-12] se tiene en [10-11].

3.1.1.5 Caso de Estudio 5: Variación del tipo de falla y características de operación para la ubicación de Reconectadores

En este caso de estudio se variaron las características de operación del sistema, para revisar el comportamiento del algoritmo ante estos cambios. Estas características se refieren a la activación o no de la reconexión del interruptor principal de la subestación, lo que permite despejar fallas temporales sin tener una interrupción prolongada del servicio, la otra característica se refiere a la variación del porcentaje del tipo de falla, ya que ésta puede tener un predominio de fallas permanentes o transitorias.

- **Sin reconexión en la subestación y 100% fallas de tipo permanente**

Este es el caso que se ha analizado anteriormente en la sección 3.1.1.3, obteniendo el punto [10-12] como primera ubicación para el reconectador cuando se tiene CENS de 0,25 USD/kWh. Como puede observarse en la Tabla 3.10, las siguientes ubicaciones que arroja el algoritmo corresponden a dos ramales monofásicos [10-11] y [4-6] con un CENS de 0,27 y 0,95 USD/kWh respectivamente.

Tabla 3.10 Resultados Caso de Estudio 5: Ubicación de reconectadores sin reconexión en la subestación y 100% de fallas permanentes

Beneficio [USD$]			$ 3.166	$ 7.515	$ 188.454
CENS [USD$/kWh]			0,25	0,27	0,95
	SAIFI	2,23	1,53	1,12	0,97
	SAIDI	5,76	3,92	3,04	2,78
	CAIDI	2,58	2,56	2,72	2,85
	ASAI	0,99934	0,99955	0,99965	0,99968
	ENS	80631	52973	41071	37448
	AENS	26,88	17,66	13,69	12,48
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
4	6	B	B	B	R
10	11	B	B	R	R
10	12	B	R	R	R

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

- **Sin reconexión en la subestación y 30% fallas de tipo permanente**

En este caso, como se muestra en la Tabla 3.11, se obtiene una única ubicación que corresponde a la primera ubicación disponible del alimentador [3-4] cercano a la subestación, con lo cual se maximiza el beneficio de la reconexión automática ante la existencia de fallas temporales. La mejora es significativa dadas las condiciones por lo cual se requeriría de un mayor CENS para que se ubique más equipamientos en la red.

Tabla 3.11 Resultados Caso de Estudio 5: Ubicación de reconectadores sin reconexión en la subestación y 30% de fallas permanentes

	Beneficio [USD$]		$ 75.661	$ 85.262	$ 409.227
	CENS [USD$/kWh]		0,25	0,27	0,95
	SAIFI	2,16	0,86	0,83	0,81
	SAIDI	5,73	2,29	2,36	2,31
	CAIDI	2,65	2,67	2,83	2,85
	ASAI	0,99935	0,99974	0,99973	0,99974
	ENS	80174	32084	32985	32295
	AENS	26,72	10,69	11,00	10,76
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
3	4	B	R	R	R

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

- **Con reconexión en la subestación y 30% fallas de tipo permanente**

En este caso, como se muestra en la Tabla 3.12, se obtiene una única ubicación, debido a la reconexión que se tiene en la subestación, el algoritmo ubica el reconectador en un ramal monofásico [22-23].

Tabla 3.12 Resultados Caso de Estudio 5: Ubicación de reconectadores con reconexión en la subestación y 30% de fallas permanentes

Beneficio [USD$]			$ 24.083	$ 26.412	$ 68.060
CENS [USD$/kWh]			0,25	0,27	0,95
	SAIFI	0,68	0,61	0,68	0,61
	SAIDI	1,75	1,69	1,84	1,69
	CAIDI	2,57	2,76	2,69	2,79
	ASAI	0,99980	0,99981	0,99979	0,99981
	ENS	24562	23676	25652	23601
	AENS	8,19	7,89	8,55	7,87
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
22	23	B	R	R	R

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

3.1.2 Sistema de Prueba IEEE RBTS Bus 2

El sistema radial de prueba IEEE RBTS Bus 2 (Anexo IV) dispone de 4 alimentadores, ha sido utilizado para evaluar la metodología propuesta a través de los resultados de la aplicación del algoritmo desarrollado. Los costos de instalación de equipos son los mismos a los mostrados en las Tablas 2.8 y 2.9.

La información para la ejecución del algoritmo se muestra en la Tabla 3.13.

Tabla 3.13 Datos de Simulación Sistema de Prueba IEEE RBTS Bus 2

Parámetros Algoritmo Genético		**Parámetros Evaluación Económica**	
Individuos	60	Años de vida útil del equipamiento	15
Generaciones	100	Años de los desembolsos eventuales	5/10
Probabilidad de Cruce [%]	90,00	Costos de O y M [% Inversión]	2
Probabilidad de Mutación [%]	1,00	Costo de desembolsos eventuales [% Inversión]	10
		Tasa de descuento [%]	12
Parámetros SMC		**Características de operación del SD**	
Modo Simulación	Convergencia	Operación Reconectadores	Fundir Fusible
Intervalo de confianza [%]	90	Tiempo de operación manual de seccionadores	60 min
Error relativo máximo [%]	5	Probabilidad de que las fallas sean permanentes	1,0
Índice convergencia:	ENS	Función de Distribución del Tiempo de falla	Exponencial
		Función de Distribución del Tiempo de reparación	Exponencial
		Reconexión Interruptor de la S/E:	No

Se ha empleado la metodología desarrollada en el presente trabajo utilizando los datos del sistema de prueba para los Alimentadores: F1, F2, F3, F4 del Sistema IEEE RBTS Bus 2, con las condiciones descritas anteriormente y sin tener restricción en los tipos de equipos a ubicarse, donde se ha obteniendo los siguientes resultados:

Alimentador F1: Tabla 3.14 y Figuras 3.18 y 3.19

Alimentador F2: No se ubican equipos (ver sección 3.2.2)

Alimentador F3: Tabla 3.15 y Figuras 3.20 y 3.21

Alimentador F4: Tabla 3.16 y Figuras 3.22 y 3.23

- **Alimentador F1**

Tabla 3.14 Resultados de la ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F1)

CENS [USD$/kWh]			0,1	0,15	0,2
Beneficio [USD$]			$ 25.731	$ 49.207	$ 72.149
	SAIFI	0,63	0,36	0,52	0,53
	SAIDI	23,26	4,07	4,22	4,23
	CAIDI	37,03	11,46	8,07	7,97
	ASAI	0,99734	0,99954	0,99952	0,99952
	ENS	84780	24288	15511	15543
	AENS	130,03	37,25	23,79	23,84
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
4	5	B	S	S	S
4	6	B	S	S	S
13	14	B	S	S	S
13	15	B	S	S	S
13	16	B	F	B	B
22	23	B	B	S	S
22	24	B	B	S	S
22	25	B	B	F	F

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

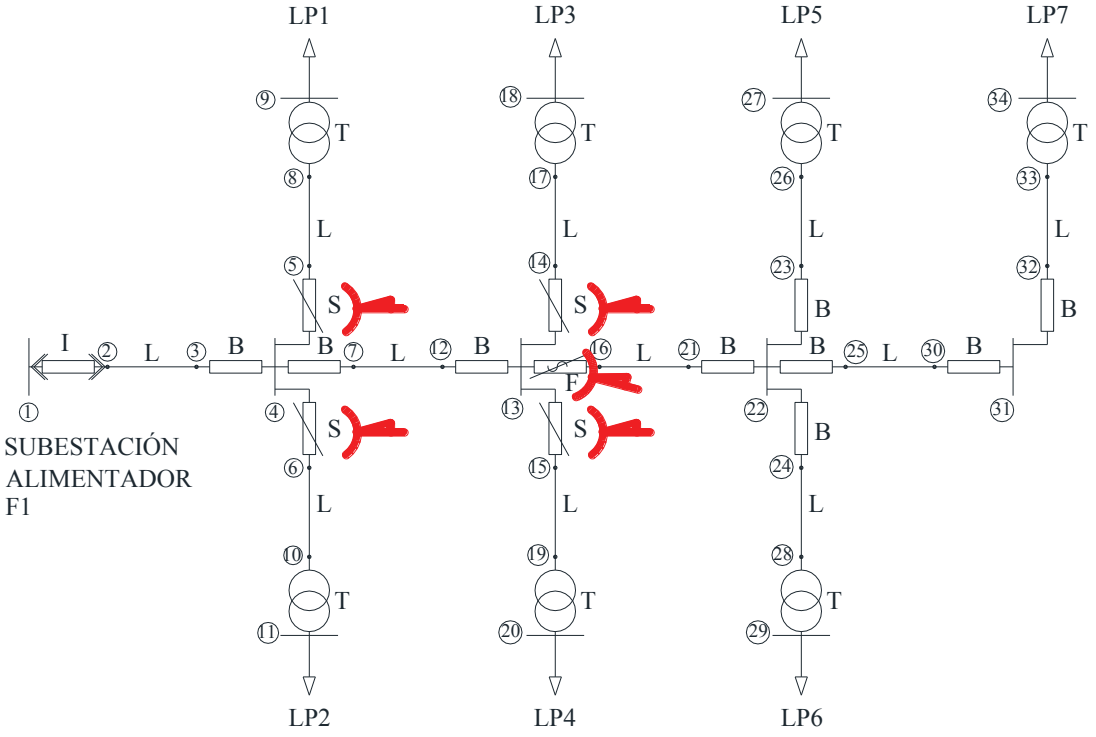


Figura 3.18 Ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F1), CENS (0,10 USD/kWh)

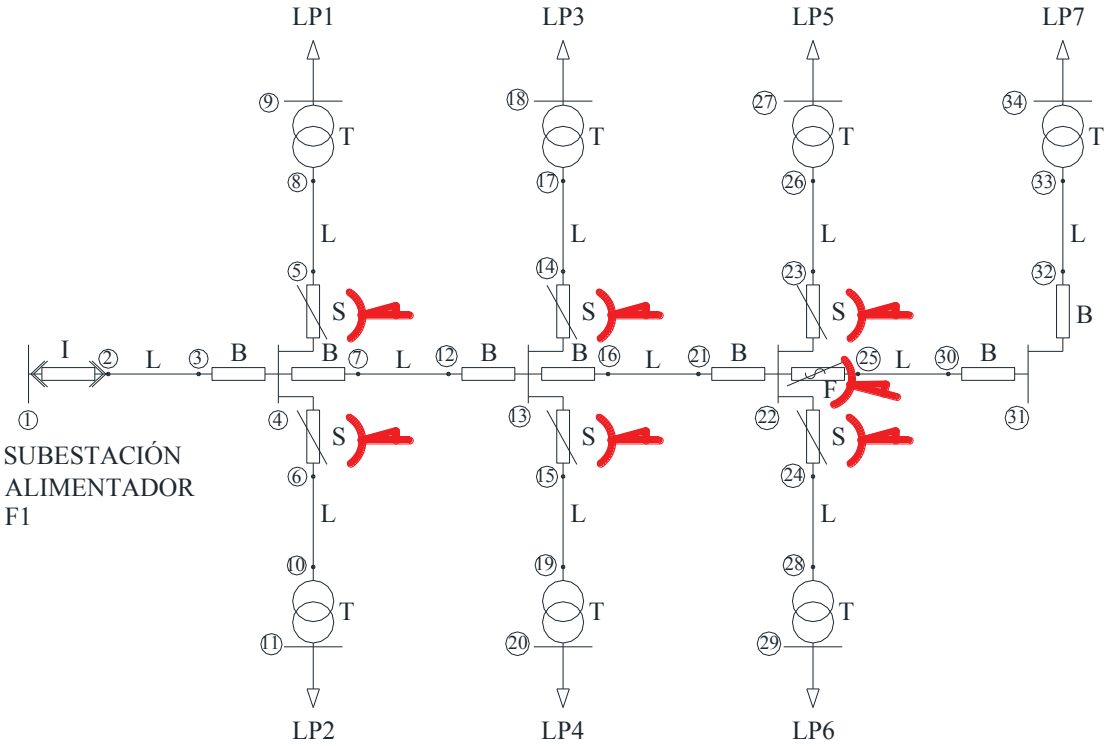


Figura 3.19 Ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F1), CENS (0,15-0,20 USD/kWh)

- **Alimentador F3**

Tabla 3.15 Resultados de la ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F3)

	CENS [USD$/kWh]		0,1	0,15	0,2
	Beneficio [USD$]		$ 14.611	$ 32.236	$ 48.785
	SAIFI	0,55	0,29	0,46	0,46
	SAIDI	20,02	3,95	4,14	4,13
	CAIDI	36,26	13,45	9,06	9,02
	ASAI	0,99771	0,99955	0,99953	0,99953
	ENS	62183	22740	12996	12029
	AENS	98,39	35,98	20,56	20,46
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
4	5	B	S	S	S
10	11	B	S	S	S
10	12	B	S	S	S
10	13	B	F	B	B
19	20	B	B	S	S
19	21	B	B	S	S
19	22	B	B	F	F

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

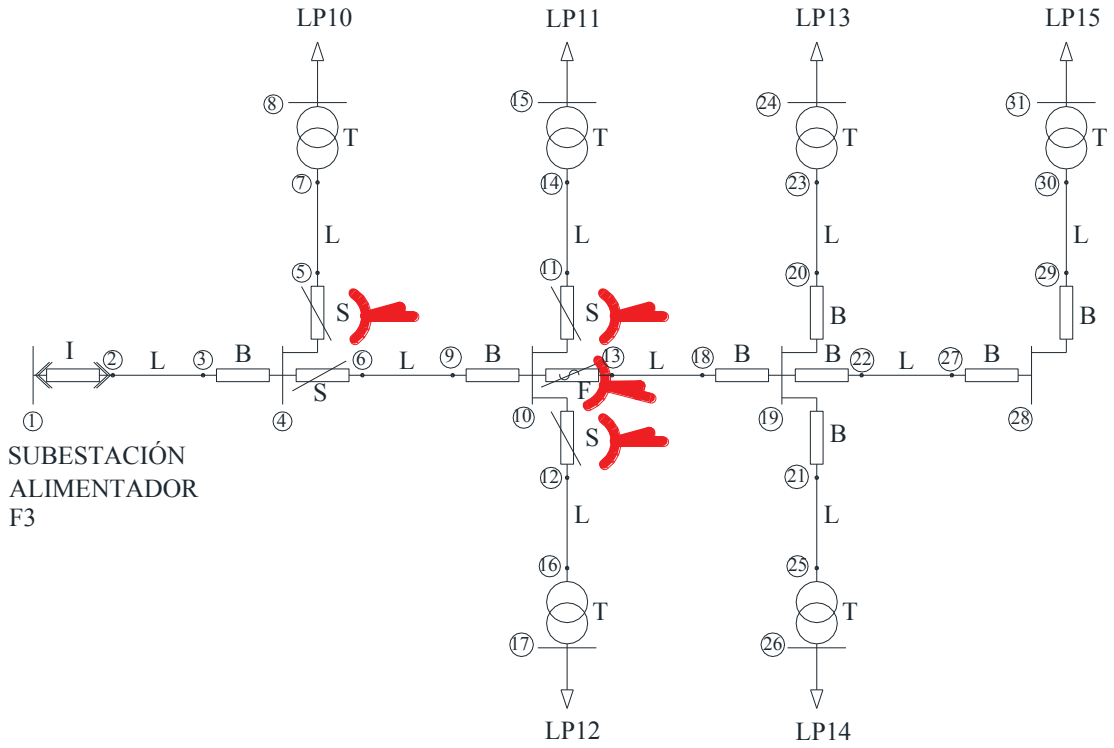


Figura 3.20 Ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F3), CENS (0,10 USD/kWh)

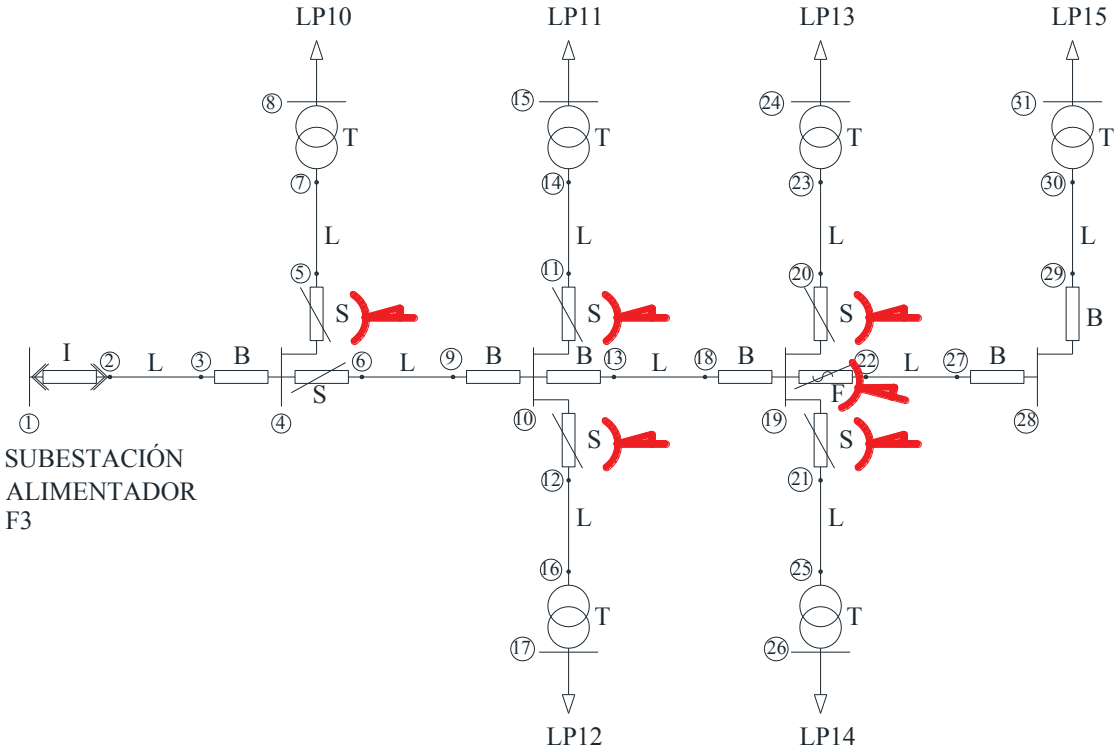


Figura 3.21 Ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F3), CENS (0,15-0,20 USD/kWh)

- **Alimentador F4**

Tabla 3.16 Resultados de la ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F4)

CENS [USD$/kWh]			0,1	0,15	0,2
Beneficio [USD$]			$ 23.494	$ 44.038	$ 65.512
	SAIFI	0,64	0,46	0,47	0,63
	SAIDI	23,21	4,23	4,23	4,48
	CAIDI	36,28	9,12	9,03	7,12
	ASAI	0,99735	0,99952	0,99952	0,99949
	ENS	78696	17658	17721	15230
	AENS	126,52	28,39	28,49	24,49
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
4	5	B	S	S	S
4	6	B	S	S	S
13	14	B	S	S	S
13	15	B	S	S	S
22	23	B	S	S	S
22	24	B	F	F	B
28	29	B	B	B	S
28	30	B	B	B	S

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor
ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

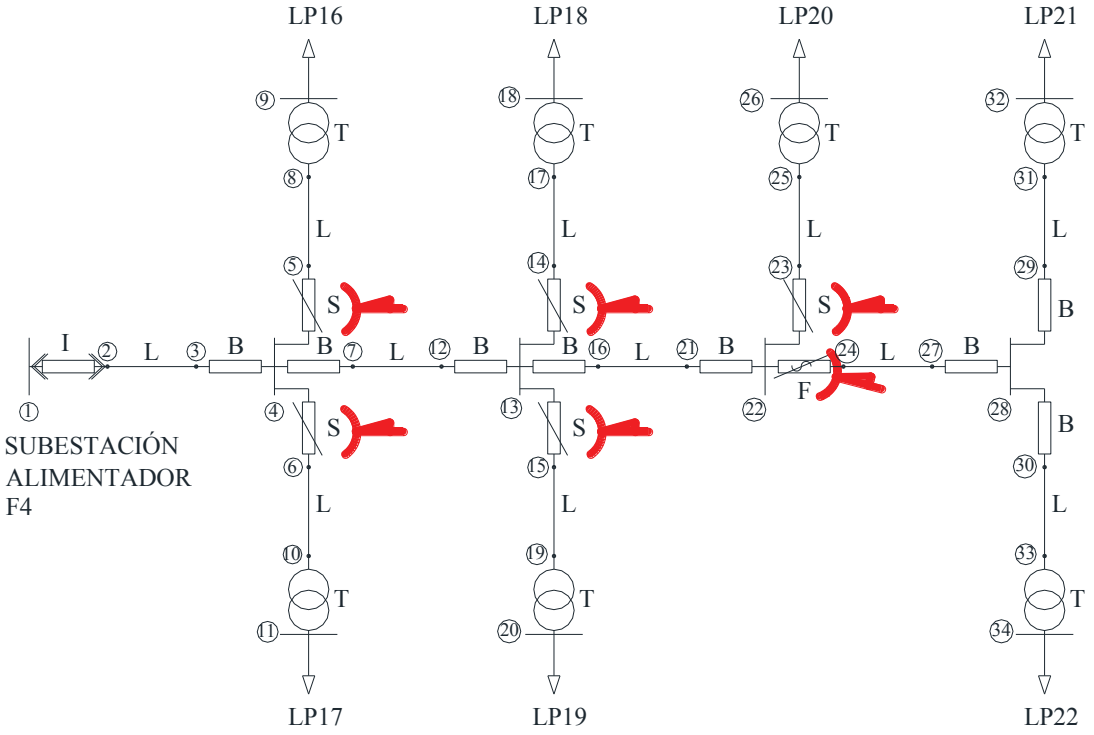


Figura 3.22 Ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F4), CENS (0,10-0,15 USD/kWh)

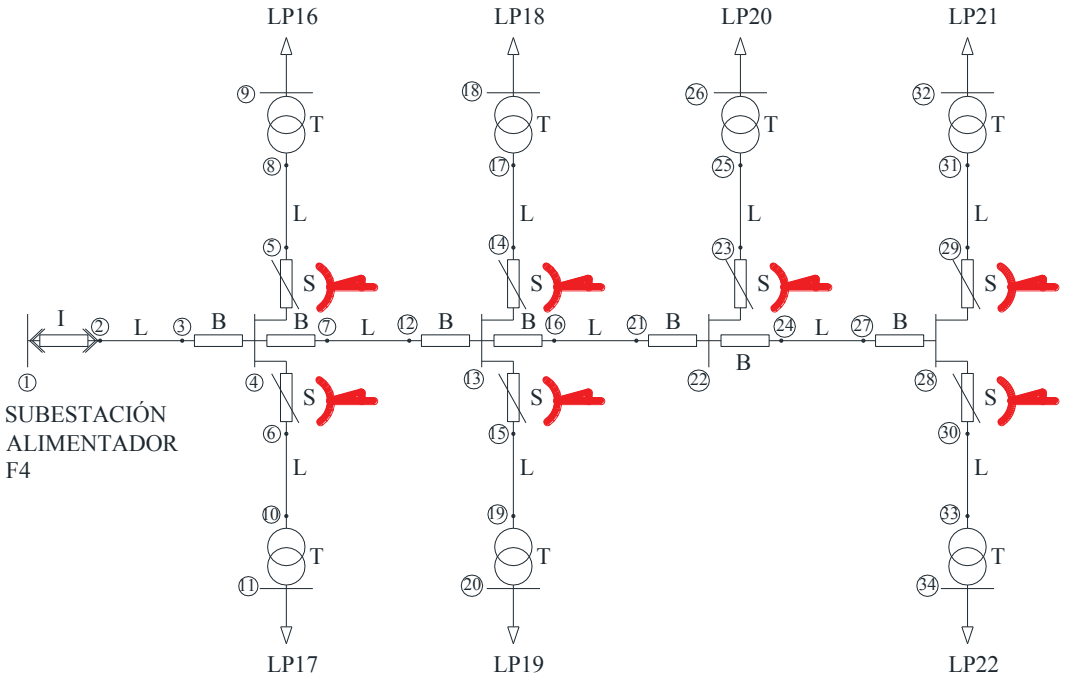


Figura 3.23 Ubicación de equipos de protección Sistema IEEE RBTS Bus 2 (Alimentador F4), CENS (0,20 USD/kWh)

3.1.3 Sistema 27F de la EEQ

El alimentador 27F de la EEQ ha sido modelado para utilizar la metodología desarrollada tanto para el cálculo de índices de confiabilidad como para la ubicación óptima de equipos de protección, los parámetros de tasas de fallas fueron encontrados utilizando la metodología descrita en el ANEXO V, este sistema dispone de tramos de red aéreos y subterráneos.

3.1.3.1 Cálculo de Índices de Confiabilidad

Para aplicar el algoritmo desarrollado académicamente se evaluarán dos casos, el primero donde el número total de fallas todas sean de tipo permanente y el otro caso, más cercano a la realidad, es que el 10% de las fallas del alimentador sean de tipo permanente, valor tomado de acuerdo al número de eventos registrados en el reporte operativo del alimentador 27F.

No se definirá el número de años de simulación, sino los valores para que se alcance la convergencia, de acuerdo a los datos mostrados en la Tabla 3.17

Tabla 3.17 Datos para SMC para el Sistema EEQ 27F

Parámetros SMC		**Características de operación del SD**	
Modo Simulación	Convergencia	Operación Reconectadores	Salvar Fusible
Intervalo de confianza [%]	95	Tiempo de operación manual de seccionadores	30 min
Error relativo máximo [%]	5	Probabilidad de que las fallas sean permanentes	1.0/0.1
Índice convergencia:	SAIFI, CAIFI, CAIDI, ENS	Función de Distribución del Tiempo de falla	Exponencial
		Función de Distribución del Tiempo de reparación	Exponencial
		Reconexión Interruptor de la S/E:	Si

Los histogramas de frecuencia utilizando el método de SMC tradicional, se muestran en las Figuras 3.24 y 3.25. Los resultados, utilizando la metodología SMC y el ahorro de tiempo computacional, se muestran en las Tablas 3.18 y 3.19.

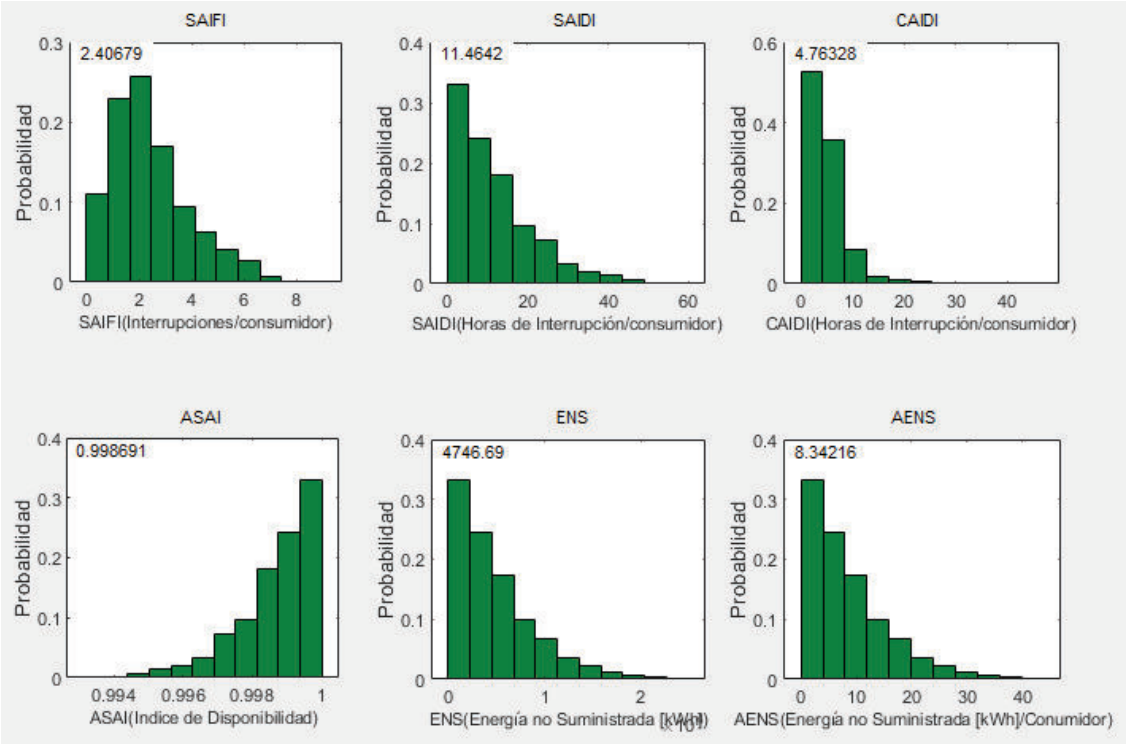


Figura 3.24 Histograma de frecuencias para diferentes Índices de Confiabilidad utilizando SMC en el Sistema EEQ 27F con 100% de las fallas de tipo permanente

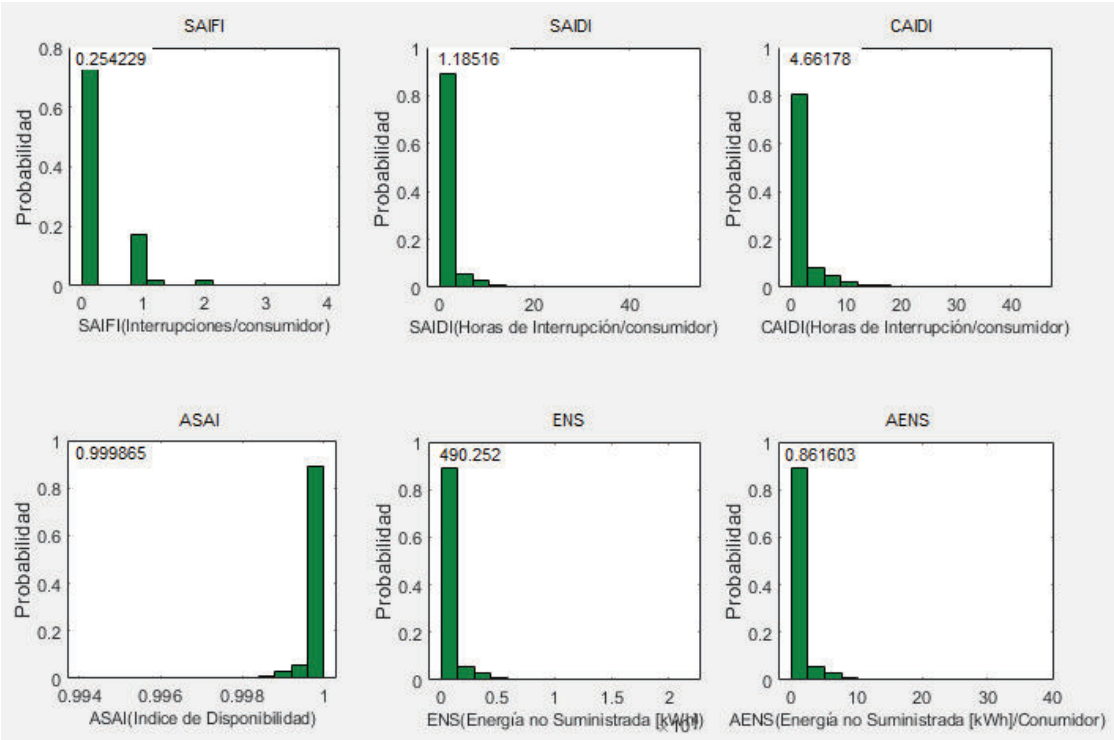


Figura 3.25 Histograma de frecuencias diferentes Índices de Confiabilidad utilizando SMC en el Sistema EEQ 27F con 10% de las fallas de tipo permanente

Tabla 3.18 Índices de Confiabilidad SMC Sistema EEQ 27F 100% de las fallas de tipo permanente

Método	Tradicional	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM
Porcentaje fallas permanentes [%]	100	100	100
Tiempo [segundos]	115	73	57
SAIFI	2,41	2,44	2,50
SAIDI	11,46	11,44	11,49
CAIDI	4,76	4,69	4,60
ASAI	0,99869	0,99869	0,99869
ENS	4747	4735	4758
AENS	8,34	8,32	8,36

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI - horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.

Tabla 3.19 Índices de Confiabilidad SMC Sistema EEQ 27F 10% de las fallas de tipo permanente

Método	Tradicional	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM
Porcentaje fallas permanentes [%]	10	10	10
Tiempo [segundos]	1046	175	133
SAIFI	0,25	0,18	0,23
SAIDI	1,19	0,73	0,91
CAIDI	4,66	4,11	3,97
ASAI	0,99986	0,99992	0,99990
ENS	490	311	372
AENS	0,86	0,55	0,65

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI - horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.

3.1.3.2 Ubicación de Equipos de Protección utilizando AG

En la topología del alimentador que se muestra en la Figura 3.26, es necesario aclarar que no todos los nodos de la red tienen factibilidad de instalación de equipos de seccionamiento y protección, un trabajo adicional debe realizarse, recorriendo el alimentador y determinando los puntos donde constructivamente se puedan realizar dichos trabajos. En la Figura 3.26 del alimentador, se muestra en círculos los lugares donde se tienen instalados equipos y donde podrían considerarse una nueva instalación. Los datos para ejecutar la simulación se muestran a continuación en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20 Datos de Simulación Algoritmo Genético Sistema EEQ 27F

Parámetros Algoritmo Genético		**Parámetros Evaluación Económica**	
Individuos	60	Años de vida útil del equipamiento	15
Generaciones	150	Años de los desembolsos eventuales	5/10
Probabilidad de Cruce [%]	90,00	Costos de O y M [% Inversión]	2
Probabilidad de Mutación [%]	3,00	Costo de desembolsos eventuales [% Inversión]	8,12
		Tasa de descuento [%]	12
Parámetros SMC		**Características de operación del SD**	
Modo Simulación	Convergencia	Operación Reconectadores	Salvar Fusible
Intervalo de confianza [%]	90	Tiempo de operación manual de seccionadores	30 min
Error relativo máximo [%]	5	Probabilidad de que las fallas sean permanentes	1,0
Índice convergencia:	ENS	Función de Distribución del Tiempo de falla	Exponencial
		Función de Distribución del Tiempo de reparación	Exponencial
		Reconexión Interruptor de la S/E:	Si

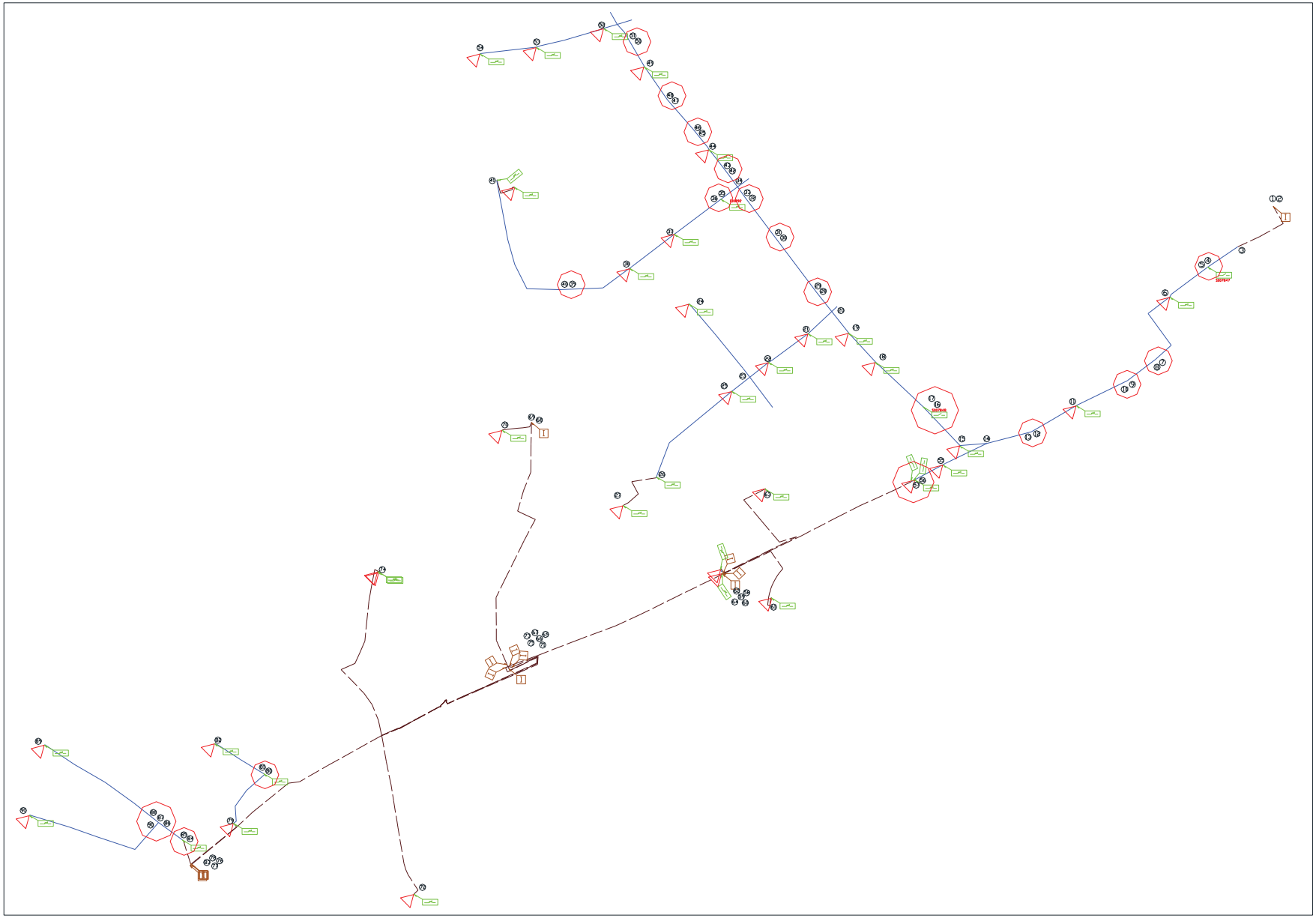


Figura 3.26 Topología Alimentador EEQ 27F

Utilizar la metodología tradicional de cálculo de índices de confiabilidad utilizando SMC dentro del AG requiere de varios días para evaluar todos los individuos (soluciones) en sus varias generaciones, sin embargo, el tiempo requerido para la ejecución del algoritmo utilizando la metodología con ahorro de tiempo computacional con ANN, fue de 3,7 horas. Lo cual representa una mejora significativa.

A pesar de que el tiempo requerido es alto, la metodología planteada, permite simular alimentadores completos y tener la posibilidad de realizar un análisis de sus resultados, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 3.21 Resultados ubicación de equipos Alimentador EEQ 27F con 100% de fallas de tipo permanente

CENS [USD$/kWh]			$ 0,12	$ 2,50	$ 5,00
Beneficio [USD$]			$ -	$ 8.150	$ 26.073
	SAIFI	2,42	2,63	1,43	1,39
	SAIDI	11,38	11,43	9,07	8,62
	CAIDI	4,69	4,34	6,33	6,20
	ASAI	0,99870	0,99869	0,99896	0,99902
	ENS	4710	4734	3789	3625
	AENS	8,28	8,32	6,66	6,37
Nodo e	Nodo r	Inicial	Resp	Resp	Resp
12	13	B	B	F	F
28	29	B	B	B	F
42	43	B	B	F	F
84	85	F	F	B	B

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI - horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.año

Los resultados presentados en la Tabla 3.21, muestran que para un CENS de hasta 0,12 USD/kWh, no se requiere de cambio alguno en la red, la cantidad de equipos instalados es amplia lo cual reduce en gran medida los índices de confiabilidad, sobre todo la ENS, con lo cual, cualquier cambio que pueda realizarse en la red no tiene un impacto significativo.

Se ha ejecutado el algoritmo con un CENS de 2,5 y 5 USD/kWh para visualizar los cambios que serían propuestos al utilizar la metodología planteada en este trabajo.

Las soluciones en común que arroja el AG, utilizando un CENS de 2,5 y 5 USD/kWh, se tienen en la instalación de fusibles en los puntos [12-13] y [42-43], mostrado en la Figura 3.27, además, la desinstalación del fusible [84-85].

Gráficamente en el Alimentador se muestran los cambios a continuación:

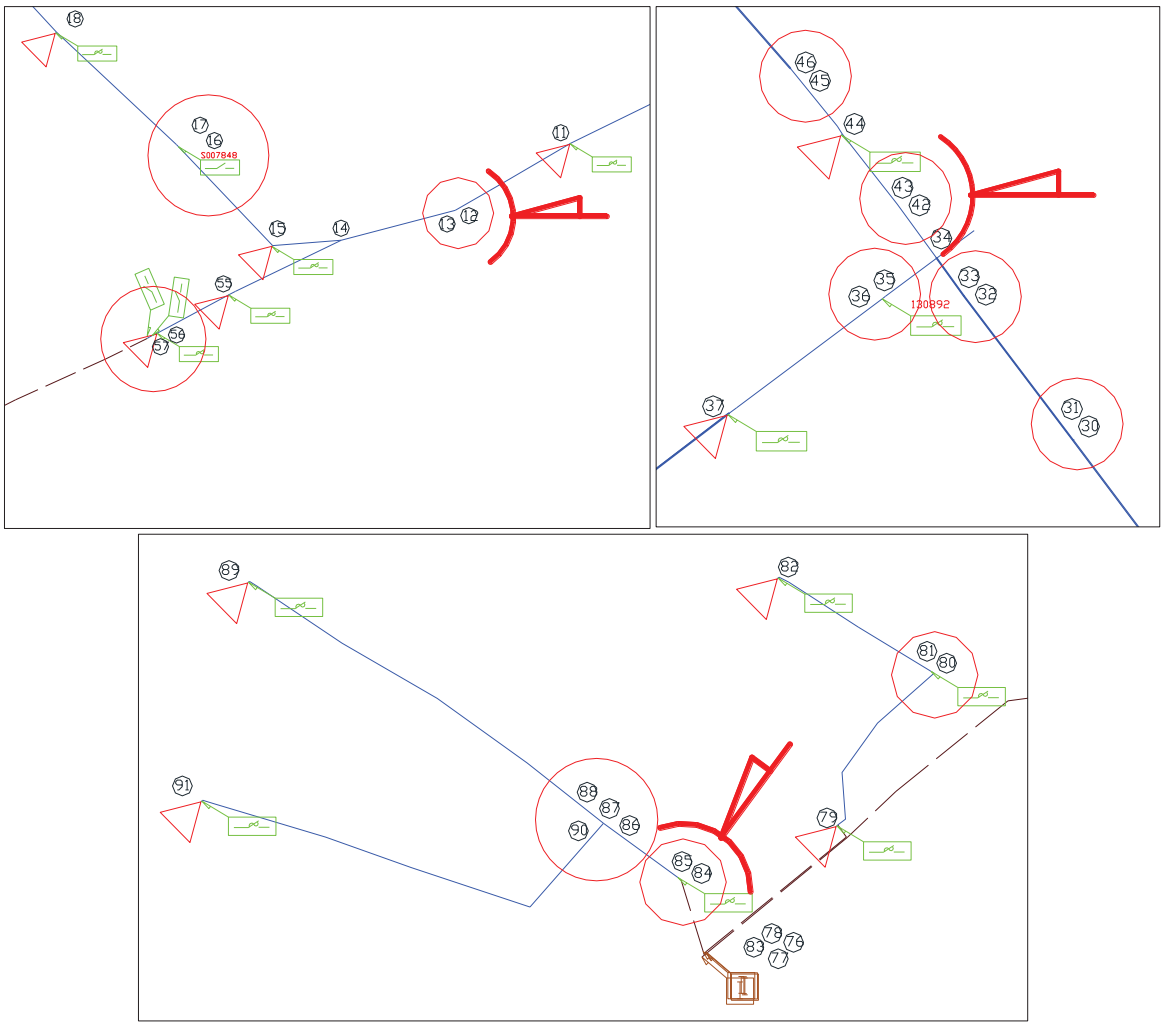


Figura 3.27 Instalación fusibles: arriba izquierda: [12-13], arriba derecha: [42-43]. Desinstalación de fusibles: abajo [84-85].

Para un costo de ENS de 5 USD/kWh, se tiene adicionalmente la instalación de fusibles en [28-29], ver Figura 3.28.

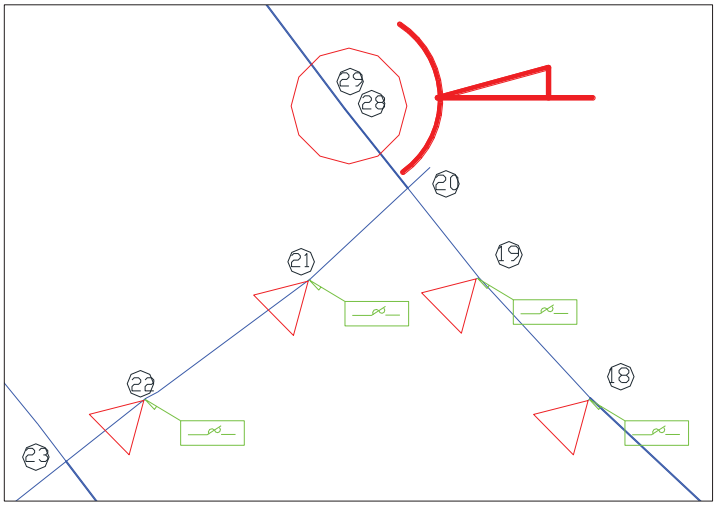


Figura 3.28 Instalación fusibles [28-29]

3.2 Discusión

A continuación se muestran los análisis de los resultados de la metodología planteada para los diferentes sistemas de prueba.

3.2.1 Sistema de Prueba Radial 4 cargas

3.2.1.1 Análisis de Resultados Caso de Estudio 1

Una vez que se ha realizado la simulación del algoritmo con los resultados mostrados en la sección 3.1.1.1, ubicando únicamente seccionadores, se revisa los cambios de la ubicación de equipos ante: por una parte la variación del CENS y por otra parte la variación de los costos de instalación.

El esquema encontrado como caso base (CENS=0,1 USD/kWh; Factor de Costo: 1,0) muestra la ubicación de tres seccionadores [4-6, 10-11, 10-12], se observa que ante la reducción del CENS en lugar de tres seccionadores se requieren únicamente dos [10-11,10-12], se ve claramente que estos dos últimos se convierten en prioritarios separando los tramo que tiene una mayor longitud y tasa de fallas.

Al variar los costos del equipamiento se observa que la ubicación de equipos cambia de manera más pronunciada, así se tiene para un factor de costo que varía entre 0,4 a 1,6, se encuentra esquemas desde 5 seccionadores hasta únicamente 2. El factor de costo con un valor 4 muestra que, debido al bajo costo de estos equipos, es necesario que el costo sea de 4 veces para justificar que solo se instale 1 equipo, definiendo el punto de instalación prioritario [10-12].

3.2.1.2 Análisis de Resultados Caso de Estudio 2

Revisando los resultados presentados en la sección 3.1.1.2, de la simulación del algoritmo ubicando únicamente seccionadores fusibles, se revisa los cambios de la ubicación de equipos ante: por una parte la variación del CENS y por otra parte la variación de los costos de instalación.

El esquema encontrado como caso base (CENS=0,1 USD/kWh; Factor de Costo: 1,0) muestra la ubicación de tres seccionadores fusible [4-6, 10-11, 10-12] similar a la ubicación de seccionadores barra. Se compara la ENS y se ve que la utilización de seccionadores fusibles es más ventajosa, ante la reducción del CENS en lugar de tres fusibles se requieren únicamente dos [10-11,10-12]. Con un CENS de 0,16 USD/kWh se vuelve óptimo la instalación de cuatro seccionadores fusibles [10-11, 10-12, 16-18, 4-6].

Al variar los costos del equipamiento se observa que los resultados son parecidos a la ubicación de únicamente seccionadores barra, pero se presenta una menor ENS con lo

cual en lugar de un factor de costo con un valor 4 se requiere de 5 para justificar que solo se instale 1 equipo seccionador fusible, definiendo el punto de instalación prioritario [10-12] que se repite.

3.2.1.3 Discusión de la utilización de seccionadores fusibles en los ramales

Se realiza el cálculo de la ENS en el sistema de cuatro barras con las condiciones de la Tabla 3.1, utilizando únicamente seccionadores fusibles en los ramales [4-6, 10-11, 16-17, 22-23], este cálculo arroja un valor de 54741 kWh (Tabla 2.2), superior al valor de 37630 kWh (Tabla 3.4), obtenido al utilizar la metodología de ubicación óptima, con un CENS de 0,1 USD/kWh, donde se obtuvo como resultado la ubicación de tres seccionadores fusibles [4-6, 10-12, 10-11] y un beneficio de 21.996,00 $USD. El beneficio que se obtiene evaluando bajo las mismas condiciones, la alternativa de utilización de fusibles en los ramales arroja un valor de 10.424,00 $USD, inferior a la solución planteada por la metodología del presente trabajo.

La solución encontrada con el AG la cual indica la instalación de un seccionador fusible trifásico en el alimentador principal y seccionadores fusibles monofásicos, muestra ser mejor alternativa evaluando los beneficios bajo las mismas condiciones. Con lo cual se demuestra que los esquemas de protección con la finalidad de optimizar los índices de calidad no siguen los esquemas que tradicionalmente se adoptan en los alimentadores.

A pesar de lo mencionado anteriormente, se visualiza en la Figura 3.10, que cuando las condiciones de costos de instalación y CENS mejoran o se vuelven primordiales, los esquemas óptimos tienden a proteger los ramales, con lo cual se puede afirmar que es una práctica que da buenos resultados, y dependerá de las condiciones específicas de cada sistema si es óptima o no.

3.2.1.4 Análisis de Resultados Caso de Estudio 3

Para ubicar un reconectador en el sistema, el CENS debe ser mínimo 0,25 USD/kWh o los costos de instalación deben ser el 40% de los costos actuales, caso contrario no se arroja un óptimo con la instalación de un reconectador, de acuerdo a los resultados mostrados en la sección 3.1.1.3.

3.2.1.5 Análisis de Resultados Caso de Estudio 4

Los resultados presentados en la sección 3.1.1.4 muestran que la variación de la ubicación de cargas provoca que el algoritmo converja a otras soluciones, donde se observa un comportamiento que se puede resaltar y es que la ubicación de equipos de seccionamiento o corte en los ramales vecinos a donde se ha conectado la carga más grande del sistema,

se realizara de manera que esta carga pueda ser restablecida en un menor tiempo, o que la operación de los equipos de corte no interrumpa el servicio a esta carga.

3.2.1.6 Análisis de resultados Caso de Estudio 5

En la sección 3.1.1.5 se muestra que los tipos de fallas predominantes del alimentador cambian el punto óptimo de ubicación de los equipos de reconexión, si se tiene un predominio de fallas permanentes, los esquemas de protección óptimos son los que privilegian el seccionamiento de cargas de acuerdo a su demanda y número de consumidores, cuando las fallas son de tipo transitorias la ubicación de los equipos de reconexión deben garantizar su máximo beneficio utilizando el criterio de sensibilidad en la operación de protecciones del alimentador, esto es ubicando los equipos de reconexión a la salida de la subestación. En caso de que se tenga reconexión en el interruptor principal, los reconectadores deben ubicarse en ramales secundarios.

3.2.2 Sistema de Prueba IEEE RBTS Bus 2

Los resultados que se presentan en la sección 3.1.3, muestran un predominio de la ubicación de seccionadores barra en los ramales, a medida que aumenta el CENS, los esquemas de protección van complementando la ubicación de seccionadores barra en todos los puntos de derivación.

La lógica de los esquemas se repite para tres de los cuatro alimentadores, para el alimentador F2, no se ubica ningún equipo, debido a que alimentador dispone únicamente dos cargas motivo por el cual no se presentan los resultados.

La utilización de seccionadores barra en los ramales es privilegiada por el algoritmo sobre los seccionadores fusibles. Se tiene en los datos del sistema IEEE RBTS Bus 2 , que el tiempo de reparación de las secciones es de 5 horas, y el tiempo de operación manual de los seccionadores es de apenas 1 hora, con lo cual el beneficio de estas operaciones superan el costos adicional que se tendría ante la instalación de fusibles.

3.2.3 Sistema 27F de la EEQ

3.2.3.1 Análisis de Resultados del cálculo de índices de confiabilidad

Los resultados presentados en la sección 3.1.3.1 para el cálculo de índices de confiabilidad muestran, por una parte los tiempos computacionales requeridos, los cuales dada la extensión del alimentador que corresponde a un primario pequeño, son altos. Se visualiza la reducción del tiempo computacional al utilizar ANN y SVM lo cual reduce hasta un 50% el tiempo requerido, cuando el total de fallas son de tipo permanente, y un 87% cuando únicamente el 10% son permanentes.

Es importante resaltar que el tiempo requerido para la convergencia del algoritmo, al disponer de pocas fallas de tipo permanente en el sistema, se incrementa de manera considerable, alrededor de 9 veces más para una SMC Tradicional, y alrededor de 2,4 veces al utilizar ANN y SVM.

Si bien los tiempos computacionales mejoran al utilizar ANN y SVM cuando se tiene un sistema más confiable (la convergencia requiere de muchos más años de simulación), los resultados se alejan de los encontrados por una SMC Tradicional, como se muestra en la Tabla 3.22.

Debido a la poca presencia de fallas en el SD, la eficacia de utilizar ANN y SVM se reduce. Se debe tener en cuenta que tanto ANN y SVM utilizan para su entrenamiento un grupo de estados del sistema, y que las fallas son de tipo estocástica, con lo cual se tiene una alta incertidumbre en los valores finales, a pesar de que la simulación lleva a la convergencia.

Tabla 3.22 Diferencia porcentual con los índices calculados con la utilización de IA en SMC Sistema EEQ 27F

Método	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM
Porcentaje fallas permanentes [%]	100	100	10	10
SAIFI	-1,37%	-3,90%	30,43%	9,44%
SAIDI	0,21%	-0,27%	38,65%	22,91%
CAIDI	1,56%	3,49%	11,81%	14,87%
ASUI	0,21%	-0,27%	38,65%	22,91%
ENS	0,24%	-0,24%	36,51%	24,13%
AENS	0,24%	-0,24%	36,51%	24,13%

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.

Se procede a modificar la formación de la base de entrenamiento para la ANN y SVM de manera que se tenga un mayor número de muestras para su entrenamiento, mejorando así la diferencia con los resultados al utilizar una SMC Tradicional. Los siguientes resultados (Tabla 3.23 y Tabla 3.24) se obtuvieron al tener una base de datos de entrenamiento tres veces más grande.

En la Tabla 3.23, se muestran los índices de confiabilidad del alimentador 27F y en la Tabla 3.24, la diferencia porcentual de los resultados obtenidos con IA comparada con los obtenidos con el método tradicional. Se observa una mejora considerable.

Tabla 3.23 Índices de Confiabilidad SMC Sistema EEQ 27F

	100% de las fallas de tipo permanente			10% de las fallas de tipo permanente		
Método	Tradicional	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM	Tradicional	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM
SAIFI	2,49	2,46	2,45	0,25	0,24	0,26
SAIDI	11,58	11,57	11,53	1,16	1,07	1,25
CAIDI	4,65	4,70	4,71	4,64	4,48	4,71
ASAI	0,99868	0,99868	0,99868	0,99987	0,99988	0,99986
ASUI	0,00132	0,00132	0,00132	0,00013	0,00012	0,00014
ENS	4797	4789	4776	480	445	514
AENS	8,43	8,42	8,39	0,84	0,78	0,90

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI -horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.

Tabla 3.24 Diferencia porcentual utilizando una base de entrenamiento aumentada utilizando IA en SMC Sistema EEQ 27F

	100% de las fallas de tipo permanente		10% de las fallas de tipo permanente	
Método	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM	Tradicional+ANN	Tradicional+SVM
SAIFI	1,17%	1,71%	4,75%	-5,85%
SAIDI	0,16%	0,43%	7,93%	-7,45%
CAIDI	-1,02%	-1,30%	3,34%	-1,51%
ASAI	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ASUI	0,16%	0,43%	7,93%	-7,45%
ENS	0,16%	0,43%	7,44%	-7,02%
AENS	0,16%	0,43%	7,44%	-7,02%

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año,
CAIDI –horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.

3.2.3.2 Análisis de resultados de la ubicación óptima de equipos de protección

De acuerdo a los resultados que se presentan en la sección 3.1.3.2, la instalación de fusibles en el punto [12-13], evitaría que sea el interruptor principal de la subestación quién despeje la falla, debido a que no se tiene otro equipo de corte desde esta derivación hasta la salida de la subestación, complementando su operación coordinada con los seccionadores de los dos ramales principales, permitiendo aislar la derivación que presenta la falla y energizando el resto del alimentador.

El tramo donde se propone la instalación de fusibles (punto [42-43]) corresponde al último tramo aéreo del alimentador, lo cual es una alternativa lógica.

La sección que parte del punto [84-85], corresponde a un ramal final del alimentador, se observa en los datos del mismo que este ramal parte desde una derivación subterránea donde se tiene una celda de medio voltaje, las funciones de protección se encuentran duplicadas, el efecto en los costos e índices no es significativo, por lo cual el AG no diferencia entre su instalación o no, en una aplicación real, no sería requerido la desinstalación de este equipamiento.

El punto [28-29] complementa la protección [42-43], separando al alimentador en secciones más pequeñas, mejorando así los índices de confiabilidad.

Se visualiza en la Tabla 3.25 que los impactos en la ENS ante los cambios en los esquemas de protección no son significativos, y únicamente son justificables si el CENS es muy alto.

Se ha evaluado, adicionalmente, los resultados obtenidos, cambiando el porcentaje de fallas, de 100% de tipo permanente que se utilizó para ejecutar el AG, a un 10% que es una característica real del alimentador. Los resultados de la evaluación de los índices de confiabilidad con el esquema propuesto por el AG se muestran en la Tabla 3.25.

Tabla 3.25 Evaluación de los Resultados del AG con diferentes condiciones

	Caso Base	Soluciones AG	
Método	Tradicional	Tradicional	Tradicional
Porcentaje fallas permanentes [%]	10	10	10
CENS [USD$/kWh]		2,5	5,0
SAIFI	0,25	0,14	0,15
SAIDI	1,19	0,90	0,90
CAIDI	4,66	6,61	6,18
ASAI	0,99986	0,99989	0,99989
ASUI	0,00014	0,00011	0,00011
ENS	490	379	378
AENS	0,86	0,67	0,66

SAIFI – interrupciones/consumidor.año, SAIDI-horas/consumidor.año, CAIDI - horas/interrupción consumidor, ENS – kWh/año, AENS – kWh/consumidor.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 3.25, y a la evaluación económica mostrada en el ANEXO VIII, la reducción de ENS corresponde a 111 y 112 kWh/año para las soluciones encontradas para un CENS de 2,5 y 5 USD/kWh, respectivamente, obteniendo beneficios **negativos** de aproximadamente USD$ 5.748,00 y de USD$ 7.570,00, definiendo que la mejor alternativa para la condición del 10% de fallas permanentes es no realizar ningún cambio en el alimentador.

4. CONCLUSIONES

El cálculo de índices de confiabilidad mediante la Simulación Montecarlo (SMC) para Sistemas Eléctricos de Distribución (SEDs) puede implementarse utilizando un enfoque de muestreo de duración de estados, método que muestra una gran potencialidad para reflejar la operación real de estos sistemas, esta metodología permitió reflejar la operación de los equipos tradicionalmente utilizados, y además, de equipos de reconexión automática con sus diferentes filosofías de operación coordinada con fusibles.

La metodología SMC muestra ser de gran utilidad para la simulación de SEDs, en este trabajo se encontraron no solo valores medios de índices de confiabilidad sino también se obtuvo gráficamente sus histogramas de frecuencia que representan su función de distribución de probabilidad, además, facilita la implementación de lógicas de operación de reconectadores automáticos. La desventaja que muestra es el tiempo computacional, el cual crece en gran medida cuando se tienen sistemas con elementos altamente confiables, con tasas de fallas muy pequeñas y también al requerirse de una buena precisión en sus resultados.

La metodología de SMC a pesar de tener la desventaja del tiempo computacional requerido para obtener los resultados, puede ser mejorada al utilizar herramientas de Inteligencia Artificial (IA) como son las Redes Neuronales Artificiales (ANN) y Máquina de Soporte Vectorial (SVM), herramientas utilizadas en tareas de clasificación. La metodología implementada permitió reducir los tiempos computacionales en el cálculo de índices hasta en un 50%.

La metodología para la ubicación óptima de equipos de protección en SEDs fue implementada mediante la utilización de Algoritmos Genéticos (AG), la estructura de las soluciones planteada, toman en cuenta la ubicación y tipo de equipamiento a instalarse, con lo cual pueden evaluarse una gran cantidad alternativas para la ubicación de estos elementos en la red.

La función de evaluación de las soluciones que utiliza el AG, toma en cuenta *el Costo de Instalación y Retiro del Equipo Eléctrico (CIRE) y el Ingreso por Reducción de Energía No Suministrada (IRENS),* con lo cual se obtiene el beneficio de la utilización de equipos de protección. Esta valoración ha permitido comparar distintas ubicaciones de equipamiento en la red, la penalización de esta función permite obtener soluciones que cumplan el objetivo de mejorar los índices de confiabilidad y que sean aplicables en alimentadores reales al no ubicar excesivos equipos de protección en serie, lo cual dificultaría su coordinación adecuada.

La metodología de AG que fue implementada, utiliza como parte de la función de evaluación de las soluciones, el cálculo de índices de confiabilidad utilizando SMC, tanto la Energía No Suministrada (ENS) para la evaluación económica de las soluciones, como el SAIFI y SAIDI para verificar la mejora en los índices. Como resultado en su ejecución se tienen tiempos computacionales altos, que han podido ser mejorados significativamente al utilizar ANN o SVM.

El sistema de prueba IEEE RBTS Bus 2, fue utilizado para verificar el desempeño de la metodología planteada utilizando SMC, la cual tiene la ventaja de permitir realizar el cálculo de valores medios de índices de confiabilidad, histogramas de frecuencia de los diferentes índices y análisis de sensibilidad ante la ubicación de equipos de seccionamiento y protección. Se demostró su eficacia al obtener resultados similares en el cálculo de índices con una publicación que utiliza la técnica analítica como método de cálculo.

Los resultados de la ubicación de equipos de protección en el sistema de prueba IEEE RBTS Bus 2 muestran un predominio de la ubicación de seccionadores barra en los ramales, a medida que aumenta el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), los esquemas de protección van complementando la ubicación de seccionadores barra en todos los puntos de derivación. Dentro del rango de CENS analizado, la utilización de seccionadores barra es privilegiada por el algoritmo sobre los seccionadores fusibles debido a los tiempos de reparación de las secciones y el tiempo de operación manual de los seccionadores con lo cual el beneficio de estas operaciones supera los costos adicionales que se tendría ante la instalación de fusibles.

Los resultados en el cálculo de índices de confiabilidad en el Alimentador 27F de la EEQ, muestran el requerimiento de tiempos computacionales altos, obteniendo una mejora al utilizar ANN o SVM lo cual reduce hasta un 50% el tiempo demandado cuando el total de fallas son de tipo permanente, y un 87% cuando únicamente el 10% son permanentes. Se ha verificado que debido a la poca presencia de fallas en el SD la eficacia de utilizar ANN o SVM se reduce.

La metodología de ubicación de equipos de protección utilizando AG en el alimentador 27F fue utilizada en un caso de estudio, considerando que el 100% de fallas son de tipo permanente, lo cual arroja como resultado que para un costo de CENS de hasta 0,12 USD/kWh, no se requiere de cambio alguno en la red. La cantidad de equipos instalados es amplia, lo cual reduce en gran medida los índices de confiabilidad, para CENS de 2,5 o 5,0 USD/kWh, se arrojan ubicaciones de equipos que segmentan ramales trifásicos principales, mejorando así los índices de confiabilidad. Estas alternativas evaluadas

tomando en cuenta que el 10% de fallas son de tipo permanente (caso real), arrojan beneficios negativos debido a que la presencia de esquemas de recierre despejan las fallas temporales, y la reducción de ENS no es significativa, con lo cual no se recomendaría cambios en el Alimentador 27F de la EEQ.

La metodología de ubicación óptima de equipos de seccionamiento y protección utilizando AG, ha demostrado que es sensible a cambios del CENS, CIRE, a la ubicación y tamaño de la demanda en los nodos de la red y a las características de fallas de las redes (transitorias y permanentes). Con lo cual, se concluye que los esquemas de protección en los SEDs deben ser planificados adecuadamente, tomando en cuenta la Confiabilidad del Servicio Eléctrico como principal indicador para la toma de decisiones; si bien las prácticas tradicionales en la construcción y reconfiguración de alimentadores muestran ser eficaces, las mejores prácticas requieren de análisis utilizando técnicas de optimización.

RECOMENDACIONES

Las técnicas de inteligencia artificial utilizadas en este trabajo (ANN y SVM), muestran ser poderosas herramientas para el desarrollo de distintas aplicaciones, en este trabajo fueron utilizadas como clasificadores, con lo cual se encuentran subutilizadas y podrían ser implementadas utilizando de mejor manera sus características, para mejorar los tiempos computacionales que se alcanzaron en este trabajo.

Se recomienda se continúe este trabajo, escalando el problema al análisis del total de alimentadores de una subestación de distribución, considerando la existencia de transferencias de cargas y reformulando al análisis de operación de protecciones para sistemas radiales que se realizó en la metodología presentada.

El principal factor utilizado en el presente trabajo es el costo de la Energía No Suministrada (CENS), actualmente no se disponen de valores de referencia para instalaciones de tipo residencial, industrial y comercial. La definición de una metodología de cálculo para definir valores aplicables a los SEDs ecuatorianos sería de gran importancia en la planificación de estos sistemas.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] R. N. Allan y others, Reliability evaluation of power systems, 2nd ed., Plenum Press, 1996.

[2] R. Y. Rubinstein y D. P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo method*, 2nd ed., John Wiley & Sons, 2008.

[3] W. Li y others, *Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods,* Plenum Press, New York, 1994.

[4] L. de Magalhães Carvalho, "Advances on the sequential Monte Carlo reliability assessment of generation-transmission systems using cross-entropy and population-based methods", PhD Thesis, Universidade do Porto (Portugal), 2013.

[5] X. Luo, C. Singh, y A. D. Patton, "Power system reliability evaluation using self organizing map", en *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, 2000, vol. 2, pp. 1103–1108.

[6] Y. Song, G. Bu, y R. Zhang, "A fast method for probabilistic reliability assessment of bulk power system using FSOM neural network as system states filters", en *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, IEEE/PES*, 2005, pp. 1–6.

[7] A. M. L. da Silva, L. C. de Resende, L. A. da Fonseca Manso, y V. Miranda, "Composite reliability assessment based on Monte Carlo simulation and artificial neural networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, nº 3, pp. 1202–1209, 2007.

[8] J. A. Moreno, "System reliability evaluation using Monte Carlo & support vector machine", en *Reliability and Maintainability Symposiuml*, 2003, pp. 482–486.

[9] L. C. Resende, L. A. Manso, W. D. Dutra, y A. M. L. da Silva, "Support Vector Machine application in composite reliability assessment", en *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 18th International Conference on 2015*, 2015, pp. 1–6.

[10] R. C. Green, L. Wang, y M. Alam, "Composite power system reliability evaluation using support vector machines on a multicore platform", 2011, pp. 2586–2592.

[11] R. C. Green II, *Novel computational methods for the reliability evaluation of composite power systems using computational intelligence and high performance computing techniques*, PhD Thesis, The University of Toledo, 2012.

[12] T. A. Short, *Electric power distribution handbook*, CRC press, 2014.

[13] Empresa Eléctrica Quito, "Normas para sistemas de distribución parte A guía para diseño", *Quito*, 2009.

[14] J.-H. Teng y C.-N. Lu, "Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization", *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 17, nº 1, pp. 254–259, 2002.

[15] R. Bupasiri, N. Wattanapongsakorn, J. Hokierti, y D. W. Coit, “Optimal electric power distribution system reliability indices using binary programming”, en *Reliability and Maintainability Symposium,* 2003, pp. 556–561.

[16] A. Abiri-Jahromi, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Parvania, y M. Mosleh, “Optimized sectionalizing switch placement strategy in distribution systems”, *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, nº 1, pp. 362–370, 2012.

[17] G. Levitin, S. Mazal-Tov, y D. Elmakis, “Optimal sectionalizer allocation in electric distribution systems by genetic algorithm”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 31, nº 2, pp. 97–102, 1994.

[18] L. G. da Silva, R. A. Pereira, y J. R. Mantovani, “Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 69, nº 1, pp. 77–84, 2004.

[19] L. G. W. Da Silva, R. A. F. Pereira, y J. R. S. Mantovani, “Optimized allocation of sectionalizing switches and control and protection devices for reliability indices improvement in distribution systems”, en *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES*, 2004, pp. 51–56.

[20] H. H. Dezaki, H. A. Abyaneh, Y. Kabiri, H. Nafisi, K. Mazlumi, y H. A. Fakhrabadi, “Optimized protective devices allocation in electric power distribution systems based on the current conditions of the devices”, en *Power and Energy (PECon), IEEE International Conference*, 2010, pp. 577–582.

[21] N. Balijepalli, “Advances in distribution system reliability assessment”, PhD Thesis, Iowa State University, 2002.

[22] O. Cairó y S. Guardati, *Estructuras de datos*, 2006.

[23] M. T. Hagan, H. B. Demuth, y M. H. Beale, *Neural network design*, vol. 20. Pws Pub. Boston, 1996.

[24] H. Banda, “Inteligencia Artificial: Principios y Aplicaciones”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2014.

[25] L. H. Hamel, *Knowledge discovery with support vector machines*, vol. 3., John Wiley & Sons, 2011.

[26] T. Weise, “Global optimization algorithms-theory and application”, *Self-Publ.*, vol. 2, 2009.

[27] M. A. Leiva, “Localización óptima de Condensadores en un Sistema de Distribución Eléctrico Vía Algoritmos Genéticos”, *Dep. Ing. Eléctrica Pontif. Univ. Católica Chile*, 2001.

[28] G. R. Albuja Jaramillo, “Ubicación óptima de capacitores en redes primarias de Distribución utilizando Algoritmos Genéticos considerando Demanda Variable”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2011.

[29] J. Palma y R. Marín, “Inteligencia Artificial, Técnicas, métodos y aplicaciones”, *McGraw Hll*, 2008.

[30] R. Billinton y P. Wang, “Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, nº 2, pp. 397–403, 1999.

[31] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, y K. S. So, “A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, nº 2, pp. 813–820, 1991.

[32] N. Amjady y M. Ehsan, “Evaluation of power systems reliability by an artificial neural network”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, nº 1, pp. 287–292, 1999.

[33] X. Luo, C. Singh, y A. D. Patton, “Loss-of-load state identification using self-organizing map”, en *Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE*, 1999, vol. 2, pp. 670–675.

[34] C. J. Zapata, “Estimación de tasas de fallas de componentes en casos de ausencia de datos o cantidades limitadas de datos”, *Sci. Tech.*, vol. 11, nº 27, 2005.

6. ANEXOS

ANEXO I

Cálculo analítico de índices de confiabilidad

A continuación se presenta el sistema descrito en el numeral 7.4 de la referencia [1]. Gráficamente la representación se dispone en la Figura A1.1.

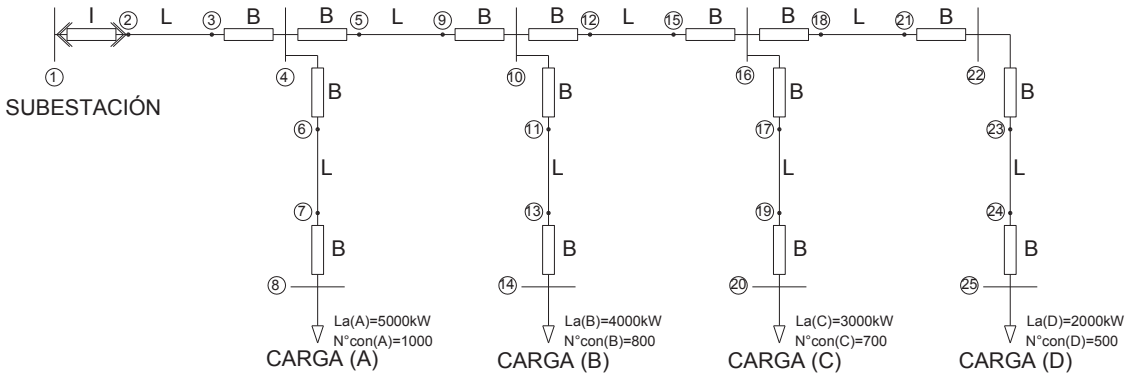


Fig. A1.1. Representación de red radial. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión

Los datos del sistema se los muestra en la Tabla A1.1. y A1.2. Los cálculos de los índices se los muestra en la Tabla A1.3.

Tabla A1.1. Parámetros de confiabilidad del sistema de prueba

Sección	Longitud (km)	λ(fallas/año)	r(horas)
02-03	2	0,2	4
05-09	1	0,1	4
12-15	3	0,3	4
18-21	2	0,2	4
06-07	1	0,2	2
11-13	3	0,6	2
17-19	2	0,4	2
23-24	1	0,2	2

Tabla A1.2. Puntos de carga y número de consumidores

Punto de Carga	Número de Consumidores	Demanda Media (kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000
Total	3000	14000

Tabla A1.3. Cálculo de Índices de confiabilidad Figura A1.1

	Carga Punto A			Carga Punto B			Carga Punto C			Carga Punto D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Componente	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)
Troncal												
02-03	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
05-09	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
12-15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
18-21	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Ramas												
06-07	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
11-13	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2	0,6	2	1,2
17-19	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8	0,4	2	0,8
23-24	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4	0,2	2	0,4
Total	2,2	2,73	6	2,2	2,73	6	2,2	2,73	6	2,2	2,73	6

$\lambda total = \sum \lambda$, $Utotal = \sum U$ y $rtotal = {\sum u}/{\sum \lambda}$

Tabla A1.4. Índices de confiabilidad Figura A1.1

SAIFI	2,20	interrupciones/consumidor año
SAIDI	6,00	horas/consumidor año
CAIDI	2,73	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999315	
ASUI	0,000685	
ENS	84000	kWh/año
AENS	28	kWh/consumidor año

Instalación de fusibles en los ramales

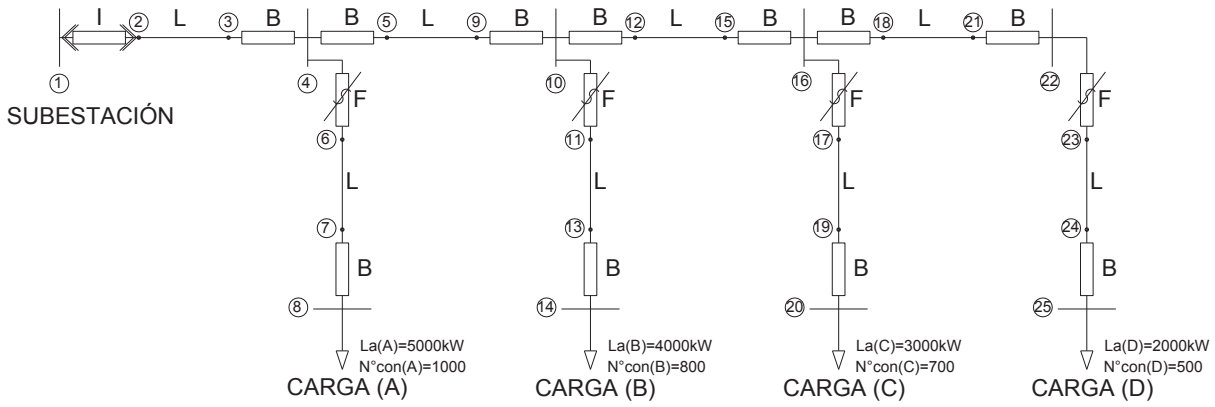


Fig. A1.2. Representación de red radial. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión

Instalación de seccionadores de barras

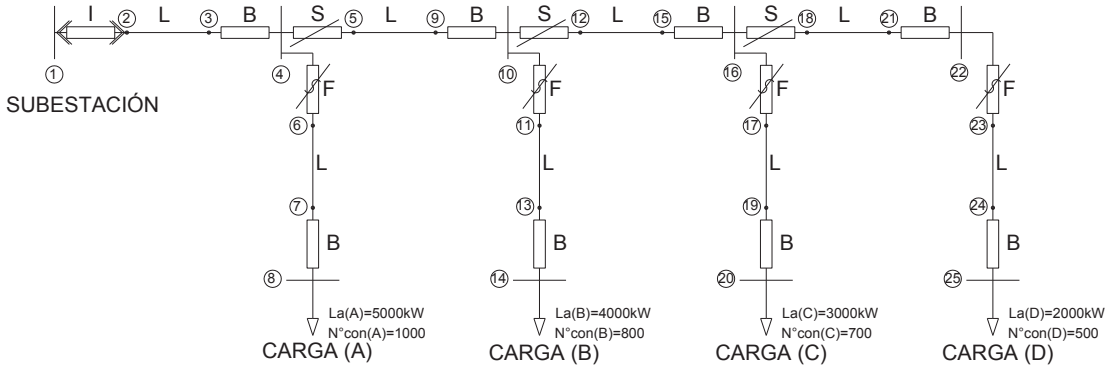


Fig. A1.3. Representación de red radial. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión

Tabla A1.5. Cálculo de Índices de confiabilidad Figura A1.2

	Carga Punto A			Carga Punto B			Carga Punto C			Carga Punto D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Componente	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)
Troncal												
02-03	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
05-09	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
12-15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
18-21	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
Ramas												
06-07	0,2	2	0,4									
11-13				0,6	2	1,2						
17-19							0,4	2	0,8			
23-24										0,2	2	0,4
Total	1	3,60	3,6	1,4	3,14	4,4	1,2	3,33	4	1	3,60	3,6

Tabla A1.6. Índices de confiabilidad Figura A1.2

SAIFI	1,15	interrupciones/consumidor año
SAIDI	3,91	horas/consumidor año
CAIDI	3,39	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999554	
ASUI	0,000446	
ENS	54800	kWh/año
AENS	18,267	kWh/consumidor año

Tabla A1.5. Cálculo de Índices de confiabilidad Figura A1.3

	Carga Punto A			Carga Punto B			Carga Punto C			Carga Punto D		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
Componente	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)	(f/año)	(horas)	(horas/año)
Troncal												
02-03	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8	0,2	4	0,8
05-09	0,1	0,5	0,05	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4	0,1	4	0,4
12-15	0,3	0,5	0,15	0,3	0,5	0,15	0,3	4	1,2	0,3	4	1,2
18-21	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	0,5	0,1	0,2	4	0,8
Ramas												
06-07	0,2	2	0,4									
11-13				0,6	2	1,2						
17-19							0,4	2	0,8			
23-24										0,2	2	0,4
Total	1	1,50	1,5	1,4	1,89	2,65	1,2	2,75	3,3	1	3,60	3,6

Tabla A1.6. Índices de confiabilidad Figura A1.3

SAIFI	1,15	interrupciones/consumidor año
SAIDI	2,58	horas/consumidor año
CAIDI	2,23	horas/interrupción consumidor
ASAI	0,999706	
ASUI	0,000294	
ENS	35200	kWh/año
AENS	11,733	kWh/consumidor año

ANEXO II

Cálculo de rendimiento de un sistema de distribución

En la referencia [1] se presenta de manera ilustrativa los cálculos de índices de confiabilidad para una porción de un sistema.

Tabla A2.1. Detalle del Sistema de Distribución

Punto de Carga	Número de consumidores N	Promedio de Carga Conectada La (kW)
1	1000	5000
2	800	3600
3	600	2800
4	800	3400
5	500	2400
6	300	1800
Total	**4000**	**19000**

Tabla A2.2. Detalle del Sistema de Distribución

Caso de falla	Punto de Carga Afectado	Número de consumidores desconectados (Nc)	Carga Desconectada Lc (kW)	Duración de la interrupción d(horas)	Corte en consumidor horas Nc*d	Energía no Suministrada Lc*d (kWh)
1	2	800	3600	3	2400	10800
	3	600	2800	3	1800	8400
2	6	300	1800	2	600	3600
3	3	600	2800	1	600	2800
4	5	500	2400	1,5	750	3600
	6	300	1800	1,5	450	2700
		3100	**15200**		**6600**	**31900**

Número de consumidores afectados= 800 + 600 + 300 + 500 = 2200 = N_a

$$SAIFI = \frac{\sum N_c}{\sum N}, CAIFI = \frac{\sum N_c}{N_a}$$

$$SAIDI = \frac{\sum N_c d}{\sum N},\ CAIDI = \frac{\sum N_c d}{\sum N_c}$$

$$ASAI = \frac{\sum 8760N - \sum N_c d}{\sum 8760N}, \; ASUI = 1 - ASAI$$

$$ENS = \sum Lc \cdot d \;, \; AENS = \frac{ENS}{\sum N}, \; ACCI = \frac{ENS}{Na}$$

Tabla A2.3. Índices de confiabilidad de rendimiento de un sistema

SAIFI	0,775	interrupciones/consumidor año
CAIFI	1,409	interrupciones/consumidor afectado año
SAIDI	1,650	horas / consumidor año
CAIDI	2,129	horas / interrupción consumidor
ASAI	0,99981	
ASUI	0,00019	
ENS	31900	kWh
AENS	7,975	kWh/consumidor año
ACCI	14,500	kWh/consumidor afectado año

ANEXO III

Distribuciones importantes en la evaluación de la confiabilidad

1. Distribución Exponencial

La función de densidad:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \qquad (t \geq 0)$$

Ecuación A3.1 Función de densidad de probabilidad exponencial

La función de distribución de probabilidad:

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Ecuación A3.2 Función de distribución de probabilidad exponencial

La media y la varianza de la distribución exponencial son $1/\lambda$ y $1/\lambda^2$, respectivamente.

2. Distribución Normal

La función de densidad:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} \qquad (-\infty \leq t \leq \infty)$$

Ecuación A3.3 Función de densidad de probabilidad normal

La media y la varianza de la distribución normal son μ y σ^2, respectivamente.

3. Distribución Log-Normal

La función de densidad:

$$f(t) = \frac{1}{t\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln t-\mu)^2}{2\sigma^2}} \qquad (t \geq 0)$$

Ecuación A3.4 Función de densidad de probabilidad log-normal

Se debe notar que μ y σ^2 en la ecuación (A3.4) no son la media ni la varianza de la distribución log-normal. La media y la varianza respectivamente vienen dadas por:

$$E(t) = e^{\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right)}$$

Ecuación A3.5 Media de la función de distribución log-normal

$$V(t) = e^{(2\mu+\sigma^2)}(e^{\sigma^2} - 1)$$

Ecuación A3.6 Varianza de la función de distribución log-normal

Si la media y la varianza de la distribución log-normal son especificadas, los parámetros μ y σ^2 en la ecuación (A3.4) vienen dados por:

$$\mu = \ln\left[\frac{E^2}{(V+E^2)^{1/2}}\right]$$

Ecuación A3.7 Definición del parámetro μ

$$\sigma^2 = \ln\left[\frac{V+E^2}{E^2}\right]$$

Ecuación A3.8 Definición del parámetro σ^2

4. Distribución Gamma

La función de densidad:

$$f(t) = \frac{t^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}\Gamma(\beta)} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)} \qquad (t \geq 0, \beta > 0, \alpha > 0)$$

Ecuación A3.9 Función de densidad de probabilidad Gamma

Donde α y β son los parámetros de forma y escala de la distribución Gamma. No existe una expresión explícita de la función de distribución de probabilidad normal, log-normal y distribución gamma.

5. Distribución Weibull

La función de densidad:

$$f(t) = \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}} \qquad (\infty > t \geq 0, \beta > 0, \alpha > 0)$$

Ecuación A3.10 Función de densidad de probabilidad Weibull

La función de distribución de probabilidad:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta}}$$

Ecuación A3.11 Función de distribución de probabilidad Weibull

Donde α y β son los parámetros de forma y escala de la distribución Weibull.

ANEXO IV

Datos de los Sistemas Eléctricos de Distribución

- **Sistema 4 Barras**

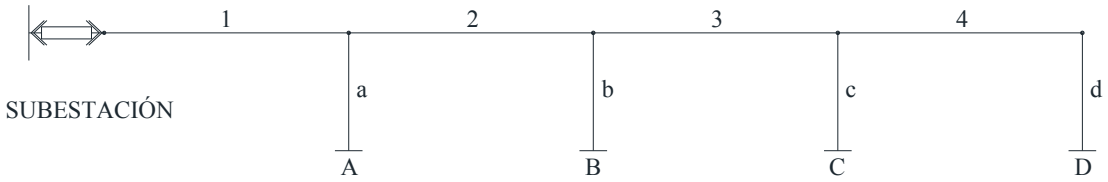


Fig. A4.1. Representación de red radial de 4 barras [1]

Tabla A4.1. Parámetros de confiabilidad del sistema

Componente	Longitud(km)	λ(f/año)	r(horas)
Sección			
1	2	0,2	4
2	1	0,1	4
3	3	0,3	4
4	2	0,2	4
Ramal			
a	1	0,2	2
b	3	0,6	2
c	2	0,4	2
d	1	0,2	2

* λ: fallas por año; r: tiempo de reparación

Tabla A4.2. Consumidores conectados al sistema

Punto de Carga	Número de Consumidores	Demanda Media (kW)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000
Total	3000	14000

- **Sistema IEEE RBTS Bus 2**

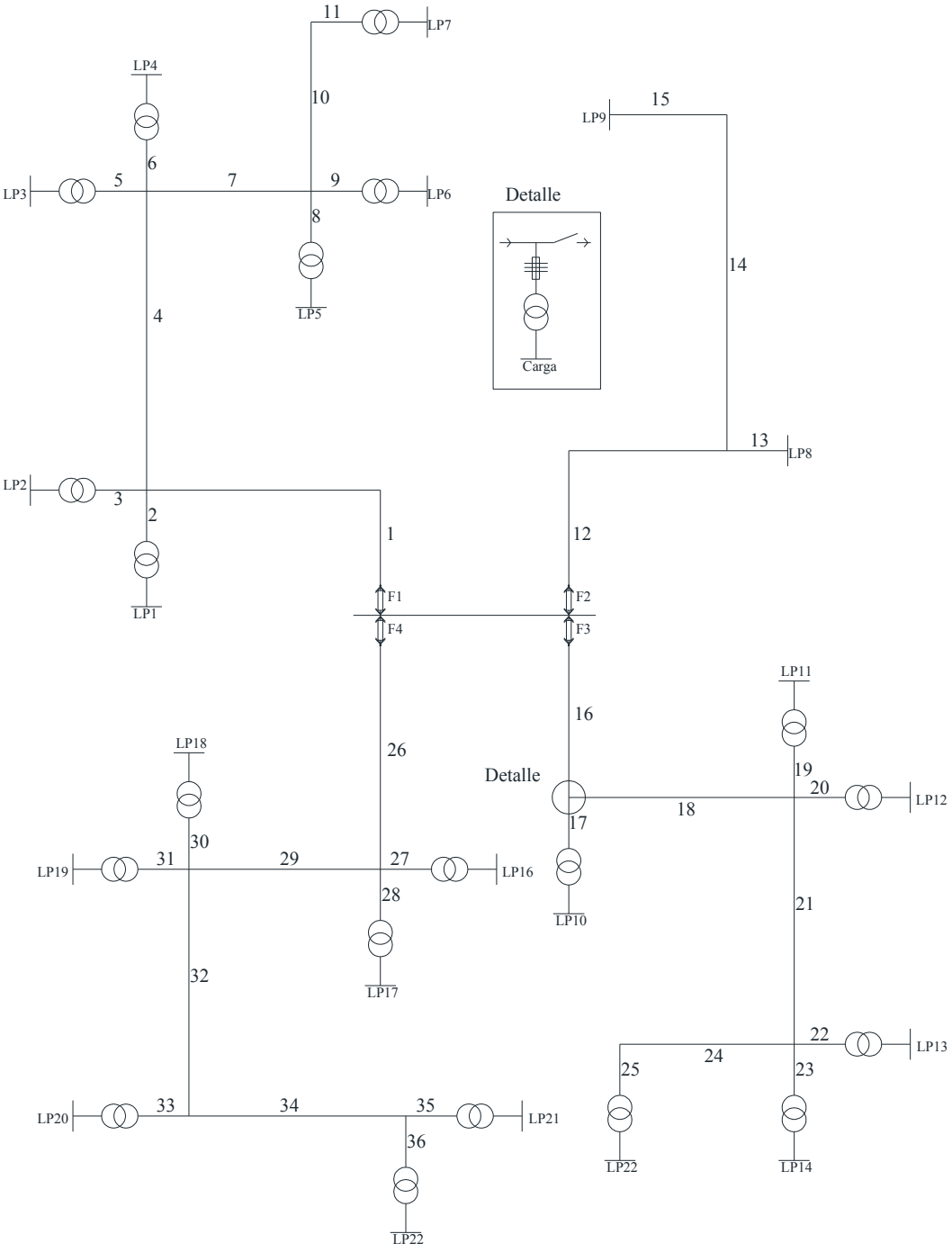


Fig. A4.2. Representación de red radial IEEE RBTS Bus 2 [31]

Tabla A4.3. Parámetros de confiabilidad del sistema

Tramo	Longitud (km)	λ (f/año)	r (horas)
1	0,75	0,049	5
2	0,60	0,039	5
3	0,80	0,052	5
4	0,75	0,049	5
5	0,80	0,052	5
6	0,60	0,039	5
7	0,75	0,049	5
8	0,80	0,052	5
9	0,75	0,049	5
10	0,60	0,039	5
11	0,80	0,052	5
12	0,75	0,049	5
13	0,80	0,052	5
14	0,60	0,039	5
15	0,80	0,052	5
16	0,75	0,049	5
17	0,60	0,039	5
18	0,80	0,052	5

Tramo	Longitud (km)	λ (f/año)	r (horas)
19	0,75	0,049	5
20	0,80	0,052	5
21	0,60	0,039	5
22	0,75	0,049	5
23	0,80	0,052	5
24	0,75	0,049	5
25	0,60	0,039	5
26	0,80	0,052	5
27	0,75	0,049	5
28	0,60	0,039	5
29	0,75	0,049	5
30	0,60	0,039	5
31	0,80	0,052	5
32	0,75	0,049	5
33	0,80	0,052	5
34	0,60	0,039	5
35	0,75	0,049	5
36	0,80	0,052	5

* λ: fallas por año; r: tiempo de reparación

Transformadores:

λ: 0.015 fallas por año; r: 200 horas

Operación de seccionamiento manual: 1 hora

Tabla A4.4. Consumidores conectados al sistema

Punto de Carga	Número de Consumidores	Demanda Media (kW)
LP1	210	535
LP2	210	535
LP3	210	535
LP4	1	566
LP5	1	566
LP6	10	454
LP7	10	454
LP8	1	1000
LP9	1	1150
LP10	210	535
LP11	210	535

Punto de Carga	Número de Consumidores	Demanda Media (kW)
LP12	200	450
LP13	1	566
LP14	1	566
LP15	10	454
LP16	10	454
LP17	200	450
LP18	200	450
LP19	200	450
LP20	1	566
LP21	1	566
LP22	10	454

ANEXO V

Cálculo de Tasas de Fallas

La publicación [34] muestra una metodología para el cálculo de tasas de fallas cuando se disponen de pocos un reducido número de datos. En estudios de confiabilidad, el conseguir datos para construir los modelos probabilísticos de los componentes presenta los siguientes problemas [34]:

- Las fallas son fenómenos aleatorios, por lo tanto, se debe esperar a que ocurran para registrar los datos asociados a estos eventos.
- Algunos de los componentes del sistema eléctrico tienen tasas de fallas muy bajas durante su periodo de vida útil; al observar su operación por largos periodos de tiempo es posible que registren muy pocas fallas o no se registre ninguna.

TASA DE FALLAS DE UN COMPONENTE

Las fallas definen la secuencia operativa de un componente continuamente operado, o secuencia de estados de disponibilidad (up) e indisponibilidad ($down$) mostrada en la Figura A5.1. No se consideran: fallas simultáneas, que el componente pueda ser reparado mientras opera (falla parcial), ni que el componente vuelva a fallar mientras es reparado [34].

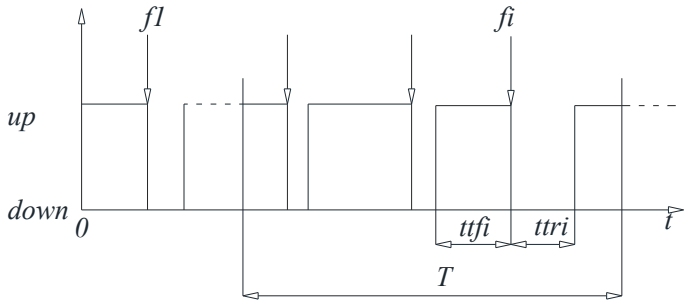


Figura A5.1 Secuencia operativa de un componente reparable [34].

Cada falla (fi) tiene asociado un tiempo para falla ($ttf\hat{i}$) y un tiempo para reparación ($ttri$), los cuales son aleatorios e independientes entre sí. El número de fallas n en un periodo de tiempo T también es aleatorio. La tasa de fallas λ es el número de fallas que ocurren mientras el componente está en el estado operativo [34].

Estimación puntual

La tasa de fallas estimada $\hat{\lambda}$ se define como:

$$\hat{\lambda} = \frac{n}{\sum_{i=1}^{n} ttf_i} = \frac{1}{\hat{m}} = \frac{n}{T - \sum_{i=1}^{n} ttr_i} \approx \frac{n}{T}$$

Ecuación A5.1 Definición estimada de tasa de fallas

Donde $\hat{m}$ es el promedio estadístico de los tiempos para falla ($\hat{m} = \overline{m}$) y es un estimador del tiempo esperado para falla m; $\hat{\lambda}$ es el inverso de un promedio estadístico por lo cual, también es un valor promedio ($\hat{\lambda} = \overline{\lambda}$). Los valores promedios son "estimadores puntuales" (un único valor) cuya calidad depende de *n* [34].

En la mayoría de los componentes de los sistemas de potencia, la indisponibilidad total (tiempo en reparación) es despreciable con respecto al tiempo de disponibilidad, lo cual justifica la aproximación mostrada en (A5.1) [34].

La Ley Fuerte de los Grandes Números es:

$$P[\lim_{n\to\infty} \bar{x} = E(x)] = 1$$

Ecuación A5.2 Ley de los grandes números

Es decir, si la muestra de datos de una variable aleatoria *x* es muy grande, habrá total certeza de que el promedio estadístico *x* (el estimador) será igual al valor esperado *E(x)* (el valor que se desea estimar) [34].

Se requiere una muestra de dos o más datos para realizar una estimación dentro de un intervalo de confianza. En los casos donde no se dispone de una cantidad de datos representativa se requieren métodos alternos para estimar λ.

Estimación utilizando la distribución Chi-cuadrado

Para encontrar $\hat{\lambda}$, se aplica la siguiente aproximación a este proceso utilizando la distribución Chi-cuadrado (χ^2):

$$\hat{\lambda} = \chi^2_{\alpha/2,v} / (2T)$$

Ecuación A5.3 Aproximación para encontrar $\hat{\lambda}$ utilizando χ^2

Donde:

v : Es el número de grados de libertad $v = 2(n+1)$

$\chi^2_{\alpha/2,v}$: Valor en la distribución χ^2 para el cual existe una probabilidad crítica α con v grados de libertad. Se halla en tablas.

Con un δ % de confianza se puede afirmar que $\lambda \leq \hat{\lambda}$; este es el intervalo de confianza unilateral.

La Tabla A5.1 presentan resultados para $\hat{\lambda}$ con α = 5% y varios valores de *T* y *n*.

Tabla A5.1 Valores de $\hat{\lambda}$ [fallas/año] para α = 5% utilizando la aproximación a la distribución Chi-cuadrado [34].

n [fallas]	T [años]				
	5	10	15	20	25
0	0,5991	0,2996	0,1997	0,1498	0,1198
1	0,9488	0,4744	0,3163	0,2372	0,1898
2	1,2592	0,6296	0,4197	0,3148	0,2518
3	1,5507	0,7754	0,5169	0,3877	0,3101
4	1,8307	0,9154	0,6102	0,4577	0,3661
5	2,1026	1,0513	0,7009	0,5257	0,4205
6	2,3685	1,1843	0,7895	0,5921	0,4737
7	2,6296	1,3148	0,8765	0,6574	0,5259
8	2,8869	1,4435	0,9623	0,7217	0,5774

Tabla A5.2 Fallas para un ejemplo de cálculo para el alimentador 27F de la EEQ

Fecha	**Hora**	**Duración**	**Alimentador**	**Causa**	**Observaciones**
11/04/2013	14:51:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
27/04/2013	16:55:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
28/04/2013	16:26:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
12/09/2013	17:12:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
06/12/2013	16:44:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
04/04/2014	17:17:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
23/02/2015	14:54:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
16/04/2015	14:43:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
18/12/2015	8:45:00	2:50	Aéreo	Poste Chocado Salida de la subestación	Apertura Interruptor Principal
22/02/2016	16:32:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
04/03/2017	14:38:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
23/03/2017	16:24:00		Aéreo	Descargas Atmosféricas	Reconexión Interruptor Principal
07/07/2016	15:20:00	1:35	Subterráneo	Falla Cable por Maquinaria Sector Triangulo	Apertura Celda SRA

Alimentador aéreo

Estimación Puntual

$$\hat{\lambda} = \bar{\lambda} = \frac{n}{\sum_{i=1}^{n} ttf_i} = \frac{12\,fallas}{307193,35 horas x 2,41 km} = 0,000134 \quad \textit{fallas/hora-km}$$

Estimación utilizando distribución Chi cuadrado

$n = 12$ fallas, $T = 5x8760 = 43800$ horas, $\alpha = 5\%$, $v = 2(n+1) = 26$ grados de libertad

$\chi^2_{\alpha/2,v} = 38,885$ (valor de tabla)

$\hat{\lambda} = \chi^2_{\alpha/2,v} / (2xTxkm) = 38,885 / (2x43800x2,41) = 0,000184$ *fallas/hora-km*

Alimentador subterráneo

Estimación Puntual

$$\hat{\lambda} = \bar{\lambda} = \frac{n}{\sum_{i=1}^{n} ttf_i} = \frac{1\,falla}{30807\,horas x 2,70 km} = 0,0000120 \quad \textit{fallas/hora-km}$$

Estimación utilizando distribución Chi cuadrado

$n = 1$ fallas, $T = 5x8760 = 43800$ horas, $\alpha = 5\%$, $v = 2(1+1) = 4$ grados de libertad

$\chi^2_{\alpha/2,v} = 9,488$ (valor de tabla)

$\hat{\lambda} = \chi^2_{\alpha/2,v} / (2xTxkm) = 9,488 / (2x43800x2,70) = 0,0000401$ *fallas/hora-km*

ANEXO VI

Guía de Uso del Programa Desarrollado en Matlab

1. Modelación de los elementos de la red

La red será modelada de manera que cada elemento es representado por un par de nodos, estos elementos pueden ser: un equipo, un tramo de red o un punto de posible ubicación de un equipo.

2. Numeración de nodos de la red

La numeración de los nodos de la red parte de la barra de la subestación con el número 1, y de manera secuencial se continúa a toda la red, no se debe saltar ningún número.

Ejemplo: Para el sistema de cuatro barras, mostrado en la figura a continuación, puede observarse la numeración y por cada segmento una letra representativa.

I: Interruptor automático.

T: Transformador

L: Tramo de red

B: Punto de posible ubicación de equipo

S: Seccionador

R: Reconectador

F: Fusible

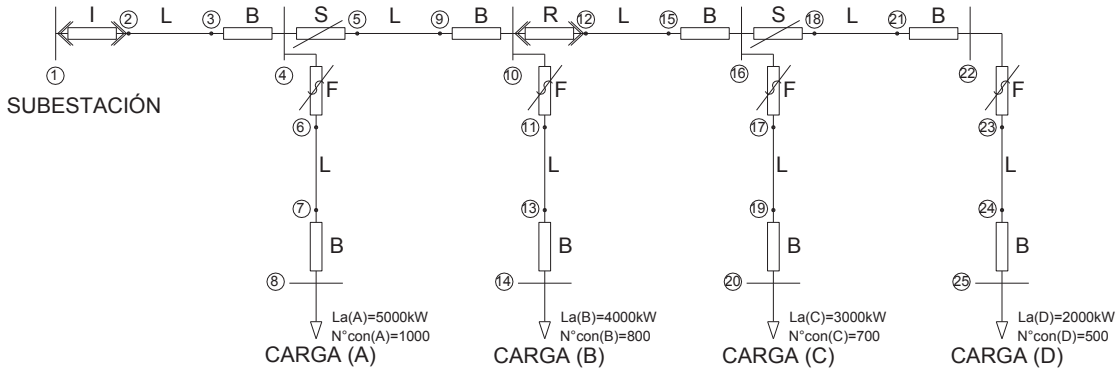


Figura. A6.1. Representación de red radial. I: Interruptor, L: Sección del alimentador, B: Barra o punto de conexión, F: Seccionador fusible, R: Reconectador

3. Archivo de datos de la red

A continuación se muestra la estructura de la base de datos:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	Sistema BUS 2 F1	33								
2	Nodo salida	Nodo llegada	Tipo Elemento	Parametro F 1	Parametro F 2	Parametro R 1	Parametro R 2	Número Consumidores	Demanda Media	Tipo Red
3	1	2	I	0	0	0	0	0	0	3
4	2	3	L	5,56507E-06	0,1	0,2	0,1	0	0	3
5	3	4	B	0	0	0	0	0	0	3
6	4	5	B	0	0	0	0	0	0	3

Figura A6.2. Ejemplo de base de datos en que utiliza el programa desarrollado

Celda A1: Nombre del Sistema

Celda B1: Número de elementos de la red

Nodo de Salida y Nodo de llegada: Corresponde a los nodos de cada segmento de la red.

Tipo de Elemento: Ubicar la letra representativa del elemento (I, L, S, B, F, R, T)

Parámetro F1 y Parámetro F2 / Parámetro R1 y Parámetro R2: Corresponden a los parámetros de falla y reparación del tramo de red de acuerdo a la función de distribución que se vaya a utilizar.

Tabla A6.1. Parámetros de acuerdo a su función de distribución de probabilidad

Función de distribución de probabilidad	**Parámetro Falla 1**	**Parámetro Falla 2**	**Parámetro Reparación 1**	**Parámetro Reparación 2**
Exponencial	Tasa de falla [fallas/hora]	-	Tasa de reparación [reparación/horas]	-
Normal	Tiempo medio del tiempo previo a una falla [horas]	Desviación Estándar	Tiempo medio del tiempo de reparación [horas]	Desviación Estándar
Log-Normal	Tiempo medio del tiempo previo a una falla [horas]	Desviación Estándar	Tiempo medio del tiempo de reparación [horas]	Desviación Estándar
Weibull	Facto de Escala $[\alpha]$	Factor de Forma $[\beta]$	Facto de Escala $[\alpha]$	Factor de Forma $[\beta]$
Gamma	Facto de Escala $[\alpha]$	Factor de Forma $[\beta]$	Facto de Escala $[\alpha]$	Factor de Forma $[\beta]$

*Factor de Forma $[\beta]$ es entero

Número de consumidores: Número de consumidores conectados en el nodo de llegada

Demanda Media: Demanda media representativa del nodo de llegada

Tipo de Red: 1 (Monofásica) y 3 (Trifásica)

4. Ejecución de la Aplicación

Para ejecutar el programa se seguirán los siguientes pasos:

- Copiar la carpeta UBIPROT, en el directorio de la unidad C:\.
- Cargar la carpeta UBIPROT al directorio de Matlab.
- Digitar >> UBIPROT en la ventana de comandos.

5. Aplicación para cálculo de Índices utilizando SMC

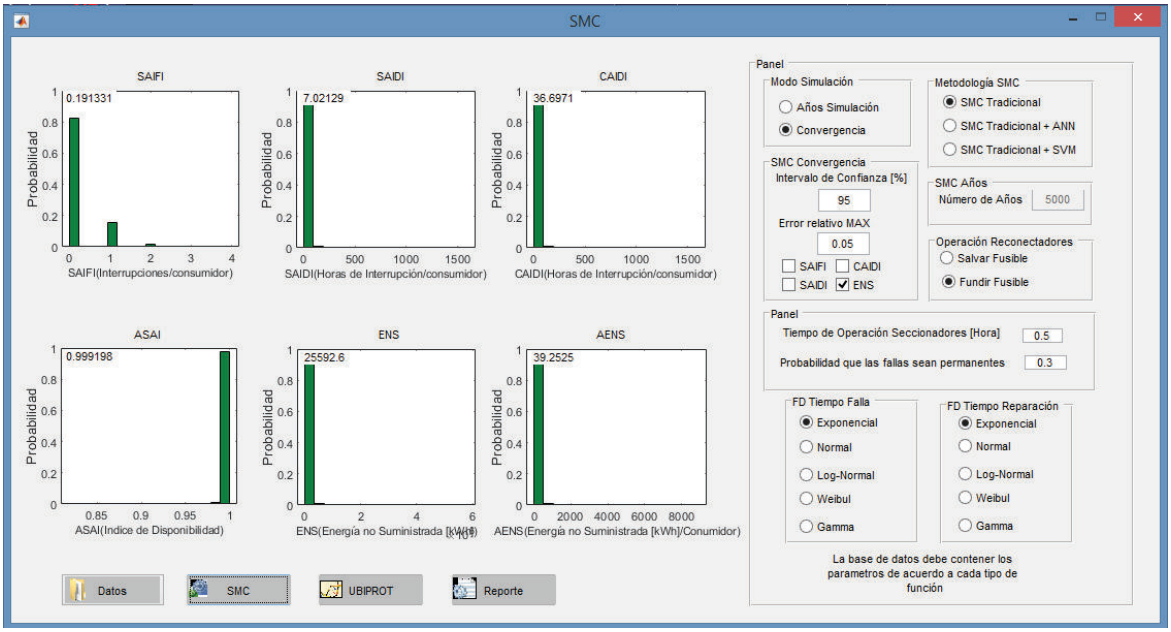


Figura A6.3. Pantalla de la Aplicación para cálculo de Índices utilizando SMC

MODO DE SIMULACIÓN

Años de simulación: Alternativa donde la SMC se ejecuta con un tiempo fijo de simulación que viene dado en años.

Convergencia: Alternativa donde la SMC se ejecuta hasta que se alcance el criterio de convergencia definido.

SMC AÑOS: Se ingresa el número de años si se ha seleccionado el modo de simulación "Años de simulación".

METODOLOGÍA SMC

SMC Tradicional: Alternativa que ejecuta la SMC con la metodología tradicional desarrollada en el presente trabajo.

SMC Tradicional + ANN: Alternativa que ejecuta la SMC con la metodología tradicional desarrollada y el ahorro de tiempo computacional al utilizar ANN.

SMC Tradicional + SVM: Alternativa que ejecuta la SMC con la metodología tradicional desarrollada y el ahorro de tiempo computacional al utilizar SVM.

SMC CONVERGENCIA

Intervalo de confianza [%]: Ubicar el valor del intervalo de confianza dentro del cual el error requerido debe estar para que el algoritmo converja (Se aconseja valores entre 80-99%).

Error relativo MAX: Error máximo relativo requerido para que se alcance la convergencia (Se aconseja valores entre 0.01 y 0.1).

SAIFI, CAIDI, SAIDI, ENS: Se selecciona el o los índices donde se evaluará la convergencia de la SMC.

OPERACIÓN DE RECONECTADORES

Salvar Fusibles: Modo de simulación de los reconectadores donde se cumple el esquema de salvar el fusible.

Fundir Fusibles: Modo de simulación de los reconectadores donde se cumple el esquema de fundir el fusible.

DATOS ADICIONALES SISTEMA

Tiempos de Operación de Seccionadores [Hora]: Tiempo de operación manual de los operadores de red para abrir seccionadores.

Probabilidad de que las fallas sean permanentes: Probabilidad que afecta a la cantidad de fallas de los elementos, el valor de 1 indica que todas las fallas serán permanentes. Los

valores deben estar entre 0 y 1. Se debe tener en cuenta el porcentaje de fallas permanentes y transitorias.

FD Tiempo de Falla, FD Tiempo de Reparación

Se escoge el tipo de función de distribución que se aplicará a los elementos de la red, tanto para el tiempo de falla, como para el tiempo de reparación. Se debe tener en cuenta que los datos del archivo de la base de datos dispongan de los parámetros adecuados al tipo de función de distribución que se elige.

BOTONES

Datos: Permite cargar la información del sistema a partir de un archivo de datos, una vez ingresado el sistema se mostrará un cuadro de mensaje.

SMC: Corre el algoritmo de SMC

UBIPROT: Abre la aplicación para la ubicación óptima de equipos de protección

Reporte: Genera un reporte en formato *.doc, con los principales resultados de la simulación

6. Aplicación para la ubicación óptima de equipos de protección utilizando AG

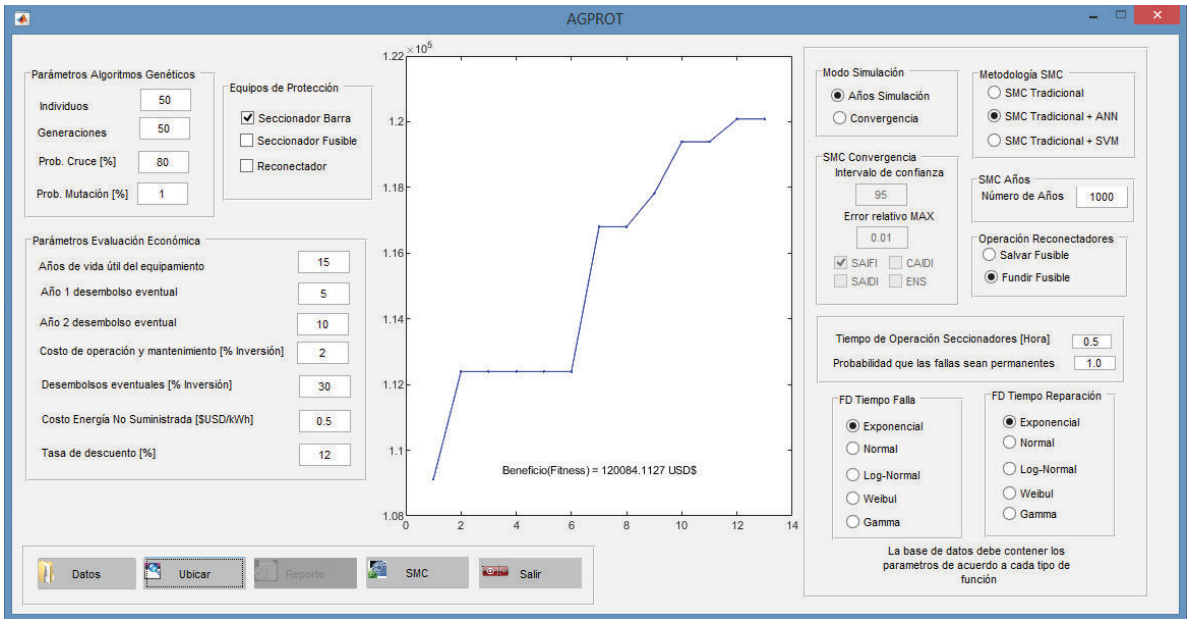


Figura A6.4. Pantalla de la Aplicación para ubicación óptima de equipos de protección utilizando AG

PARÁMETROS ALGORITMOS GENÉTICOS

Individuos: Número de individuos de la población de soluciones.

Generaciones: Número de generación que se ejecutará el AG.

Probabilidad de Cruce: Probabilidad que se aplica para que luego de un emparejamiento se realice o no el cruce. (Recomiendan valores entre el 70-100%).

Probabilidad de Mutación: Probabilidad que se aplica para el cambio de un alelo dentro un cromosoma. (Recomiendan valores entre 1-5%).

EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Seccionador Barra, Seccionador Fusible, Reconectador: Selecciona los equipos que serán considerados por el algoritmo para su ubicación.

PARÁMETROS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Años de vida útil del equipamiento: Tiempo estimado de vida útil de los equipos

Año 1 desembolso eventual: Año en que se estima se realizaría un primer desembolso por cambio o reposición de equipos.

Año 2 desembolso eventual: Año en que se estima se realizaría un segundo desembolso por cambio o reposición de equipos.

Se debe considerad que Año 1<Año 2< Vida útil

Costo de operación y mantenimiento [% Inversión]: Porcentaje estimado del costo anual que genera la instalación de los equipos por su operación y mantenimiento.

Desembolsos eventuales [% Inversión]: Porcentaje estimado del monto de los desembolsos eventuales que se realizarían en el año 1 y año 2.

Costo Energía No Suministrada [$USD/kWh]: Costo de la energía que no es suministrada a los consumidores debido a una interrupción.

Tasa de descuento [%]: Tasa de oportunidad de inversión requerida para la evaluación del flujo de fondos.

BOTONES

Datos: Permite cargar la información del sistema a partir de un archivo de base de datos, una vez ingresado el sistema se mostrará un cuadro de mensaje.

Ubicar: Corre el algoritmo de ubicación óptima

SMC: Abre la aplicación para el cálculo de índices utilizando SMC.

Reporte: Genera un reporte en formato *.doc, con los principales resultados de la simulación.

Automáticamente luego de la ejecución del algoritmo, se generará un archivo *.xls, que tendrá una tabla con el resultado de los equipos a instalarse.

ANEXO VII

Código del Programa Desarrollado en Matlab

PARTE 1: Simulación Montecarlo

```
**************************************************************************
**************************************************************************
function [SAIFI,CAIFI,SAIDI,CAIDI,ASAI,ENST,AENS,anual,EstadoF,deltaF,NestaAF]=smcpricipal(MetSMC,...
          InfosisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,Nanual,confianza,error,...
          funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,Mconver)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: smcprincipal
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta el cálculo de índices de confiabilidad
%              mediante la ejecución del método de simulación Montecarlo
% INDICES
% SAIFI : Frecuencia media de interrupciones del sistema
% SAIDI : Duración media de interrupciones del sistema
% CAIFI : Frecuencia media de interrupciones del consumidor
% CAIDI : Duración media de interrupciones del consumidor
% ASAI  : Índice medio de disponibilidad del sistema
% ASUI  : Índice medio de indisponibilidad del sistema
% ENST  : Energía no suministrada
% AENS  : Energía no suministrada por consumidor

%% LECTURA DE DATOS
%Datos de la red
Datos=InfoSisSeg(:,1:2);

% Datos del tipo de elemento
DatosM=InfosisEqu;

%Parámetros de función de distribución

%PARÁMETRO 1
Param1_falla=InfoSisSeg(:,3);
Param1_repar=InfoSisSeg(:,4);

%PARAMETRO 2
Param2_falla=InfoSisSeg(:,5);
Param2_repar=InfoSisSeg(:,6);

% Matriz de Demandas y Consumidores en Nodos
DemandaM=InfoSisNod(1,:);
ConsumidorM=InfoSisNod(2,:);

% Demanda y Número Total de Consumidores
DemTot=InfoSisTot(1,1); %Número Total de Consumidores
NumTotCon=InfoSisTot(1,2); %Número Total de Consumidores

nseg=InfoSisTot(1,3); %Número de segmentos
%% FUNCIÓN DE RAMIFICACIÓN DE REDES RADIALES
[M,TramosFin,ntramos]=ramas(Datos,nseg); % M:Matrix adyaciencia
if MetSMC==1
   Tsim=8760*Nanual; % tiempo simulación en horas
else
   Tsim=5000*8760; % tiempo máximo simulación en horas
   Nanual=1200000; % años máximo de simulación
end

anual=1; %Valor Inicial
an=1;
count=1; %Contador convergencia
flagcoevar=0; %Bandera convergencia

% Valores finales
EstadoF=ones(nseg,1);
deltaF=1;
NestaAF=0;

 while anual<Nanual

     if flagcoevar==1
        break
    end

    %% CREACIÓN HISTORIAL OPERATIVO
    %Función de Creación del Historial Operación
    [U]=his_operativo(nseg,Param1_falla,Param2_falla,Param1_repar,...
        Param2_repar,Tsim,funcDfalla,funcDrepar);

    %% ANÁLISIS DE ESTADOS OPERATIVOS
```

```
%Función de creación de Estados Operativos binarios
[Estado,delta,NestaA] = estadosbin(U,nseg,Tsim);

% Valores finales
EstadoF=[EstadoF,Estado];
deltaF=[deltaF,delta];
NestaAF=[NestaAF,NestaA+NestaAF(end)];

Nini=1;
est=1; %Valor Inicial

for p=1:length(NestaA)
    flagDes=ones(1,nseg);
    Tanalisis=0;
    esta=1;
    Nfin=NestaA(p);

    for q=Nini:Nfin
     %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE PROTECCIONES
          E=Estado(:,est);
          % Copia de Datos de Ingreso
          MP=M;% Matriz de Adyacencia
          Des=find(E==0);
          secc=0;

          if isempty(Des)==0
              [MP,MS,secc]=protecciones(Des,Datos,DatosM,TramosFin,...
                  ntramos,nseg,MP,operec,probperman);
          else
              MP=M; % En el caso de que no exista falla
              MS=M;
          end

       % Comprobación de conexión
       [W2]=warsall(MP); % Operación de Equipo de Corte
       [W3]=warsall(MS); % Operación de Equipo de Seccionamiento

       %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

           % Tiempo que permanece estado
           deltaT=delta(est);
           deltaTsecc=0;

           if secc==1
           deltaTsecc=tiemposecc; %TIEMPO SECCONAMIENTO ********
           deltaTesta=deltaT-deltaTsecc;
           else
             deltaTesta=deltaT;
           end

           % Historial individual
           HistIndv(est,:)=W2(1,2:end);
           HistIndvSecc(est,:)=W3(1,2:end);

           % Historia de desconexión
           if est==1
               HistDes(est,:)=not(HistIndv(est,:));
           else
               HistDes(est,:)=HistIndv(est-1,:)>HistIndv(est,:);
           end

           % Valor Demanda fuera de servicio
           DemanFS=DemTot-sum(HistIndv(est,:).*DemandaM(1,2:end));
           DemanFSSEcc=DemTot-sum(HistIndvSecc(est,:).*DemandaM(1,2:end));

           % Valor de Consumidores fuera de servicio
           ConsuFS=NumTotCon-sum(HistIndv(est,:).*ConsumidorM(1,2:end));
           ConsuFSSecc=NumTotCon-sum(HistIndvSecc(est,:).*ConsumidorM(1,2:end));

           % Bandera de Desconexión
           flagDes=flagDes.*HistIndv(est,:);

           % Resumen de Datos por Estado
           DurIntCon(esta) = deltaTesta*ConsuFSSecc + deltaTsecc*ConsuFS; %Duración de la Interrupción por Consumidor
           ENS(esta)    = deltaTesta*DemanFSSEcc + deltaTsecc*DemanFS; %Energía no Suministrada
           ConFS(esta)  = sum(ConsuFS); %Consumidores Fuera de Servicio

       Tanalisis=Tanalisis+deltaT; %Avance del tiempo de análisis
       est=est+1; %Avance de los estados
       esta=esta+1; %Avance de los estados anual
       if Tanalisis==8760
           an=an+1;
       end

    end

    %% CÁLCULO DE INDICES ANUALES
        %% Cálculo SAIFI
        NumTotConDes(anual)=sum(ConFS); %Número Total de Consumidores Desconectados
        SAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/NumTotCon; %Núm Tot de Cons Des/Núm Tot de Cons

        %% Cálculo CAIFI
        % Cálculo de los consumidores afectados
        ConAfec(anual)=sum(not(flagDes).*ConsumidorM(1,2:end));
        CAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/ConAfec(anual); %Núm Tot de Cons Des/Núm Cons Afectados
        if isnan(CAIFI(anual))==1
            CAIFI(anual)=0;
        end
```

```
            %% Cálculo del SAIDI
            DurTotIntCon(anual)=sum(DurIntCon); %Duración Total de la Interrupción por Consumidor
            SAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotCon; %Dur Tot Int Cons/Núm Tot de Cons

            %% Cálculo del CAIDI
            CAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotConDes(anual); %Dur Tot Int Cons/%Núm Tot de Cons Des
            %CAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/ConAfec(anual); %Dur Tot Int Cons/%Núm Tot de Cons Afectados
            %CAIDI(anual)=SAIDI(anual)/SAIFI(anual);
            if isnan(CAIDI(anual))==1 || isinf(CAIDI(anual))==1
                CAIDI(anual)=0;
            end

            %% Cálculo del ASAI
            ASAI(anual)=(8760*NumTotCon-DurTotIntCon(anual))/(8760*NumTotCon);

            %% Cálculo del ASUI
            ASUI(anual)=1-ASAI(anual);

            %% Cálculo ENS
            ENST(anual)=sum(ENS);

            %% Cálculo AENS
            AENS(anual)=ENST(anual)/NumTotCon;

            %% Cálculo ACCI
            ACCI(anual)=ENST(anual)/ConAfec(anual);
            if isnan(ACCI(anual))==1
                ACCI(anual)=0;
            end

        %% VERIFICACIÓN CONVERGENCIA

          if MetSMC==2
              % Cada 100 años de simulación
              errorp=999*ones(1,4);
              if anual==100*count
                  if Mconver(1)==1
                     errorp(1) = convergencia(SAIFI,confianza); %Evaluación SAIFI
                  end
                  if Mconver(2)==1
                     errorp(2) = convergencia(SAIDI,confianza); %Evaluación SAIDI
                  end
                  if Mconver(3)==1
                     errorp(3) = convergencia(CAIDI,confianza); %Evaluación CAIFI
                  end
                  if Mconver(4)==1
                     errorp(4) = convergencia(ENST,confianza); %Evaluación ENS
                  end

                  Mde=errorp.*Mconver;

                  if max(Mde)<error || (Nanual-anual)<100 % Criterio de convergencia
                      if (Nanual-anual)<100
                          msgbox('No se alcanzó el criterio de convergencia','Infosis');
                      end
                      flagcoevar=1;
                      break
                  end
                  count=count+1;
              end
          end
              anual=anual+1;
              Nini=Nfin+1;
              clear DurIntCon ENS ConFS
      end

  end
```

****

****

```
function [SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASAI,ENST,AENS,anual,EstadoF,deltaF,NestaAF]=smcpricipalANN(MetSMC,...
          InfosisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,Nanual,confianza,error,...
          funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,Mconver)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: smcprincipalANN
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta el cálculo de índices de confiabilidad
%              mediante la ejecución del método de simulación montecarlo y
%              la utilización de ANN para reducción del tiempo
%              computacional
% INDICES
% SAIFI : Frecuencia media de interrupciones del sistema
% SAIDI : Duración media de interrupciones del sistema
% CAIFI : Frecuencia media de interrupciones del consumidor
% CAIDI : Duración media de interrupciones del consumidor
% ASAI  : Índice medio de disponibilidad del sistema
% ASUI  : Índice medio de indisponibilidad del sistema
```

```
% ENST  : Energía no suministrada
% AENS  : Energía no suministrada por consumidor

%% LECTURA DE DATOS

%Datos de la red
Datos=InfoSisSeg(:,1:2);

% Datos del tipo de elemento
DatosM=InfosisEqu;

%Parámetros de función de distribución

%PARÁMETRO 1
Param1_falla=InfoSisSeg(:,3);
Param1_repar=InfoSisSeg(:,4);

%PARAMETRO 2
Param2_falla=InfoSisSeg(:,5);
Param2_repar=InfoSisSeg(:,6);

% Matriz de Demandas y Consumidores en Nodos
DemandaM=InfoSisNod(1,:);
ConsumidorM=InfoSisNod(2,:);

% Demanda y Número Total de Consumidores
DemTot=InfoSisTot(1,1); %Número Total de Consumidores
NumTotCon=InfoSisTot(1,2); %Número Total de Consumidores

nseg=InfoSisTot(1,3); %Número de segmentos

%% FUNCIÓN DE RAMIFICACIÓN DE REDES RADIALES
[M,TramosFin,ntramos]=ramas(Datos,nseg); % M:Matrix adyaciencia

if MetSMC==1
   Tsim=8760*Nanual; % tiempo simulación en horas
else
   Tsim=5000*8760; % tiempo máximo simulación en horas
   Nanual=1200000; % años máximo de simulación
end

anual=1; %Valor Inicial
an=1;
count=1; %Contador convergencia
flagcoevar=0; %Bandera convergencia

% Valores finales
EstadoF=ones(nseg,1);
deltaF=1;
NestaAF=0;

 while anual<Nanual

     if flagcoevar==1
       break
    end

    %% CREACIÓN HISTORIAL OPERATIVO
    %Función de Cración del Historial Operación
    [U]=his_operativo(nseg,Param1_falla,Param2_falla,Param1_repar,...
        Param2_repar,Tsim,funcDfalla,funcDrepar);

    %% ANÁLISIS DE ESTADOS OPERATIVOS
    %Función de creación de Estados Operativos binarios
    [Estado,delta,NestaA] = estadosbin(U,nseg,Tsim);

    % Valores finales
    EstadoF=[EstadoF,Estado];
    deltaF=[deltaF,delta];
    NestaAF=[NestaAF,NestaA+NestaAF(end)];

    %% CREACIÓN DE BASE PARA CLASIFICACIÓN RAN
    [Base]=baseentrenamiento…
          (nseg,M,Datos,DatosM,TramosFin,ntramos,DemTot,NumTotCon,ConsumidorM,DemandaM,operec,probperman);

    %% ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CLASIFICACIÓN RAN

    %*** ERROR POR ALTA DISPONIBILIDAD DE COMPONENTES
    %Base=[Base;Base;Base]; % Triplicación de la Base de Entrenamiento

    Basein=Base(1:end,1:nseg); %Matriz de Estados Entrenamiento
    Baseout=Base(1:end,nseg+1:nseg+5); %Matriz de Clases Entrenamiento

    [BaseClass,Baseout_U] = baseclases(Baseout); %Función para Encontrar Matriz de Clases

    Target = ind2vec(BaseClass'); %Índices de clases
    net = newpnn(Basein',Target); %Creación Red Neuronal Probabilística

    % Simulación de la Red Neuronal con los Estados
    Y = sim(net,Estado);
    Yc = vec2ind(Y);

    ConfParam_Red=Baseout_U(Yc,:); % Parámetros de Confiabilidad

    % Matriz de Estados y Confiabilidad
    nelem=length(delta);
    EstConfM=zeros(6,nelem);

    EstConfM(1,:)=delta; % Variación del Tiempo
    EstConfM(2:6,:)=ConfParam_Red'; % Parámetros de Confiabilidad
```

```
est=1; %Valor Inicial
Nini=1;

for p=1:length(NestaA)
    Tanalisis=0;
    esta=1;
    Nfin=NestaA(p);

    for q=Nini:Nfin

        %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
           % Tiempo que permanece estado
           deltaTesta=EstConfM(1,est);
           deltaTsecc=0;

           secc=EstConfM(6,est);

           if secc==1
           deltaTsecc=tiemposecc; %TIEMPO SECCONAMIENTO ********
           deltaTesta=deltaTesta-deltaTsecc;
           else
             deltaTesta=deltaTesta;
           end

           % Valor Demanda fuera de servicio
           DemanFS=EstConfM(2,est);
           DemanFSSEcc=EstConfM(3,est);

           % Valor de Consumidores fuera de servicio
           ConsuFS=EstConfM(4,est);
           ConsuFSSecc=EstConfM(5,est);

           % Resumen de Datos por Estado
           DurIntCon(esta) = deltaTesta*ConsuFSSecc + deltaTsecc*ConsuFS; %Duración de la Interrupción por Consumidor
           ENS(esta)    = deltaTesta*DemanFSSEcc + deltaTsecc*DemanFS; %Energía no Suministrada
           ConFS(esta)  = sum(ConsuFS); %Consumidores Fuera de Servicio

       Tanalisis=Tanalisis+deltaTesta; %Avance del tiempo de análisis
       est=est+1; %Avance de los estados
       esta=esta+1; %Avance de los estados anual
       if Tanalisis==8760
           an=an+1;
       end

    end
  %% CÁLCULO DE INDICES ANUALES
        %% Cálculo SAIFI
        NumTotConDes(anual)=sum(ConFS); %Número Total de Consumidores Desconectados
        SAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/NumTotCon; %Núm Tot de Cons Des/Núm Tot de Cons

        %% Cálculo del SAIDI
        DurTotIntCon(anual)=sum(DurIntCon); %Duración Total de la Interrupción por Consumidor
        SAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotCon; %Dur Tot Int Cons/Núm Tot de Cons

        %% Cálculo del CAIDI
        CAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotConDes(anual); %Dur Tot Int Cons/%Núm Tot de Cons Des
        %CAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/ConAfec(anual); %Dur Tot Int Cons/%Núm Tot de Cons Afectados
        %CAIDI(anual)=SAIDI(anual)/SAIFI(anual);
        if isnan(CAIDI(anual))==1 || isinf(CAIDI(anual))==1
            CAIDI(anual)=0;
        end

        %% Cálculo del ASAI
        ASAI(anual)=(8760*NumTotCon-DurTotIntCon(anual))/(8760*NumTotCon);

        %% Cálculo del ASUI
        ASUI(anual)=1-ASAI(anual);

        %% Cálculo ENS
        ENST(anual)=sum(ENS);

        %% Cálculo AENS
        AENS(anual)=ENST(anual)/NumTotCon;

  %% VERIFICACIÓN CONVERGENCIA

    if MetSMC==2
        % Cada 100 años de simulación
        errorp=999*ones(1,4);
        if anual==100*count
            if Mconver(1)==1
               errorp(1) = convergencia(SAIFI,confianza); %Evaluación SAIFI
            end
            if Mconver(2)==1
               errorp(2) = convergencia(SAIDI,confianza); %Evaluación SAIDI
            end
            if Mconver(3)==1
               errorp(3) = convergencia(CAIDI,confianza); %Evaluación CAIFI
            end
            if Mconver(4)==1
               errorp(4) = convergencia(ENST,confianza); %Evaluación ENS
            end

            Mde=errorp.*Mconver;

            if max(Mde)<error || (Nanual-anual)<100 % Criterio de convergencia
                if (Nanual-anual)<100
                    msgbox('No se alcanzó el criterio de convergencia','Infosis');
                end
```

```
                    flagcoevar=1;
                    break
                end
                count=count+1;
            end
        end
            anual=anual+1;
            Nini=Nfin+1;
            clear DurIntCon ENS ConFS
    end

end
```

****

****

```
function [SAIFI,SAIDI,CAIDI,ASAI,ENST,AENS,anual,EstadoF,deltaF,NestaAF]=smcpricipalSVM(MetSMC,...
          InfosisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,Nanual,confianza,error,...
          funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,Mconver)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: smcprincipalSVM
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta el cálculo de índices de confiabilidad
%              mediante la ejecución del método de simulación montecarlo y
%              la reducción de tiempo computacional utilizando SVM
% INDICES
% SAIFI : Frecuencia media de interrupciones del sistema
% SAIDI : Duración media de interrupciones del sistema
% CAIFI : Frecuencia media de interrupciones del consumidor
% CAIDI : Duración media de interrupciones del consumidor
% ASAI  : Indice medio de disponibilidad del sistema
% ASUI  : Indice medio de indisponibilidad del sistema
% ENST  : Energía no suministrada
% AENS  : Energía no suministrada por consumidor

%% LECTURA DE DATOS

%Datos de la red
Datos=InfoSisSeg(:,1:2);

% Datos del tipo de elemento
DatosM=InfosisEqu;

%Parámetros de función de distribución

%PARÁMETRO 1
Param1_falla=InfoSisSeg(:,3);
Param1_repar=InfoSisSeg(:,4);

%PARAMETRO 2
Param2_falla=InfoSisSeg(:,5);
Param2_repar=InfoSisSeg(:,6);

% Matriz de Demandas y Consumidores en Nodos
DemandaM=InfoSisNod(1,:);
ConsumidorM=InfoSisNod(2,:);

% Demanda y Número Total de Consumidores
DemTot=InfoSisTot(1,1); %Número Total de Consumidores
NumTotCon=InfoSisTot(1,2); %Número Total de Consumidores

nseg=InfoSisTot(1,3); %Número de segmentos

%% FUNCIÓN DE RAMIFICACIÓN DE REDES RADIALES
[M,TramosFin,ntramos]=ramas(Datos,nseg); % M:Matrix adyaciencia

if MetSMC==1
   Tsim=8760*Nanual; % tiempo simulación en horas
else
   Tsim=5000*8760; % tiempo máximo simulación en horas
   Nanual=1200000; % años máximo de simulación
end

anual=1; %Valor Inicial
an=1;
count=1; %Contador convergencia
flagcoevar=0; %Bandera convergencia

% Valores finales
EstadoF=ones(nseg,1);
deltaF=1;
NestaAF=0;

 while anual<Nanual

    if flagcoevar==1
       break
    end
```

```
    %% CREACIÓN HISTORIAL OPERATIVO
    %Función de Cración del Historial Operación
    [U]=his_operativo(nseg,Param1_falla,Param2_falla,Param1_repar,...
        Param2_repar,Tsim,funcDfalla,funcDrepar);

    %% ANÁLISIS DE ESTADOS OPERATIVOS
    %Función de creación de Estados Operativos binarios
     [Estado,delta,NestaA] = estadosbin(U,nseg,Tsim);

    % Valores finales
    EstadoF=[EstadoF,Estado];
    deltaF=[deltaF,delta];
    NestaAF=[NestaAF,NestaA+NestaAF(end)];

    %% CREACIÓN DE BASE PARA CLASIFICACIÓN SVM
    [ Base ] = baseentrenamiento(
nseg,M,Datos,DatosM,TramosFin,ntramos,DemTot,NumTotCon,ConsumidorM,DemandaM,operec,probperman );

    %% ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CLASIFICACIÓN SVM

    %*** ERROR POR ALTA DISPONIBILIDAD DE COMPONENTES
    %Base=[Base;Base;Base]; % Duplicación de la Base de Entrenamiento

    Xin_train=Base(2:nseg+1,1:nseg); % Matriz de caracteristicas clases
    Yout_train=num2str(Base(2:nseg+1,nseg+1:end)); %Matriz de clases

    Mdl = fitcecoc(Xin_train,Yout_train); % Entrenamiento SVM para multiclases
    isLoss = resubLoss(Mdl);

    if isLoss>0
        X2train=[Xin_train;Xin_train];
        Y2train=[Yout_train;Yout_train];
        Mdl = fitcecoc(X2train,Y2train); % Entrenamiento SVM para multiclases
    end

    % Matriz de Estados Reducida
    EstadoP=Estado';
    [fil_E, col_E]=find(EstadoP==0);
    Fil_Eu=unique(fil_E);
    EstadoP_Red=EstadoP(Fil_Eu,:);

    % Prueba SVM
    label = predict(Mdl,EstadoP_Red); % Predicción de clases
    ConfParam_Red=str2num(label);

    % Matriz de Estados y Confiabilidad
    nelem=length(delta);
    EstConfM=zeros(6,nelem);

    EstConfM(1,:)=delta; % Variación del Tiempo
    EstConfM(2:6,Fil_Eu)=ConfParam_Red'; % Parámetros de Confiabilidad

    est=1; %Valor Inicial
    Nini=1;

    for p=1:length(NestaA)
        Tanalisis=0;
        esta=1;
        Nfin=NestaA(p);

        for q=Nini:Nfin

            %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
               % Tiempo que permanece estado
               deltaTesta=EstConfM(1,est);
               deltaTsecc=0;

               secc=EstConfM(6,est);

               if secc==1
               deltaTsecc=tiemposecc; %TIEMPO SECCONAMIENTO ********
               deltaTesta=deltaTesta-deltaTsecc;
               else
                 deltaTesta=deltaTesta;
               end

               % Valor Demada fuera de servicio
               DemanFS=EstConfM(2,est);
               DemanFSSEcc=EstConfM(3,est);

               % Valor de Consumidores fuera de servicio
               ConsuFS=EstConfM(4,est);
               ConsuFSSecc=EstConfM(5,est);

               % Resumen de Datos por Estado
               DurIntCon(esta) = deltaTesta*ConsuFSSecc + deltaTsecc*ConsuFS; %Duración de la Interrupción por Consumidor
               ENS(esta)    = deltaTesta*DemanFSSEcc + deltaTsecc*DemanFS; %Energía no Suministrada
               ConFS(esta)  = sum(ConsuFS); %Consumidores Fuera de Servicio

           Tanalisis=Tanalisis+deltaTesta; %Avance del tiempo de análisis
           est=est+1; %Avance de los estados
           esta=esta+1; %Avance de los estados anual
           if Tanalisis==8760
               an=an+1;
           end

        end

        %% CÁLCULO DE INDICES ANUALES
```

```
            %% Cálculo SAIFI
            NumTotConDes(anual)=sum(ConFS); %Número Total de Consumidores Desconectados
            SAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/NumTotCon; %Núm Tot de Cons Des/Núm Tot de Cons

            %% Cálculo del SAIDI
            DurTotIntCon(anual)=sum(DurIntCon); %Duración Total de la Interrupción por Consumidor
            SAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotCon; %Dur Tot Int Cons/Núm Tot de Cons

            %% Cálculo del CAIDI
            CAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotConDes(anual); %Dur Tot Int Cons/%Núm Tot de Cons Des
            %CAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/ConAfec(anual); %Dur Tot Int Cons/%Núm Tot de Cons Afectados
            %CAIDI(anual)=SAIDI(anual)/SAIFI(anual);
            if isnan(CAIDI(anual))==1 || isinf(CAIDI(anual))==1
                CAIDI(anual)=0;
            end

            %% Cálculo del ASAI
            ASAI(anual)=(8760*NumTotCon-DurTotIntCon(anual))/(8760*NumTotCon);

            %% Cálculo del ASUI
            ASUI(anual)=1-ASAI(anual);

            %% Cálculo ENS
            ENST(anual)=sum(ENS);

            %% Cálculo AENS
            AENS(anual)=ENST(anual)/NumTotCon;

          %% VERIFICACIÓN CONVERGENCIA

         if MetSMC==2
            % Cada 100 años de simulación
            errorp=999*ones(1,4);
            if anual==100*count
                if Mconver(1)==1
                   errorp(1) = convergencia(SAIFI,confianza); %Evaluación SAIFI
                end
                if Mconver(2)==1
                   errorp(2) = convergencia(SAIDI,confianza); %Evaluación SAIDI
                end
                if Mconver(3)==1
                   errorp(3) = convergencia(CAIDI,confianza); %Evaluación CAIFI
                end
                if Mconver(4)==1
                   errorp(4) = convergencia(ENST,confianza); %Evaluación ENS
                end

                Mde=errorp.*Mconver;

                if max(Mde)<error || (Nanual-anual)<100 % Criterio de convergencia
                    if (Nanual-anual)<100
                        msgbox('No se alcanzó el criterio de convergencia','Infosis');
                    end
                    flagcoevar=1;
                    break
                end
                count=count+1;
            end
        end

            anual=anual+1;
            Nini=Nfin+1;
            clear DurIntCon ENS ConFS
    end

 end
```

FUNCIONES SMC

```
**********************************************************************
function [ tramos , DatosP ] = buscatramos( DatosP, NodC )
% NOMBRE FUNCIÓN: BUSCATRAMOS
% DESCRIPCIÓN: Función que busca tramos en función de nodos de envio y
%              recepción
% tramos : Tramos encontrados
% DatosP : Actualización de la matriz de datos

elem=find(DatosP(:,1)==NodC);
tramos=DatosP(elem,:);
DatosP(elem,:)=[];

end
**********************************************************************
function [EquiPrS]=contadorEqui(Datos,DatosMp,NINDV,TramosFin,ntramos,nseg)
% NOMBRE FUNCIÓN: contadorEqui
% DESCRIPCIÓN: Función para encontrar el número de Equipos en serie
% para ejecutar la penalización de la función objetivo

EquiPrS=zeros(NINDV,ntramos);

    for i=1:NINDV
        DatosE=DatosMp(:,i);

        for j=1:ntramos
            a=length(TramosFin{j});
            Tramo=TramosFin{j};
            EquiPr=zeros(a,1);
            for k=1:a
```

```
                for p=1:nseg
                    if Datos(p,1)==Tramo(k,1) && Datos(p,2)==Tramo(k,2)
                        E=DatosE(p,1);
                    end
                end

                if E=='F' || E=='R'
                   EquiPr(k,1)=1;
                end
            end
            EquiPrS(i,j)=sum(EquiPr);
        end
        clear DatosE EquiPr Tramo
    end

end
```

****

```
function [ EstadoQ, deltaQ, Nesta ] = estadosbin( U,nt,Tsim )
% NOMBRE FUNCIÓN: estadosbin
% DESCRIPCIÓN: Función que crea los estados binarios 1-0 (conexión o falla
%              a partir del historial de operación de cada segmento, con la
%              característica que considera los estados anualmente
% Estados : Estados binarios anuales
% deltaQ  : Duaración de cada estado
% Nesta   : Número de estados anuales

Estado=ones(nt,1); % Matriz inicial de Estados
i=2;
Up=U; % Copia de respaldo
TtotalS=0; % Avance del tiempo

        while TtotalS<Tsim
         % Estado inicial de los Componentes
            Estado(:,i)=Estado(:,i-1);
         % Determinación del mínimo intervalo de Tiempo
            [minV,a]=min(min(Up,[],2)); % Valor y elemento que cambia de estado
            delta(i-1,1)=minV;
         % Técnica del cambio de Estado
            if Estado(a,i-1)==1 %Cambio estado componente
            Estado(a,i)=0;
            else
            Estado(a,i)=1;
            end
         % Avance de la Matriz del Tren de Pulsos
            Up=Up-minV;
            Up(Up==0)=NaN;

            TtotalS=sum(delta); %Avance tiempo
            i=i+1; %Contador cambios
        end

delta(end)=Tsim-sum(delta(1:end-1,:));

%% Partición interanual
nest=length(delta);
nestp=1;
for p=1:nest
    while delta(p)>8760
          deltaP(nestp)=8760;
          EstadoP(:,nestp)=Estado(:,p);
          delta(p)=delta(p)-8760;
          nestp=nestp+1;
    end
    deltaP(nestp)=delta(p);
    EstadoP(:,nestp)=Estado(:,p);
    nestp=nestp+1;
end

nestP=length(deltaP);
nanual=1;
nestq=1;
for q=1:nestP
    Tiempo=sum(deltaP(1:q));
    if Tiempo>8760*nanual
        deltaQ(nestq+1)=Tiempo-8760*nanual;
        deltaQ(nestq)=deltaP(q)-deltaQ(nestq+1);
        EstadoQ(:,nestq)=EstadoP(:,q);
        EstadoQ(:,nestq+1)=EstadoP(:,q);
        nestq=nestq+2;
        Nesta(nanual)=nestq-2;
        nanual=nanual+1;
    else
        if Tiempo==8760*nanual
            Nesta(nanual)=nestq;
            nanual=nanual+1;
        end
        EstadoQ(:,nestq)=EstadoP(:,q);
        deltaQ(:,nestq)=deltaP(:,q);
        nestq=nestq+1;
    end
end

end
```

****

```
function [ TT ] = fdexpo( Aleatorio, Param)
% NOMBRE FUNCIÓN: fdexpo
% DESCRIPCIÓN: Función que cálcula la variable aleatoria del tiempo que
```

```
%              sigue una función de distribución de probabilidad exponencial
% TT:    Matriz de tiempos [horas]
% Param: Tasa de falla o reposición

TT=-log(Aleatorio).*Param.^-1; %Tiempo total

end
```

****

```
function [ TT ] = fdgamma( Param1, Param2, nt)
% NOMBRE FUNCIÓN: fdgamma
% DESCRIPCIÓN: Función que cálcula la variable aleatoria del tiempo que
%              sigue una función de distribución de probabilidad Gamma
% TT:    Matriz de tiempos [horas]
% Param1: Factor de escala alfa
% Param2: Factor de forma beta

TT=zeros(nt,1);

    for j=1:nt
        Aleatorio=rand([1,Param2(j,1)],'double'); %Generación de números aleatorios
        AleatorioM=ones(1,1);
        for f=1:Param2(j)
            AleatorioM=AleatorioM.*Aleatorio(:,f);
        end
        TT(j,1)=-Param1(j,1).*log(AleatorioM); %Tiempo total
    end

ind2=find(TT==0);
TT(ind2)=Inf;

end
```

****

```
function [ TT ] = fdlognorm( Aleatorio,nt,Param,DesST)
% NOMBRE FUNCIÓN: fdlognorm
% DESCRIPCIÓN: Función que cálcula la variable aleatoria del tiempo que
%              sigue una función de distribución de probabilidad log-normal
% TT:    Matriz de tiempos [horas]
% Param: Valor Medio
% DesST: Desviación Estandar

% Selección del método distribución noermal
tipmet=2; % 1:método aproximado, 2:método Box-Muller
Q=zeros(nt,1);
X=zeros(nt,1);
X1=zeros(nt,1);

% Parámetros para la distribución normal
Var=DesST.^2; %Varianza
E2=Param.^2;
Param=log((E2)./sqrt(Var+E2));
DesST=sqrt(log((Var+E2)./E2));


if tipmet==1
    % Cálculo de Q
    for p=1:nt
        if Aleatorio(p,1)<=0.5
            Q(p,1)=Aleatorio(p,1);
        else
            Q(p,1)=1-Aleatorio(p,1);
        end
    end

    % Cálculo de t
    t=sqrt(-2*log(Q));

    % Constantes
    co=2.515517;       do=1.432788;
    c1=0.802853;       d1=0.189269;
    c2=0.010328;       d2=0.001308;

    % cálculo de z
    z=t-(co+c1*t+c2*t.^2)./(1+do+d1*t+d2*t.^2);

    % cálculo de X
    for p=1:nt
        if Aleatorio(p,1)<=0.5
            X(p,1)=-z(p,1);
        elseif Aleatorio(p,1)==0.5
            X(p,1)=0;
        else
            X(p,1)=z(p,1);
        end
    end

    ZZ=Param+DesST.*X; %Tiempo total

else
     Aleatorio2=rand([nt,1],'double'); %Generación de números aleatorios
     for p=1:nt
         X1(p,1)=sqrt(-2*log(Aleatorio(p,1)))*cos(2*pi()*Aleatorio2(p,1));
        % X2(p,1)=sqrt(-2*log(Aleatorio(p,1)))*sin(2*pi()*Aleatorio2(p,1));
     end
     ZZ=Param+DesST.*X1; %Tiempo total
end

% Transformación de distribución normal a lognormal
```

```
TT=exp(ZZ);
ind=find(isnan(TT)==1);
TT(ind)=Inf;

end
```

****

```
function [ TT ] = fdnorm( Aleatorio,nt,Param,DesST)
% NOMBRE FUNCIÓN: fdnorm
% DESCRIPCIÓN: Función que cálcula la variable aleatoria del tiempo que
%              sigue una función de distribución de probabilidad normal
% TT:    Matriz de tiempos [horas]
% Param: Valor Medio
% DesST: Desviación Estandar

% Selección del método
tipmet=2; % 1:método aproximado, 2:método Box-Muller
Q=zeros(nt,1);
X=zeros(nt,1);
X1=zeros(nt,1);

if tipmet==1
%% Método Aproximado
    % Cálculo de Q
    for p=1:nt
        if Aleatorio(p,1)<=0.5
            Q(p,1)=Aleatorio(p,1);
        else
            Q(p,1)=1-Aleatorio(p,1);
        end
    end

    % Cálculo de t
    t=sqrt(-2*log(Q));

    % Constantes
    co=2.515517;       do=1.432788;
    c1=0.802853;       d1=0.189269;
    c2=0.010328;       d2=0.001308;

    % cálculo de z
    z=t-(co+c1*t+c2*t.^2)./(1+do+d1*t+d2*t.^2);

    % cálculo de X
    for p=1:nt
        if Aleatorio(p,1)<=0.5
            X(p,1)=-z(p,1);
        elseif Aleatorio(p,1)==0.5
            X(p,1)=0;
        else
            X(p,1)=z(p,1);
        end
    end

    TT=Param+DesST.*X; %Tiempo total

else
%% Método Box-Muller
     Aleatorio2=rand([nt,1],'double'); %Generación de números aleatorios
     for p=1:nt
         X1(p,1)=sqrt(-2*log(Aleatorio(p,1)))*cos(2*pi()*Aleatorio2(p,1));
       % X2(p,1)=sqrt(-2*log(Aleatorio(p,1)))*sin(2*pi()*Aleatorio2(p,1));
     end
     TT=Param+DesST.*X1; %Tiempo total
end

ind=find(TT==0);
TT(ind)=Inf;

end
```

****

```
function [ TT ] = fdweibull( Aleatorio, Param1, Param2)
% NOMBRE FUNCIÓN: fdnweibull
% DESCRIPCIÓN: Función que cálcula la variable aleatoria del tiempo que
%              sigue una función de distribución de probabilidad weibull
% TT:    Matriz de tiempos [horas]
% Param1: Factor de escala
% Param2: Factor de forma

TT=Param1.*(-log(Aleatorio)).^(Param2.^-1); %Tiempo total
ind1=find(isnan(TT)==1);
TT(ind1)=Inf;

ind2=find(TT==0);
TT(ind2)=Inf;

end
```

****

```
function [frec,Mxi,E,loData,hiData] = frecuencia(Data, intconf)
% NOMBRE FUNCIÓN: frecuencia
% DESCRIPCIÓN: Función para el cálculo del histograma de frecuencia
% de cada índice
% frec : frecuencia
% Mxi  : valor de clase
% E    : valor medio

n=round(length(Data));
```

```
np=round(1+3.3*log10(n)); %Regla de Sturges
a=min(Data);
b=max(Data);
m=linspace(a,b,np+1);
Mxip=m+((m(2)-m(1))/2);
Mxi=Mxip(1,1:np);

f=hist(Data,Mxi);
frec=f/length(Data);

E=mean(Data); % Valor medio

% Coeficiente de variación
V=var(Data,1); % Varianza

% error: Error o criterio de parada
intconf=intconf/100;
alfa=1-intconf;
z1a=norminv(1-alfa/2);

wa=z1a*(sqrt(V)/sqrt(n)); %Intervalo absoluto

loData=E-wa; % Intervalo inferior
hiData=E+wa; % Intervalo superior

end
```

****

```
function [U]=his_operativo(nt,Param1_falla,Param2_falla,Param1_repar,...
     Param2_repar,T_sim,funcDfalla, funcDrepar)

% NOMBRE FUNCIÓN: his_operativo
% DESCRIPCIÓN: Función para la creación historial artificial de operación
% U:      Matriz del historial operativo de cada segmento

 T=0; %Tiempo de Simulación
 i=1; %Número de ciclo
 m=2;
 n=1; %Contador
 TFC=zeros(nt,1); %Avance de Tiempo al final del Ciclo
 TTF=zeros(nt,1); %Tiempo Total de Falla
 TTR=zeros(nt,1); %Tiempo Total de Reparación
 TCO=zeros(nt,1); %Tiempo de Ciclo

 while T<T_sim %TIEMPO DE SIMULACIÓN

    Aleatorio=rand([nt,1],'double'); %Generación de números aleatorios

 %% Tiempo de falla
    if funcDfalla==1
        TTF(:,i)=fdexpo(Aleatorio,Param1_falla); %Exponencial
    elseif funcDfalla==2
        TTF(:,i)=fdnorm(Aleatorio,nt,Param1_falla,Param2_falla); %Normal
    elseif funcDfalla==3
        TTF(:,i)=fdlognorm(Aleatorio,nt,Param1_falla,Param2_falla); %Log-Normal
    elseif funcDfalla==4
        TTF(:,i)=fdweibull(Aleatorio,Param1_falla,Param2_falla); %Weibull
    else
        TTF(:,i)=fdgamma(Param1_falla,Param2_falla,nt); %Gamma
    end


 %% Tiempo de reparación
    if funcDrepar==1
        TTR(:,i)=fdexpo(Aleatorio,Param1_repar); %Exponencial
    elseif funcDrepar==2
        TTR(:,i)=fdnorm(Aleatorio,nt,Param1_repar,Param2_repar); %Normal
    elseif funcDrepar==3
        TTR(:,i)=fdlognorm(Aleatorio,nt,Param1_repar,Param2_repar); %Log-Normal
    elseif funcDrepar==4
        TTR(:,i)=fdweibull(Aleatorio,Param1_repar,Param2_repar); %Weibull
    else
        TTR(:,i)=fdgamma(Param1_repar,Param2_repar,nt); %Gamma
    end

 %% Tiempos de Ciclos [horas]
    TCO(:,i)=TTF(:,i)+TTR(:,i); %Tiempo de ciclo
    U(:,n:i*m)=[TFC(:,i)+TTF(:,i),TFC(:,i)+TCO(:,i)]; %Tiempo ciclo
    TFC(:,i+1)=TFC(:,i)+TCO(:,i); %Avance de Tiempo al final del Ciclo

    T=min(TFC(:,i+1));
    n=n+2; %Contador
    i=i+1; %Contador Ciclos
 end

 end
```

****

```
function [ datos, telemen, nseg] = importdatos(~)

% NOMBRE FUNCIÓN: impordatos
% DESCRIPCIÓN: Función para la importación de datos de Excel
% datos:   Matriz de datos
% telemen: Matriz del tipo de elementos
%          (B:barra,S:seccionador,F:fusible,R:reconectador,L:línea
%           T:transformador)
% nseg:    número de segmentos

    [FileName,~]=uigetfile({'*.xls'},'Seleccione el archivo .xls que contiene la base de datos');
```

```
    nofile=FileName;
    handles.NonFile=FileName;

    if  nofile~=0
        [~,~,ext] = fileparts(nofile);
        C = strcmp(ext,'.xls');
        if  C==0
            errordlg('Debe seleccionar un archivo .xls','Error','modal');
        else
            DatosXLS=xlsread(FileName);
            [~,DatosXLS2]=xlsread(FileName);

            handles.datos=DatosXLS;
            handles.datosSTR=DatosXLS2;

            nseg=handles.datos(1,2);

            nenvio=handles.datos(3:nseg+2,1);
            nrecep=handles.datos(3:nseg+2,2);
            telemen=char(cell2mat(handles.datosSTR(3:nseg+2,3)));
            paramfalla1=handles.datos(3:nseg+2,4);
            paramfalla2=handles.datos(3:nseg+2,5);
            paramrepara1=handles.datos(3:nseg+2,6);
            paramrepara2=handles.datos(3:nseg+2,7);
            nconsumidor=handles.datos(3:nseg+2,8);
            demandamed=handles.datos(3:nseg+2,9);
            tipored=handles.datos(3:nseg+2,10);

            datos=[nenvio nrecep paramfalla1 paramfalla2 paramrepara1...
            paramrepara2 nconsumidor demandamed tipored];

            msgbox('El sistema ha sido ingresado exitosamente','Infosis');

        end
    end

end
```

****

```
function [MP,MS,secc] = protecciones(Des,Datos,DatosM,TramosFin,ntramos,...
    nt,MP,operec,probperman)
% NOMBRE FUNCIÓN: protecciones
% DESCRIPCIÓN: Función que encuentra las matrices de adyacencia una vez
%              que operan los equipos de protección y seccionamiento
% MP : Matriz de Adyacencia con operación del equipo de corte
% MS : Matriz de Adyacencia con operación de seccionadores
% secc: Bandera de operación de seccionadores con restablecimiento de servicio

M=MP;
SE79='I'; %R para inhabilitar la reconexión de los I, I para habilitar

          Esquema=operec; % Esquema de Salvar Fusible o Fundir Fusible

          TramoFalla=Datos(Des,:);
          ntrF=size(TramoFalla,1);

          %Búsqueda de la rama de Corte
             for tr=1:ntramos
                 Tram=TramosFin{tr};
                 for tf=1:ntrF
                     xTram=find(Tram(:,2)==TramoFalla(tf,1));
                     if TramoFalla(tf,1)==1
                        RamaCorteC{tf}=Tram(1,:);
                     elseif isempty(xTram)==0
                        RamaCorteC{tf}=Tram(1:xTram,:);
                     end
                 end
             end


             % Tipo de elemento Rama de Corte
             for tf=1:ntrF
                 RamaCorte=RamaCorteC{tf};
                 nec(tf)=size(RamaCorte,1);
                 for p=1:nt
                     for q=1:nec(tf)
                         if Datos(p,1)==RamaCorte(q,1) && Datos(p,2)==RamaCorte(q,2)
                            TipoERamaC(q,1)=DatosM(p,:);
                         end
                     end
                 end
                 TipoERamaCorteC{tf}=TipoERamaC;
             end

             % Tipo de falla y tipo de esquema

              for tf=1:ntrF
                  TipoER=TipoERamaCorteC{tf};
                  pr=rand(1);
                  % Tipo de Falla
                  if pr>=probperman % Probabilidad
                      TipoFalla{tf}=1; % Falla momentánea
                  else
                      TipoFalla{tf}=0; % Falla permanente
                  end

              end

           %% ANÁLISIS DE PROTECCIONES
```

```
          protflag=zeros(ntrF);
          seccflag=zeros(ntrF);
          RecCon=0;

          % Busqueda del Equipo de Protección que Opera
          % Busqueda del Equipo de Seccionamiento que Opera
           for tf=1:ntrF
               RamaCorte=RamaCorteC{tf};
               TipoERamaCorte=TipoERamaCorteC{tf};
               for p=nec(tf):-1:1
                   if ((TipoERamaCorte(p,1)=='I' || TipoERamaCorte(p,1)=='F' || TipoERamaCorte(p,1)=='R') &&
protflag(tf)==0) %Para interruptor y Fusible
                       EquipoCorteC{tf}=RamaCorte(p,:);
                       protflag(tf)=1;%Bandera de Equipo de Corte
                       % Busqueda de Esquema de Reconexión
                       if (TipoERamaCorte(p,1)=='R'|| TipoERamaCorte(p,1)==SE79) && TipoFalla{tf}==1
                               RecCon=1;
                       end
                   elseif ((TipoERamaCorte(p,1)=='S') && seccflag(tf)==0 && protflag(tf)==0) %Para Seccionador
                       EquipoDesconector{tf}=RamaCorte(p,:);
                       seccflag(tf)=1; %Bandera de Seccionador
                   else
                   end
               end
           end

            % Ubicación del Equipo de Corte
           for tf=1:ntrF
               EquipoCorte=EquipoCorteC{tf};
               for p=1:nt
                   if Datos(p,1)==EquipoCorte(1,1) && Datos(p,2)==EquipoCorte(1,2)
                      EcorteUC{tf}=p;
                   end
               end
           end

          % Ubicación del Equipo de Seccionamiento
          if any(seccflag==1)==1
              secc=1;
               for tf=1:ntrF
                   if seccflag(tf)==1
                       EquipoDesconector=EquipoDesconector{tf};
                       for p=1:nt
                           if Datos(p,1)==EquipoDesconector(1,1) && Datos(p,2)==EquipoDesconector(1,2)
                              EseccUC{tf}=p;
                           end
                       end
                   end
               end
          else
              secc=0;
          end

           % Busqueda de Esquemas de salvar fusible o reconexión si la falla es momentanea
           if Esquema==1
               for tf=1:ntrF
                   TF=TipoFalla{tf};
                   if TF==1
                        A=find(TipoERamaCorteC{tf}=='F');
                        B=max(vertcat([find(TipoERamaCorteC{tf}=='R');find(TipoERamaCorteC{tf}==SE79)]));
                        if isempty(A)
                            A=0;
                        end
                        if isempty(B)
                            B=inf;
                        end
                        if (A(end)>B(end))==1 || RecCon==1
                            EcorteUC{tf}=0; % No hay equipo de corte que opera
                            EseccUC{tf}=0;  % No hay equipo de seccionamiento que opera
                            secc=0;
                        end

                   end
               end

           elseif RecCon==1
                  EcorteUC{tf}=0; % No hay equipo de corte que opera
                  EseccUC{tf}=0;  % No hay equipo de seccionamiento que opera
                  secc=0;
           else
           end

         MS=MP;

          % Eliminación tramo con elemento que opera
          % Cambio en matriz de adyacencia
           for tf=1:ntrF
              EcorteU=EcorteUC{tf};
              if EcorteU==0
              else
              MP(Datos(EcorteU,1),Datos(EcorteU,2))=0;
              MP(Datos(EcorteU,2),Datos(EcorteU,1))=0;
              end
           end

          % Eliminación tramo con elemento de seccionamiento que opera
          % Cambio en matriz de adyacencia
           if any(seccflag==1)==1
               for tf=1:ntrF
                   if seccflag(tf)==1
```

```
                    EseccU=EseccUC{tf};
                    if EseccU==0
                    else
                    MS(Datos(EseccU,1),Datos(EseccU,2))=0;
                    MS(Datos(EseccU,2),Datos(EseccU,1))=0;
                    end
                end
            end
         else
         MS=MP;
         end

end
```

****

```
function [M,TramosFin,ntramos] = ramas(Datos,nt)
% NOMBRE FUNCIÓN: ramas
% DESCRIPCIÓN: Función que encuentra la matriz de adyacciencia y las ramas
%              que se crean desde el punto de origen.
% M        : Matriz de adyaciencia
% TramosFin: Conjunto de Tramos desde el punto de origen a las terminaciones
% ntramos  : Contador de tramos

%% MATRIZ DE ADYACIENCIA
 M=zeros(nt+1); %número de nodos

 for i=1:nt
     M(Datos(i,1),Datos(i,2))=1;
     M(Datos(i,2),Datos(i,1))=1;
 end

 [ W1 ] = warsall(M); %Verificación de Conectividad

 %% BUSQUEDA DE RAMAS
 DatosP=Datos; % Datos de los tramos

% Conexión del primer nodo
NodCTramoP=find(W1(1,:)==1);
NumNodC=size(NodCTramoP,2);
Flag=ones(1,NumNodC);
% Valores iniciales
rama=1;
lv=1;
NodC=1;
ContRamas=1;

while sum(Flag)>1
%% Búsqueda de tramos
   for r=1:rama
       [tramos{1,r},DatosP] = buscatramos(DatosP,NodC(lv,r));
       %Número de subtramos
       if isempty(tramos{1,r})==1
           Numdetramos(1,r)=0;
       else
           Numdetramos(1,r)=size(tramos{1,r},1);
       end
       %Conteo de tramos
       if Numdetramos(1,r)>1
          ContRamas=Numdetramos(1,r)-1+ContRamas;
       end
       %Registro de nodo de visita
        Ind=find(NodCTramoP==NodC(lv,r));
        Flag(1,Ind)=0;
   end

%% Arreglo de Tramos
   num=0;
      for r=1:rama
         %Tramos derivación
         SecTram=tramos{1,r};

         if Numdetramos(1,r)==0
         Tramo{lv,num+1}=Tramo{lv-1,r}; %Copia tramo (cola)
         else %Distribuye los tramos en orden
            for t=1:Numdetramos(1,r)
                if lv==1
                    Tramo{lv,t+num}=SecTram(t,:);
                else
                    Tramo{lv,t+num}=[Tramo{lv-1,r};SecTram(t,:)];
                end
            end

         end
         %Avance de tramos
         if Numdetramos(1,r)==0
             num=num+1;
         else
            num=num+Numdetramos(1,r);
         end

      end

%% Búqueda de Nodos derivación
   rama=ContRamas;
   % Nodos terminales
   for s=1:rama
   TramoAn=Tramo{lv,s};
   NodC(lv+1,s)=TramoAn(end,end);
   end
```

```
   lv=lv+1;
   clear tramos
   clear Numdetramos

end

 %% RESULTADOS
 TramosFin=Tramo(end,:); %Tramos finales
 ntramos=size(TramosFin,2); %Número de tramos

end
```

****

```
function [ Base ] = baseentrenamiento( nseg,M,Datos,DatosM,TramosFin,...
          ntramos,DemTot,NumTotCon,ConsumidorM,DemandaM,operec,probperman )
% NOMBRE FUNCIÓN: baseentrenamiento
% DESCRIPCIÓN: Función para la creación de una base de entrenamiento de la
% ANN y SVM mediante la evaluación de un conjunto de soluciones.

% Base:    Matriz de datos que contiene los siguientes elementos:
%          Estados, Demanda Fuera de Servicio, Consumidores Fuera de
%          ServicioFS, si existe o no seccionamiento ante la falla.

%% ESTADOS OPERATIVOS
%Función de creación de Estados Operativos binarios
EstadoI=not(eye(nseg));
Estado=[ones(nseg,1),EstadoI];

est=1; %Valor Inicial

    for p=1:(nseg+1)
        %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE PROTECCIONES
        E=Estado(:,est);
        % Copia de Datos de Ingreso
        MP=M;% Matriz de Adyacencia
        Des=find(E==0);
        secc=0;

        if isempty(Des)==0
           [MP,MS,secc]=protecciones(Des,Datos,DatosM,TramosFin,ntramos,nseg,MP,operec,probperman);
        else
            MP=M; % En el caso de que no exista falla
            MS=M;
        end

        % Comprobación de conexión
        [W2]=warsall(MP); % Operación de Equipo de Corte
        [W3]=warsall(MS); % Operación de Equipo de Seccionamiento

        %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

        % Historial individual
        HistIndv(est,:)=W2(1,2:end);
        HistIndvSecc(est,:)=W3(1,2:end);

        % Historia de desconexión
        if est==1
           HistDes(est,:)=not(HistIndv(est,:));
        else
           HistDes(est,:)=HistIndv(est-1,:)>HistIndv(est,:);
        end

        % Valor Demada fuera de servicio
         DemanFS=DemTot-sum(HistIndv(est,:).*DemandaM(1,2:end));
         DemanFSSEcc=DemTot-sum(HistIndvSecc(est,:).*DemandaM(1,2:end));

        % Valor de Consumidores fuera de servicio
         ConsuFS=NumTotCon-sum(HistIndv(est,:).*ConsumidorM(1,2:end));
         ConsuFSSecc=NumTotCon-sum(HistIndvSecc(est,:).*ConsumidorM(1,2:end));

         Base(est,:)=[E',DemanFS, DemanFSSEcc, ConsuFS, ConsuFSSecc, secc];

         est=est+1; %Avance de los estados
    end

end
```

****

```
function [ W ] = warsall(M)
% NOMBRE FUNCIÓN: warsall
% DESCRIPCIÓN: Función algoritmo warsall crea una matriz de conectividad
%              entre todos los nodos
% W        : Matriz de conectividad

W=M;
n=size(W,1);
v=ones(1,n);

for k=1:n
    W = W | (W(:,k*v) & W(k*v,:));
end

end
```

****

****

PARTE 2: Ubicación óptima de equipos de protección utilizando Algoritmos Genéticos

****

****

```
function [Res,val]=agubiprot(MetSMC,InfoSisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,...
    InfoSisRed,Nanual,confianza,error,funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,...
    Mconver,individuos,generaciones,cruce,mutacion,tipoSMC,Alter,Econ)
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: agubiprot
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta la ubicación óptima de equipos de
%              protección utilizando Algoritmos Genéticos para la
%              evaluación de las soluciones se utiliza el
%              método de simulación montecarlo
% RES: Respuesta

%% LECTURA DE DATOS

%Datos de la red
Datos=InfoSisSeg(:,1:2);

% Datos del tipo de elemento
DatosM=InfoSisEqu;

%Parámetros de función de distribución

%PARÁMETRO 1
Param1_falla=InfoSisSeg(:,3);
Param1_repar=InfoSisSeg(:,4);

%PARAMETRO 2
Param2_falla=InfoSisSeg(:,5);
Param2_repar=InfoSisSeg(:,6);

% Matriz de Demandas y Consumidores en Nodos
DemandaM=InfoSisNod(1,:);
ConsumidorM=InfoSisNod(2,:);

% Tipo de Red
TipoRed=InfoSisRed;

% Demanda y Número Total de Consumidores
DemTot=InfoSisTot(1,1); %Número Total de Consumidores
NumTotCon=InfoSisTot(1,2); %Número Total de Consumidores

nseg=InfoSisTot(1,3); %Número de segmentos

NINDV=individuos;  % Número de individuos de la población
MAXGEN=generaciones; % Número de generaciones

pc=cruce/100;  % Probabilidad de Cruce
pm=mutacion/100; % Probabilidad de Mutación

%% ALTERNATIVAS DE EQUIPOS
ne=sum(Alter);
Mod=find(Alter==0);
Base=['B';'S';'F';'R']; % Matriz de base de elementos
if isempty(Mod)==1
else
    Base(Mod)='B';
end

%% EVALUACIÓN ESTADO INICIAL DEL SISTEMA
if tipoSMC==1
[ResSAIFI,~,ResSAIDI,~,~,ResENST,~,Nanual,EstadoF,deltaF,NestaAF]...
    =smcpricipal(MetSMC,InfoSisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,...
    Nanual,confianza,error,funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,Mconver);
elseif tipoSMC==2
[ResSAIFI,ResSAIDI,~,~,ResENST,~,Nanual,EstadoF,deltaF,NestaAF]...
    =smcpricipalANN(MetSMC,InfoSisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,...
    Nanual,confianza,error,funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,Mconver);
elseif tipoSMC==3
[ResSAIFI,ResSAIDI,~,~,ResENST,~,Nanual,EstadoF,deltaF,NestaAF]...
    =smcpricipalSVM(MetSMC,InfoSisEqu,InfoSisNod,InfoSisSeg,InfoSisTot,...
    Nanual,confianza,error,funcDfalla,funcDrepar,operec,tiemposecc,probperman,Mconver);
end

XmSAIFIini=mean(ResSAIFI);
XmSAIDIini=mean(ResSAIDI);
XmENSTini=mean(ResENST);
```

```
IndIni=[XmENSTini,XmSAIFIini,XmSAIDIini];


%% CREACIÓN HISTORIAL OPERATIVO
Tsim=8760*(Nanual-1);
%Función de Craciόn del Historial Operación
% [U]=his_operativo(nseg,Param1_falla,Param2_falla,Param1_repar,...
%     Param2_repar,Tsim,funcDfalla,funcDrepar);

%% FUNCIÓN DE RAMIFICACIÓN DE REDES RADIALES
[M,TramosFin,ntramos]=ramas(Datos,nseg); % M:Matrix adyaciencia

%% ANÁLISIS DE ESTADOS OPERATIVOS
%Función de creación de Estados Operativos binarios
% [Estado,delta,NestaA] = estadosbin(U,nseg,Tsim);
Estado=EstadoF(:,2:end);
delta=deltaF(:,2:end);
NestaA=NestaAF(:,2:end);

%% CREACIÓN POBLACIÓN INICIAL
[Chrom,NVAR] = poblaini(DatosM,NINDV,Alter);

%% FENOTIPO DE LA POBLACIÓN INICIAL
Chrom1=Chrom(:,1:NVAR);
Chrom2=Chrom(:,NVAR+1:2*NVAR);
Chromt=Chrom1.*Chrom2;
DatosMp=fenotipo(Chromt,Base,DatosM);

%% EVALUACIÓN DE LA POBLACIÓN INICIAL DEL SISTEMA
[Obj,Objpen] = objeval(Datos,DatosMp,TipoRed,nseg,DemTot,NumTotCon,DemandaM,...
ConsumidorM,DatosM,NINDV,TramosFin,ntramos,Estado,delta,NestaA,IndIni,M,...
tipoSMC,operec,probperman,tiemposecc,Mconver,Econ);

%% ALGORITMO GENÉTICO
% Inicio de los contadores
Best = NaN*ones(MAXGEN,1);  % Mejor individuo de la población
gen = 0;                    % generación

ObjVben=Obj; % Cambio de signo de costo
[pva,spo]=max(ObjVben);
Best(gen+1) = ObjVben(spo); %Mejor individuo

% Gráfica
%axes(handles.axes3)
plot(Best,'b.-');
set(gca,'FontSize',8);
text(0.25,0.1,['Beneficio(Fitness) = ', strcat(num2str(Best(gen+1)),...
    ' USD$')],'FontSize',8,'Units','normalized');
drawnow;

% Matrices requeridas dentro del lazo generacional
Chromc=zeros(NINDV,2*NVAR);

while gen < (MAXGEN-1)

   % Cromosoma Padres
    ChromP=Chrom;
    DatosMp_P=DatosMp;
    Obj_P=Obj;
    Obj_Ppen=Objpen;

    % Empajejamiento
    Chromc = parejas(Chrom,NINDV);

    % Cromosoma Padres
    Chromc1=Chromc(:,1:NVAR);
    Chromc2=Chromc(:,NVAR+1:2*NVAR);

    % Función operadores AG (Cruce y mutación)
    ChromH = operAG(Chromc1,Chromc2,pc,pm,NVAR,ne);

    % Valoración fenotipos hijos
    Chromh1=ChromH(:,1:NVAR);
    Chromh2=ChromH(:,NVAR+1:2*NVAR);
    Chromht=Chromh1.*Chromh2;
    DatosMp_H=fenotipo(Chromht,Base,DatosM);

    [Obj_H,Obj_Hpen] = objeval(Datos,DatosMp_H,TipoRed,nseg,DemTot,NumTotCon,DemandaM,...
ConsumidorM,DatosM,NINDV,TramosFin,ntramos,Estado,delta,NestaA,IndIni,M,...
tipoSMC,operec,probperman,tiemposecc,Mconver,Econ);

    % Poblamiento deterministico (remplazo generacional)
    [Chrom,Obj,Objpen] = poblamdetP(DatosMp_P,DatosMp_H,Obj_P,Obj_H,...
     Obj_Ppen,Obj_Hpen,ChromP,ChromH,NINDV);

    % Fenotipo de la Nueva Generación
    Chrom1=Chrom(:,1:NVAR);
    Chrom2=Chrom(:,NVAR+1:2*NVAR);
    Chromt=Chrom1.*Chrom2;
    DatosMp=fenotipo(Chromt,Base,DatosM);

    % Incremento  generacional
    gen = gen+1;

    % Ploteo del mejor individuo a través de las generaciones
    ObjVben=Obj;
    [pva,spo]=max(ObjVben);
    Best(gen+1) = ObjVben(spo);
    plot(Best,'b.-');
    set(gca,'FontSize',8);
```

```
    text(0.25,0.1,['Beneficio(Fitness) = ', strcat(num2str(Best(gen+1)),...
        ' USD$')],'FontSize',8,'Units','normalized');
    drawnow;
end

[val, lug]=max(ObjVben);
Res=DatosMp(:,lug);

%% Valoración mejor individuo

%% Resultados

end
```

****

****

```
function [XmSAIFI,XmSAIDI,XmENST]=smcpricipal_AG(Datos,DatosM,...
         DemandaM,ConsumidorM,DemTot,NumTotCon,nseg,M,TramosFin,...
         ntramos,Estado,delta,NestaA,operec,probperman,tiemposecc)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: smcprincipal_AG
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta el cálculo de índices de confiabilidad
%              mediante la ejecución del método de simulación montecarlo
% INDICES
% XmSAIFI : Valor medio de la frecuencia media de interrupciones del sistema
% XmSAIDI : Valor medio de la duración media de interrupciones del sistema
% XmENST  : Valor medio de la energía no suministrada

est=1; %Valor Inicial
anual=1; %Valor Inicial
an=1;
Nini=1;

for p=1:length(NestaA)
    flagDes=ones(1,nseg);
    Tanalisis=0;
    esta=1;
    Nfin=NestaA(p);

    for q=Nini:Nfin
     %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE PROTECCIONES
          E=Estado(:,est);
          % Copia de Datos de Ingreso
          MP=M;% Matriz de Adyacencia
          Des=find(E==0);
          secc=0;

          if isempty(Des)==0
              [MP,MS,secc]=protecciones(Des,Datos,DatosM,TramosFin,...
                  ntramos,nseg,MP,operec,probperman);
          else
              MP=M; % En el caso de que no exista falla
              MS=M;
          end

       % Comprobación de conexión
       [W2]=warsall(MP); % Operación de Equipo de Corte
       [W3]=warsall(MS); % Operación de Equipo de Seccionamiento

       %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

           % Tiempo que permanece estado
           deltaT=delta(est);
           deltaTsecc=0;

           if secc==1
           deltaTsecc=tiemposecc; %TIEMPO SECCONAMIENTO ********
           deltaTesta=deltaT-deltaTsecc;
           else
             deltaTesta=deltaT;
           end

           % Historial individual
           HistIndv(est,:)=W2(1,2:end);
           HistIndvSecc(est,:)=W3(1,2:end);

           % Historia de desconexión
           if est==1
               HistDes(est,:)=not(HistIndv(est,:));
           else
               HistDes(est,:)=HistIndv(est-1,:)>HistIndv(est,:);
           end

           % Valor Demada fuera de servicio
           DemanFS=DemTot-sum(HistIndv(est,:).*DemandaM(1,2:end));
           DemanFSSEcc=DemTot-sum(HistIndvSecc(est,:).*DemandaM(1,2:end));
```

```
            % Valor de Consumidores fuera de servicio
            ConsuFS=NumTotCon-sum(HistIndv(est,:).*ConsumidorM(1,2:end));
            ConsuFSSecc=NumTotCon-sum(HistIndvSecc(est,:).*ConsumidorM(1,2:end));

            % Bandera de Desconexión
            flagDes=flagDes.*HistIndv(est,:);

            % Resumen de Datos por Estado
            DurIntCon(esta) = deltaTesta*ConsuFSSecc + deltaTsecc*ConsuFS; %Duración de la Interrupción por Consumidor
            ENS(esta)    = deltaTesta*DemanFSSEcc + deltaTsecc*DemanFS; %Energía no Suministrada
            ConFS(esta)  = sum(ConsuFS); %Consumidores Fuera de Servicio

        Tanalisis=Tanalisis+deltaT; %Avance del tiempo de análisis
        est=est+1; %Avance de los estados
        esta=esta+1; %Avance de los estados anual
        if Tanalisis==8760
            an=an+1;
        end

    %% CÁLCULO DE INDICES ANUALES
         %% Cálculo SAIFI
         NumTotConDes(anual)=sum(ConFS); %Número Total de Consumidores Desconectados
         SAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/NumTotCon; %Núm Tot de Cons Des/Núm Tot de Cons

         %% Cálculo del SAIDI
         DurTotIntCon(anual)=sum(DurIntCon); %Duración Total de la Interrupción por Consumidor
         SAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotCon; %Dur Tot Int Cons/Núm Tot de Cons

         %% Cálculo ENS
         ENST(anual)=sum(ENS);

    end
        anual=anual+1;
        Nini=Nfin+1;
        clear DurIntCon ENS ConFS
end

XmSAIFI=mean(SAIFI);
XmSAIDI=mean(SAIDI);
XmENST=mean(ENST);

end
```

****

****

```
function [XmSAIFI,XmSAIDI,XmENST]=smcpricipalANN_AG(Datos,DatosM,...
         DemandaM,ConsumidorM,DemTot,NumTotCon,nseg,M,TramosFin,...
         ntramos,Estado,delta,NestaA,operec,probperman,tiemposecc)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: smcprincipalANN_AG
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta el cálculo de índices de confiabilidad
%              mediante la ejecución del método de simulación montecarlo y
%              la utilización de ANN para reducción del tiempo
%              computacional
% INDICES
% XmSAIFI : Valor medio de la frecuencia media de interrupciones del sistema
% XmSAIDI : Valor medio de la duración media de interrupciones del sistema
% XmENST  : Valor medio de la energía no suministrada


%% CREACIÓN DE BASE PARA CLASIFICACIÓN ANN
[ Base ] = baseentrenamiento(
nseg,M,Datos,DatosM,TramosFin,ntramos,DemTot,NumTotCon,ConsumidorM,DemandaM,operec,probperman );

%% ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CLASIFICACIÓN RNN

%*** ERROR POR ALTA DISPONIBILIDAD DE COMPONENTES
%Base=[Base;Base;Base]; % Duplicación de la Base de Entrenamiento

Basein=Base(1:end,1:nseg); %Matriz de Estados Entrenamiento
Baseout=Base(1:end,nseg+1:nseg+5); %Matriz de Clases Entrenamiento

[BaseClass,Baseout_U] = baseclases(Baseout); %Función para Encontrar Matriz de Clases

Target = ind2vec(BaseClass'); %Indices de clases
net = newpnn(Basein',Target); %Creación Red Neuronal

%Prueba RNN
% Yen = sim(net,Basein');
% Yenc = vec2ind(Yen);

% Simulación de la Red Neuronal con los Estados
Y = sim(net,Estado);
Yc = vec2ind(Y);

ConfParam_Red=Baseout_U(Yc,:); % Parámetros de Confiabilidad
```

```
% Matriz de Estados y Confiabilidad
nelem=length(delta);
EstConfM=zeros(6,nelem);

EstConfM(1,:)=delta; % Variación del Tiempo
EstConfM(2:6,:)=ConfParam_Red'; % Parámetros de Confiabilidad

est=1; %Valor Inicial
anual=1; %Valor Inicial
an=1;
Nini=1;
count=1; %Contador convergencia

for p=1:length(NestaA)
    Tanalisis=0;
    esta=1;
    Nfin=NestaA(p);

    for q=Nini:Nfin

        %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
           % Tiempo que permanece estado
           deltaTesta=EstConfM(1,est);
           deltaTsecc=0;

           secc=EstConfM(6,est);

           if secc==1
           deltaTsecc=tiemposecc; %TIEMPO SECCONAMIENTO ********
           deltaTesta=deltaTesta-deltaTsecc;
           else
             deltaTesta=deltaTesta;
           end

           % Valor Demada fuera de servicio
           DemanFS=EstConfM(2,est);
           DemanFSSEcc=EstConfM(3,est);

           % Valor de Consumidores fuera de servicio
           ConsuFS=EstConfM(4,est);
           ConsuFSSecc=EstConfM(5,est);

           % Resumen de Datos por Estado
           DurIntCon(esta) = deltaTesta*ConsuFSSecc + deltaTsecc*ConsuFS; %Duración de la Interrupción por Consumidor
           ENS(esta)    = deltaTesta*DemanFSSEcc + deltaTsecc*DemanFS; %Energía no Suministrada
           ConFS(esta)  = sum(ConsuFS); %Consumidores Fuera de Servicio

       Tanalisis=Tanalisis+deltaTesta; %Avance del tiempo de análisis
       est=est+1; %Avance de los estados
       esta=esta+1; %Avance de los estados anual
       if Tanalisis==8760
           an=an+1;
       end


    end
  %% CÁLCULO DE INDICES ANUALES
        %% Cálculo SAIFI
        NumTotConDes(anual)=sum(ConFS); %Número Total de Consumidores Desconectados
        SAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/NumTotCon; %Núm Tot de Cons Des/Núm Tot de Cons

        %% Cálculo del SAIDI
        DurTotIntCon(anual)=sum(DurIntCon); %Duración Total de la Interrupción por Consumidor
        SAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotCon; %Dur Tot Int Cons/Núm Tot de Cons

        %% Cálculo ENS
        ENST(anual)=sum(ENS);

        anual=anual+1;
        Nini=Nfin+1;
        clear DurIntCon ENS ConFS
end
XmSAIFI=mean(SAIFI);
XmSAIDI=mean(SAIDI);
XmENST=mean(ENST);
end
```

****

****

```
function [XmSAIFI,XmSAIDI,XmENST]=smcpricipalSVM_AG(Datos,DatosM,...
         DemandaM,ConsumidorM,DemTot,NumTotCon,nseg,M,TramosFin,...
         ntramos,Estado,delta,NestaA,operec,probperman,tiemposecc)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
%  DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
%  MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

%% PROYECTO: CÁLCULOS DE INDICES DE PROBABILIDAD UTILIZANDO SIMULACIÓN
%            MONTE CARLO Y UBICACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZANDO
%            ALGORITMOS GENÉTICOS
% REALIZADO POR: G. R. ALBUJA
% FECHA: AGOSTO 2017

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% NOMBRE FUNCIÓN: smcprincipalSVM_GA
% DESCRIPCIÓN: Función que ejecuta el cálculo de índices de confiabilidad
```

```
%              mediante la ejecución del método de simulación montecarlo y
%              la reducción de tiempo computacional utilizando SVM
% INDICES
% XmSAIFI : Valor medio de la frecuencia media de interrupciones del sistema
% XmSAIDI : Valor medio de la duración media de interrupciones del sistema
% XmENST  : Valor medio de la energía no suministrada


%% CREACIÓN DE BASE PARA CLASIFICACIÓN SVM
[ Base ] = baseentrenamiento(
nseg,M,Datos,DatosM,TramosFin,ntramos,DemTot,NumTotCon,ConsumidorM,DemandaM,operec,probperman );


%% ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD CLASIFICACIÓN SVM

%*** ERROR POR ALTA DISPONIBILIDAD DE COMPONENTES
%Base=[Base;Base;Base]; % Duplicación de la Base de Entrenamiento

Xin_train=Base(2:nseg+1,1:nseg); % Matriz de caracteristicas clases
Yout_train=num2str(Base(2:nseg+1,nseg+1:end)); %Matriz de clases

Mdl = fitcecoc(Xin_train,Yout_train); % Entrenamiento SVM para multiclases
isLoss = resubLoss(Mdl);

if isLoss>0
    X2train=[Xin_train;Xin_train];
    Y2train=[Yout_train;Yout_train];
    Mdl = fitcecoc(X2train,Y2train); % Entrenamiento SVM para multiclases
end

% Matriz de Estados Reducida
EstadoP=Estado';
[fil_E, col_E]=find(EstadoP==0);
Fil_Eu=unique(fil_E);
EstadoP_Red=EstadoP(Fil_Eu,:);

% Prueba SVM
label = predict(Mdl,EstadoP_Red); % Predicción de clases
ConfParam_Red=str2num(label);

% Matriz de Estados y Confiabilidad
nelem=length(delta);
EstConfM=zeros(6,nelem);

EstConfM(1,:)=delta; % Variación del Tiempo
EstConfM(2:6,Fil_Eu)=ConfParam_Red'; % Parámetros de Confiabilidad

est=1; %Valor Inicial
anual=1; %Valor Inicial
an=1;
Nini=1;
count=1; %Contador convergencia

for p=1:length(NestaA)
    Tanalisis=0;
    esta=1;
    Nfin=NestaA(p);

    for q=Nini:Nfin

        %% FUNCIÓN DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
           % Tiempo que permanece estado
           deltaTesta=EstConfM(1,est);
           deltaTsecc=0;

           secc=EstConfM(6,est);

           if secc==1
           deltaTsecc=tiemposecc; %TIEMPO SECCONAMIENTO ********
           deltaTesta=deltaTesta-deltaTsecc;
           else
             deltaTesta=deltaTesta;
           end

           % Valor Demada fuera de servicio
           DemanFS=EstConfM(2,est);
           DemanFSSEcc=EstConfM(3,est);

           % Valor de Consumidores fuera de servicio
           ConsuFS=EstConfM(4,est);
           ConsuFSSecc=EstConfM(5,est);

           % Resumen de Datos por Estado
           DurIntCon(esta) = deltaTesta*ConsuFSSecc + deltaTsecc*ConsuFS; %Duración de la Interrupción por Consumidor
           ENS(esta)     = deltaTesta*DemanFSSEcc + deltaTsecc*DemanFS; %Energía no Suministrada
           ConFS(esta)  = sum(ConsuFS); %Consumidores Fuera de Servicio

       Tanalisis=Tanalisis+deltaTesta; %Avance del tiempo de análisis
       est=est+1; %Avance de los estados
       esta=esta+1; %Avance de los estados anual
       if Tanalisis==8760
           an=an+1;
       end

    end

    %% CÁLCULO DE INDICES ANUALES
        %% Cálculo SAIFI
        NumTotConDes(anual)=sum(ConFS); %Número Total de Consumidores Desconectados
        SAIFI(anual)=NumTotConDes(anual)/NumTotCon; %Núm Tot de Cons Des/Núm Tot de Cons
```

```
        %% Cálculo del SAIDI
        DurTotIntCon(anual)=sum(DurIntCon); %Duración Total de la Interrupción por Consumidor
        SAIDI(anual)=DurTotIntCon(anual)/NumTotCon; %Dur Tot Int Cons/Núm Tot de Cons

        %% Cálculo ENS
        ENST(anual)=sum(ENS);

        anual=anual+1;
        Nini=Nfin+1;
        clear DurIntCon ENS ConFS
 end
XmSAIFI=mean(SAIFI);
XmSAIDI=mean(SAIDI);
XmENST=mean(ENST);

end
```

****

FUNCIONES AG

****

```
function [BaseClass,Baseout_U] = baseclases(Baseout)
% NOMBRE FUNCIÓN: baseclases
% DESCRIPCIÓN: Función que debuelve una matriz base para el AG
% BaseClass
% Baseout_U

Baseout_U=unique(Baseout,'rows'); %Matriz reducida de clases

[p,q]=size(Baseout);
[n,m]=size(Baseout_U);

class=linspace(1,n,n)';

for r=1:n
    for s=1:p
        if sum(Baseout_U(r,:)==Baseout(s,:))==5
            BaseClass(s,1)=class(r);
        end
    end
end

end
```

****

```
function [CI] = costoins(DatosM,TipoRedIns)
% NOMBRE FUNCIÓN: costoins
% DESCRIPCIÓN: Función de costo de instalación de equipos de protección
% CI : Matriz de costo de instalación

% Cargar los costos de instalación
load CostoI.mat

k=1; %Factor de costos

CostoIE=table2array(CostoI(:,1))*k;
CostoIns=zeros(length(DatosM),1);
ne=length(DatosM);

for p=1:ne
            if DatosM(p,1)=='S' && TipoRedIns(p,1)==3
                CostoIns(p,1)=CostoIE(1,1);
            elseif DatosM(p,1)=='F' && TipoRedIns(p,1)==3
                CostoIns(p,1)=CostoIE(2,1);
            elseif DatosM(p,1)=='R' && TipoRedIns(p,1)==3
                CostoIns(p,1)=CostoIE(3,1);
            elseif DatosM(p,1)=='S' && TipoRedIns(p,1)==1
                CostoIns(p,1)=CostoIE(4,1);
            elseif DatosM(p,1)=='F' && TipoRedIns(p,1)==1
                CostoIns(p,1)=CostoIE(5,1);
            else
                CostoIns(p,1)=CostoIE(6,1);
            end
end

CI=sum(CostoIns);

end
```

****

```
function [CR] = costoret(DatosM,TipoRedIns)
% NOMBRE FUNCIÓN: costoret
% DESCRIPCIÓN: Función de costo de retiro de equipos de protección
% CR : Matriz de costo de retiro

% Cargar Costos de Retiro
load CostoR.mat

k=1; %Factor de costos

CostoIE=table2array(CostoR(:,1))*k;
CostoIns=zeros(length(DatosM),1);
ne=length(DatosM);
```

```
for p=1:ne
            if DatosM(p,1)=='S' && TipoRedIns(p,1)==3
                CostoIns(p,1)=CostoIE(1,1);
            elseif DatosM(p,1)=='F' && TipoRedIns(p,1)==3
                CostoIns(p,1)=CostoIE(2,1);
            elseif DatosM(p,1)=='R' && TipoRedIns(p,1)==3
                CostoIns(p,1)=CostoIE(3,1);
            elseif DatosM(p,1)=='S' && TipoRedIns(p,1)==1
                CostoIns(p,1)=CostoIE(4,1);
            elseif DatosM(p,1)=='F' && TipoRedIns(p,1)==1
                CostoIns(p,1)=CostoIE(5,1);
            else
                CostoIns(p,1)=CostoIE(6,1);
            end
end

CR=sum(CostoIns);

end
```

****

```
% NOMBRE FUNCIÓN: crtbase
% DESCRIPCIÓN: Función AG para la creación de un vector base para la creación
%              de la población inicial.
% BaseVec : Vector de Base

%  La funcion forma parte del toolbox Geatbx para Matlab desarrollado
%  por Andrew Chipperfield y su equipo, de libre acceso a traves de la red.

%-----------------------------------------------------------------------
% CRTBASE.m - Create base vector
%
% This function creates a vector containing the base of the loci
% in a chromosome.
%
% Syntax: BaseVec = crtbase(Lind, Base)
%
% Input Parameters:
%
%       Lind    - A scalar or vector containing the lengths
%             of the alleles.  Sum(Lind) is the length of
%             the corresponding chromosome.
%
%       Base    - A scalar or vector containing the base of
%             the loci contained in the Alleles.
%
% Output Parameters:
%
%       BaseVec - A vector whose elements correspond to the base
%             of the loci of the associated chromosome structure.

% Author: Andrew Chipperfield
% Date: 19-Jan-94

function BaseVec = crtbase(Lind, Base)

[ml LenL] = size(Lind) ;
if nargin < 2
    Base = 2 * ones(LenL,1) ; % default to base 2
end
[mb LenB] = size(Base) ;

% check parameter consistency
if ml > 1 | mb > 1
    error( 'Lind or Base is not a vector') ;
elseif (LenL > 1 & LenB > 1 & LenL ~= LenB) | (LenL == 1 & LenB > 1 )
    error( 'Vector dimensions must agree' ) ;
elseif LenB == 1 & LenL > 1
    Base = Base * ones(LenL,1) ;

end

BaseVec = [] ;
for i = 1:LenL
    BaseVec = [BaseVec, Base(i)*ones(Lind(i),1)'];
end
```

****

```
function [Datos,DatosM,Param1_falla,Param1_repar, Param2_falla,...
    Param2_repar, DemandaM, ConsumidorM, RedCons, DemTot, NumTotCon,...
    nseg] = datosini(programa)

% NOMBRE FUNCIÓN: datosini
% DESCRIPCIÓN: Función para el ingreso de Datos del Sistema
% Datos:      Matriz de nodos de envío y llegada de cada tramo
% DatosM: Matriz de tipo de elemento conectado
%         (B:barra,S:seccionador,F:fusible,R:reconectador,L:línea
%          T:transformador)
% Parámetros de acuerdo a cada tipo de función de distribución
% Param1_falla, Param2_falla : Análisis de Tiempo de Falla
% Param2_repar, Param2_repar : Análisis de Tiempo de Reparación
% DemandaM : Matriz de Demandas en los Nodos
% ConsumidorM : Matriz de Consumidores en los Nodos
% RedCons : Tipo de Red Trifásica y Monofásica
% DemTot : Demanda Máxima Media Total
% NumTotCon : Número de Conumidores
% nseg : número de segmentos
```

```
% Función de importación de datos
[datos, telemen, nseg]=importdatos(programa);

% Datos de la red
Datos=datos(:,1:2);

% Datos del tipo de elemento
DatosM=telemen;

% Parámetros de función de distribución

% PARÁMETRO 1
Param1_falla=datos(:,3);
Param1_repar=datos(:,5);

% PARAMETRO 2
Param2_falla=datos(:,4);
Param2_repar=datos(:,6);

% Matriz de Demandas y Consumidores en Nodos
Nele=max(Datos(:,2));
DemandaM=zeros(1,Nele);
ConsumidorM=zeros(1,Nele);
for k=1:nseg
    DemandaM(1,Datos(k,2))=datos(k,8); %Matriz Demanda en los Nodos
    ConsumidorM(1,Datos(k,2))=datos(k,7); %Matriz Consumidores en los Nodos
end

%Tipo de red trifásica o monofásica
RedCons=datos(:,9);

DemTot=sum(DemandaM); %Número Total de Consumidores
NumTotCon=sum(ConsumidorM); %Número Total de Consumidores

end
```

****

```
function [DatosMp]=fenotipo(Chromo,Base,DatosM)
% NOMBRE FUNCIÓN: fenotipo
% DESCRIPCIÓN: Función AG que transforma un cromosoma (genotipo) a valores
%              que pueden interpretarse dentro del problema (fenotipo) en
%              nuestro caso la matriz de equipos de protección.
% XmENST : Matriz de Equipos de Protección instalados

%% CONJUNTO DE SECCIONES DONDE SE PUEDE INSTALAR EQUIPOS
Seg=sort([find(DatosM=='B');find(DatosM=='S');find(DatosM=='F');find(DatosM=='R')]);

[an,lar]=size(Chromo);
Dos=find(Chromo==2);% Seccionadores
Tres=find(Chromo==3); % Fusibles
Cuatro=find(Chromo==4); % Reconectadores

Base=unique(Base);

Pheno=char(ones(an,lar)*66); % Matriz de Base 'B'

if      isempty(Cuatro) && isempty(Tres) && isempty(Dos)
elseif  isempty(Cuatro) && isempty(Tres)
        Pheno(Dos)=Base(2,1);
elseif  isempty(Cuatro)
        Pheno(Dos)=Base(2,1);
        Pheno(Tres)=Base(3,1);
else
        Pheno(Dos)=Base(2,1);
        Pheno(Tres)=Base(3,1);
        Pheno(Cuatro)=Base(4,1);
end

for j=1:an
    Fij=DatosM;
    Fij(Seg)=Pheno(j,:)';
    DatosMp(:,j)=Fij;
end

end
```

****

```
% NOMBRE FUNCIÓN: mut
% DESCRIPCIÓN: Función AG Mutación

%  La función forma parte del toolbox Geatbx para Matlab desarrollado
%  por Andrew Chipperfield y su equipo, de libre acceso a través de la red.
%

% MUT.m
%
% This function takes the representation of the current population,
% mutates each element with given probability and returns the resulting
% population.
%
% Syntax:   NewChrom = mut(OldChrom,Pm,BaseV)
%
% Input parameters:
%
%       OldChrom - A matrix containing the chromosomes of the
%              current population. Each row corresponds to
%              an individuals string representation.
%
```

```
%       Pm   - Mutation probability (scalar). Default value
%              of Pm = 0.7/Lind, where Lind is the chromosome
%              length is assumed if omitted.
%
%       BaseV    - Optional row vector of the same length as the
%              chromosome structure defining the base of the
%              individual elements of the chromosome. Binary
%              representation is assumed if omitted.
%
% Output parameter:
%
%       NewChrom - A Matrix containing a mutated version of
%              OldChrom.
%

% Author: Andrew Chipperfield
% Date: 25-Jan-94
**********************************************************************
function NewChrom = mut(OldChrom,Pm,BaseV)

% get population size (Nind) and chromosome length (Lind)
[Nind, Lind] = size(OldChrom) ;

% check input parameters
if nargin < 2, Pm = 0.7/Lind ; end
if isnan(Pm), Pm = 0.7/Lind; end

if (nargin < 3), BaseV = crtbase(Lind);  end
if (isnan(BaseV)), BaseV = crtbase(Lind);  end
if (isempty(BaseV)), BaseV = crtbase(Lind);  end

if (nargin == 3) & (Lind ~= length(BaseV))
   error('OldChrom and BaseV are incompatible'), end

% create mutation mask matrix
BaseM = BaseV(ones(Nind,1),:) ;

% perform mutation on chromosome structure
NewChrom = rem(OldChrom+(rand(Nind,Lind)<Pm).*ceil(rand(Nind,Lind).*(BaseM-1)),BaseM);
**********************************************************************
function [Obj,ObjPen] = objeval(Datos,DatosMp,TipoRed,nseg,DemTot,NumTotCon,...
    DemandaM, ConsumidorM,DatosM,NINDV,TramosFin,ntramos,Estado,delta,...
    NestaA,IndIni,M,tipoSMC,operec,probperman,tiemposecc,...
    Mconver,Econ)

% NOMBRE FUNCIÓN: objeval
% DESCRIPCIÓN: Función "fitness" evaluación de los individuos de una
% población, considerando su penalización.
% Obj   : Evaluación de la funciión Objetivo sin penalización
% ObjPen: Evaluación de la funciión Objetivo con penalización
% DatosMp: Matriz de tipo de Equipos conectados de la población

ENSini=IndIni(1,1);
SAIFIini=IndIni(1,2);
SAIDIini=IndIni(1,3);

XmENSTp=zeros(1,NINDV);
XmSAIFIp=zeros(1,NINDV);
XmSAIDIp=zeros(1,NINDV);

%% SMC DE CADA INDIVIDUO
if tipoSMC==1
    for j=1:NINDV
         [XmSAIFIp(j),XmSAIDIp(j),XmENSTp(j)]=smcpricipal_AG(Datos,DatosMp(:,j),...
         DemandaM,ConsumidorM,DemTot,NumTotCon,nseg,M,TramosFin,...
         ntramos,Estado,delta,NestaA,operec,probperman,tiemposecc);
    end
elseif tipoSMC==2
        for j=1:NINDV
         [XmSAIFIp(j),XmSAIDIp(j),XmENSTp(j)]=smcpricipalANN_AG(Datos,DatosMp(:,j),...
         DemandaM,ConsumidorM,DemTot,NumTotCon,nseg,M,TramosFin,...
         ntramos,Estado,delta,NestaA,operec,probperman,tiemposecc);
        end
elseif tipoSMC==3
        for j=1:NINDV
         [XmSAIFIp(j),XmSAIDIp(j),XmENSTp(j)]=smcpricipalSVM_AG(Datos,DatosMp(:,j),...
         DemandaM,ConsumidorM,DemTot,NumTotCon,nseg,M,TramosFin,...
         ntramos,Estado,delta,NestaA,operec,probperman,tiemposecc);
        end
end

%% Parámetros para evaluación económica

tiempo=Econ(1,1); % Número de años para anualización de los valores
n1=Econ(1,2); %Año del desembolso 1
n2=Econ(1,3); %Año del desemboldo 2
Cm=Econ(1,4)/100; % %Costo de la inversión por Mantenimiento Anual
Cr=Econ(1,5)/100; % Monto del desemboldo
Ce=Econ(1,6); %Costo ENS
tasa=Econ(1,7)/100; % Tasa de descuento

%% COSTO DE RETIRO e INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN
CR=zeros(NINDV,1);
CI=zeros(NINDV,1);


for j=1:NINDV
    XRet=find([DatosMp(:,j)==DatosM]==0);
```

```
    EquiposRet=DatosM(XRet);
    TipoRedRet=TipoRed(XRet);

    XIns=find([DatosMp(:,j)==DatosM]==0);
    EquiposIns=DatosMp(XIns,j);
    TipoRedIns=TipoRed(XIns);

    % COSTO DE INSTALACIÓN
    if isempty(EquiposIns)==1
    else
        EqIns=[find(EquiposIns=='S');find(EquiposIns=='F');find(EquiposIns=='R')];
        CI(j)=costoins(EquiposIns(EqIns),TipoRedIns(EqIns));
    end
    % COSTO DE RETIRO EQUIPOS
    if isempty(EquiposRet)==1
    else
        EqRet=[find(EquiposRet=='S');find(EquiposRet=='F');find(EquiposRet=='R')];
        CR(j)=costoret(EquiposRet(EqRet),TipoRedRet(EqRet));
    end

    if CI(j)==0 && CR(j)==0
        XmENSTp(j)=ENSini;
    end

    if XmENSTp(j)==0
        XmENSTp(j)=ENSini;
    end

    clear EquiposIns EquiposRet XRet XIns TipoRedRet TipoRedIns EqIns EqRet
end

%% COSTOS ANUALES
   % COSTO POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ANUAL
   COyM=Cm*CI;
   % COSTO EVENTUAL
   CEVE=Cr*CI;


%% BENEFICIO POR REDUCCIÓN DE ENS
Obj=valoranet(CI,CR,COyM,CEVE,ENSini,XmENSTp,tiempo,tasa,n1,n2,Ce);
ObjPen=Obj;

%% PENALIZACIÓN
% Por índices de confiabilidad
  for j=1:NINDV
      if XmSAIFIp(j)> SAIFIini || XmSAIDIp(j)> SAIDIini
          if sign(Obj(j,1))==1  % Establecer penalización
              ObjPen(j,1)=0.05*Obj(j,1);
          else
              ObjPen(j,1)=Obj(j,1)/0.05;
          end
      end
  end
% Por número de equipos de protección
NumEquiP=contadorEqui(Datos,DatosMp,NINDV,TramosFin,ntramos,nseg);

for j=1:NINDV
    if sum(NumEquiP(j,:)>0) >= 7
          if sign(Obj(j,1))==1  % Establecer penalización
              ObjPen(j,1)=0.05*Obj(j,1);
          else
              ObjPen(j,1)=Obj(j,1)/0.05;
          end
    end
end
**********************************************************************
function [Chromth] = operAG(Chromc1,Chromc2,pc,pm,NVAR,ne)
% NOMBRE FUNCIÓN: operAG
% DESCRIPCIÓN: Función AG para ejecución de los operadores de cruce y mutación
% Chromth: Matriz de cromosoma Hijos

    % Recombinación de los componentes del cromosoma
    Chromh1=xovdp(Chromc1,pc);
    Chromh2=xovdp(Chromc2,pc);

    Chromh(:,1:NVAR)=Chromh1;
    Chromh(:,NVAR+1:2*NVAR)=Chromh2;

    BaseV=crtbase([NVAR NVAR],[2 (ne+1)]);

    % Mutación del cromosoma
    Chromth=mut(Chromh,pm,BaseV);

end
function [Chromc] = parejas(Chrom,NINDV)
% NOMBRE FUNCIÓN: parejas
% DESCRIPCIÓN: Función de AG para emparejamiento aleatorio
% Chromc : Matriz de cromosoma de individuos emparejados

    pob=NINDV;
    lv=1:NINDV;
    i=0;

    % Emparejamiento aleatorio

    for parej=1:pob/2
        i=i+1;
        % Pareja 1
        ipa1=ceil(rand(1)*NINDV); %Número aleatorio pareja 1
```

```
        inpa1=lv(ipa1);
        pa1=Chrom(inpa1,:);
        Chromc(i,:)=pa1;
        lv(ipa1)=0;
        lvi=find(lv>0);
        lv=lv(lvi);
        NINDV=length(lv);
        % Pareja 2
        ipa2=ceil(rand(1)*NINDV); %Número aleatorio pareja 2
        inpa2=lv(ipa2);
        pa2=Chrom(inpa2,:);
        i=i+1;
        Chromc(i,:)=pa2;
        lv(ipa2)=0;
        lvi=find(lv>0);
        lv=lv(lvi);
        NINDV=length(lv);
    end

end
```

****

```
function [Chrom,NVAR] = poblaini(DatosM,NINDV,Alter)
% NOMBRE FUNCIÓN: poblaini
% DESCRIPCIÓN: Función AG para la creación de la población inicial, de
%              manera aleatoriamente controlada
% Chrom : Matriz de Cromosoma de la población inicial
% NVAR  : Número de segmentos de la red que pueden variar en la instalación
% de equipos de protección (S: Seccionador, F: Fusible, R: Reconectador)

%% CONJUNTO DE SECCIONES DONDE SE PUEDE INSTALAR EQUIPOS
Seg=[find(DatosM=='B');find(DatosM=='S');find(DatosM=='F');find(DatosM=='R')];

NVAR=length(Seg);

Chrom1=zeros(NINDV,NVAR);
Chrom2=zeros(NINDV,NVAR);

%% PARTE 1 DEL CROMOSOMA
% 1: Instalación del Equipo; 0: No instalación
% Inicio aleatorio controlado, se puede cambiar la probabilidad de la
% aparición de uno (1).

for nindiv=1:NINDV
    Chrom1(nindiv,:)=ceil(full(sprand(1,NVAR,0.3))); % PROB MATRIZ [0,1]
end

%% PARTE 2 DEL CROMOSOMA

sAlter=sum(Alter); % Número de Tipos de Equipos a ser Instalados

% Se puede variar la probabilidad de cada elemento

if sAlter==2
    % Ubicación 1 y 2
    BaseVec=crtbase(NVAR, 2);
    Chrom2=ceil(rand(NINDV,NVAR).*BaseVec(ones(NINDV,1),:));
elseif sAlter==3
    % Ubicación 1 y 2
    BaseVec=crtbase(NVAR, 2);
    Chrom2=ceil(rand(NINDV,NVAR).*BaseVec(ones(NINDV,1),:));

    % Ubicación 3
    C3=(full(ceil(sprand(NINDV,NVAR,0.3))))*3; % PROB: 2DO EQUIPO
    tres=find(C3);
    Chrom2(tres)=3*ones(size(tres));
else
    % Ubicación 1 y 2
    BaseVec=crtbase(NVAR, 2);
    Chrom2=ceil(rand(NINDV,NVAR).*BaseVec(ones(NINDV,1),:));

    % Ubicación 3
    C3=(full(ceil(sprand(NINDV,NVAR,0.3))))*3; % PROB: 2DO EQUIPO
    tres=find(C3);
    Chrom2(tres)=3*ones(size(tres));

    % Ubicación 4
    C4=(full(ceil(sprand(NINDV,NVAR,0.1))))*4; % PROB: 3ER EQUIPO
    cuatro=find(C4);
    Chrom2(cuatro)=4*ones(size(cuatro));
end

% Formacion del cromosoma mixto
Chrom=zeros(NINDV,2*NVAR);
Chrom(:,1:NVAR)=Chrom1;
Chrom(:,NVAR+1:2*NVAR)=Chrom2;

end
```

****

```
function [Chrom,Obj,ObjPen] = poblamdetP(DatosMp_P,DatosMp_H,Obj_P,...
    Obj_H,Obj_Ppen,Obj_Hpen,Chromc,Chromh,NINDV)
% NOMBRE FUNCIÓN: poblamdetP
% DESCRIPCIÓN: Función de AG para remplazo generacional utilizando la
% técnica de formación de nichos
% Chrom : Matriz de cromosoma final ejecutado el remplazo generacional
% ObjVs : Matriz evaluación de la función objetivo sin penalizar
% ObjVs : Matriz evaluación de la función objetivo con penalización
```

```
    % Distancias fenotipicas
    for i=1:NINDV
   fenChromc(:,i) = double(DatosMp_P(:,i));
   fenChromh(:,i) = double(DatosMp_H(:,i));
    end

    fpa=(sum(fenChromc))'; fhi=(sum(fenChromh))';
    par=2:2:NINDV; impar=1:2:NINDV-1;
    fpa1=fpa(impar); fpa2=fpa(par);
    fhi1=fhi(impar); fhi2=fhi(par);
    Dfpa1hi1=abs(fpa1-fhi1); Dfpa2hi2=abs(fpa2-fhi2);
    Dfpa1hi2=abs(fpa1-fhi2); Dfpa2hi1=abs(fpa2-fhi1);
    Dii=Dfpa1hi1+Dfpa2hi2;
    Dij=Dfpa1hi2+Dfpa2hi1;
    Comp=Dii<=Dij;

    j=0;
    for duo=1:NINDV/2
        if  Comp(duo,1)==1
            j=j+1;
            if  Obj_H(j,1)>Obj_P(j,1) && Obj_Hpen(j,1)>Obj_Ppen(j,1)
                Chromc(j,:)  = Chromh(j,:);
                Obj_P(j,1)   = Obj_H(j,1);
                Obj_Ppen(j,1)= Obj_Hpen(j,1);
            end
            if  Obj_H(j+1,1)>Obj_P(j+1,1) && Obj_Hpen(j+1,1)>Obj_Ppen(j+1,1)
                Chromc(j+1,:)  = Chromh(j+1,:);
                Obj_P(j+1,1)   = Obj_H(j+1,1);
                Obj_Ppen(j+1,1)= Obj_Hpen(j+1,1);
            end
            j=j+1;
        else
            j=j+1;
            if  Obj_H(j,1)>Obj_P(j+1,1) && Obj_Hpen(j,1)>Obj_Ppen(j+1,1)
                Chromc(j+1,:)  = Chromh(j,:);
                Obj_P(j+1,1)   = Obj_H(j,1);
                Obj_Ppen(j+1,1)= Obj_Hpen(j,1);
            end
            if  Obj_H(j+1,1)>Obj_P(j,1) && Obj_Hpen(j+1,1)>Obj_Ppen(j,1)
                Chromc(j,:)  = Chromh(j+1,:);
                Obj_P(j,1)   = Obj_H(j+1,1);
                Obj_Ppen(j,1)= Obj_Hpen(j+1,1);
            end
            j=j+1;
        end
    end

    % Nueva población
    Chrom=Chromc;
    Obj=Obj_P;
    ObjPen=Obj_Ppen;

end
```

****

```
function [Obj] = valoranet(CI,CR,COyM,CEVE,ENSini,XmENSTp,tiempo,tasa,n1,n2,Ce)
% NOMBRE FUNCIÓN: valoranet
% DESCRIPCIÓN: Función de evaluación de flujos de fondos de alternativas
% Obj : Valor actual neto

%% INGRESOS ANUALES

% COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POBLACIÓN SOLUCIONES
CE1=Ce*XmENSTp';

% COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA INICIAL

CE0=Ce*ENSini;

%Ingreso Anual por Reducción de ENS
INGRESOS=CE0-CE1;

%% EGRESOS ANUALES

% GASTOS ANUALES
DA=CI*(1/tiempo); % Depreciación


%% FLUJO DE CAJA
% De los Costos
VAC(:,1)=(CI+CR); % Valor presente de la inversión
VAC(:,2)=(DA+COyM)*((-1+(1+tasa)^tiempo)/(tasa*(1+tasa)^tiempo)); % Valor presente depresiación y OyM
VAC(:,3)=CEVE*(1/(1+tasa)^n1); % Valor presente desembolso 1
VAC(:,4)=CEVE*(1/(1+tasa)^n2); % Valor presente desembolso 2

% De los ingresos
VAI(:,1)=INGRESOS*((-1+(1+tasa)^tiempo)/(tasa*(1+tasa)^tiempo)); % Valor presente Ingresos

Obj=VAI-(sum(VAC,2)); %Beneficio Ingresos menos costos

end
```

****

```
% NOMBRE FUNCIÓN: xovdp
% DESCRIPCIÓN: Función AG Crossover de Doble Punto

%  La función forma parte del toolbox Geatbx para Matlab desarrollado
```

```
%  por Andrew Chipperfield y su equipo, de libre acceso a través de la red.


%-------------------------------------------------------------------------
% XOVDP.M        (CROSSOVer Double Point)
%
% This function performs double point crossover between pairs of
% individuals and returns the current generation after mating.
%
% Syntax:  NewChrom = xovdp(OldChrom, XOVR)
%
% Input parameters:
%    OldChrom  - Matrix containing the chromosomes of the old
%                population. Each line corresponds to one individual
%                (in any form, not necessarily real values).
%    XOVR      - Probability of recombination occurring between pairs
%                of individuals.
%
% Output parameter:
%    NewChrom  - Matrix containing the chromosomes of the population
%                after mating, ready to be mutated and/or evaluated,
%                in the same format as OldChrom.

%  Author:    Hartmut Pohlheim
%  History:   28.03.94     file created

function NewChrom = xovdp(OldChrom, XOVR);

if nargin < 2, XOVR = NaN; end

% call low level function with appropriate parameters
   NewChrom = xovmp(OldChrom, XOVR, 2, 0);

 % End of function
**************************************************************************
% NOMBRE FUNCIÓN: xovmp
% DESCRIPCIÓN: Función AG Crossover de Multi Punto

%  La función forma parte del toolbox Geatbx para Matlab desarrollado
%  por Andrew Chipperfield y su equipo, de libre acceso a través de la red.

%-------------------------------------------------------------------------

% XOVMP.m                Multi-point crossover
%
%       Syntax: NewChrom =  xovmp(OldChrom, Px, Npt, Rs)
%
%       This function takes a matrix OldChrom containing the binary
%       representation of the individuals in the current population,
%       applies crossover to consecutive pairs of individuals with
%       probability Px and returns the resulting population.
%
%       Npt indicates how many crossover points to use (1 or 2, zero
%       indicates shuffle crossover).
%       Rs indicates whether or not to force the production of
%       offspring different from their parents.
%

% Author: Carlos Fonseca,   Updated: Andrew Chipperfield
% Date: 28/09/93,       Date: 27-Jan-94

function NewChrom = xovmp(OldChrom, Px, Npt, Rs);

% Identify the population size (Nind) and the chromosome length (Lind)
[Nind,Lind] = size(OldChrom);

if Lind < 2, NewChrom = OldChrom; return; end

if nargin < 4, Rs = 0; end
if nargin < 3, Npt = 0; Rs = 0; end
if nargin < 2, Px = 0.7; Npt = 0; Rs = 0; end
if isnan(Px), Px = 0.7; end
if isnan(Npt), Npt = 0; end
if isnan(Rs), Rs = 0; end
if isempty(Px), Px = 0.7; end
if isempty(Npt), Npt = 0; end
if isempty(Rs), Rs = 0; end

Xops = floor(Nind/2);
DoCross = rand(Xops,1) < Px;
odd = 1:2:Nind-1;
even = 2:2:Nind;

% Compute the effective length of each chromosome pair
Mask = ~Rs | (OldChrom(odd, :) ~= OldChrom(even, :));
Mask = cumsum(Mask')';

% Compute cross sites for each pair of individuals, according to their
% effective length and Px (two equal cross sites mean no crossover)
xsites(:, 1) = Mask(:, Lind);
if Npt >= 2,
       xsites(:, 1) = ceil(xsites(:, 1) .* rand(Xops, 1));
end
xsites(:,2) = rem(xsites + ceil((Mask(:, Lind)-1) .* rand(Xops, 1)) ...
                               .* DoCross - 1 , Mask(:, Lind) )+1;

% Express cross sites in terms of a 0-1 mask
Mask = (xsites(:,ones(1,Lind)) < Mask) == ...
                        (xsites(:,2*ones(1,Lind)) < Mask);
```

```
if ~Npt,
        shuff = rand(Lind,Xops);
        [ans,shuff] = sort(shuff);
        for i=1:Xops
          OldChrom(odd(i),:)=OldChrom(odd(i),shuff(:,i));
          OldChrom(even(i),:)=OldChrom(even(i),shuff(:,i));
        end
end

% Perform crossover
NewChrom(odd,:) = (OldChrom(odd,:).* Mask) + (OldChrom(even,:).*(~Mask));
NewChrom(even,:) = (OldChrom(odd,:).*(~Mask)) + (OldChrom(even,:).*Mask);

% If the number of individuals is odd, the last individual cannot be mated
% but must be included in the new population
if rem(Nind,2),
  NewChrom(Nind,:)=OldChrom(Nind,:);
end

if ~Npt,
        [ans,unshuff] = sort(shuff);
        for i=1:Xops
          NewChrom(odd(i),:)=NewChrom(odd(i),unshuff(:,i));
          NewChrom(even(i),:)=NewChrom(even(i),unshuff(:,i));
        end
end
```

ANEXO VIII

Evaluación Económica de soluciones para el Alimentador 27F de la EEQ

- **Costo ENS 2,5 USD/kWh**

COSTO ENS ($/KWH)	2,5
COSTO INSTALACIÓN 2 SECCIONADORES FUSIBLES TRIFÁSICOS	$4.033,92
COSTO RETIRO 1 SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO	$147,47
COSTO OYM (2%)	$80,68
DEPRECIACIÓN (15 AÑOS)	$268,93
TASA DE DESCUENTO	12%

INSTALACIÓN SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO :	$2016,96
RETIRO SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO :	$147,47

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
INGRESO POR REDUCCIÓN DE ENS		$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50	$277,50
DEPRECIACIÓN		$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93	$268,93
COSTO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68	$80,68
COSTO EVENTUAL N1											$1.210,18					
COSTO EVENTUAL N2						$1.210,18										
INVERSIÓN INICIAL	($ 4.181,39)															
FLUJO DE FONDOS		$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)	$(1.282,28)	$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)	$(1.282,28)	$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)	$(72,11)
VAN	$(5.748,83)															

ENS (0)	ENS (F)	RENS (ENS(0)-ENS(F))
490	379	111

- **Costo ENS 5 USD/kWh**

COSTO ENS ($/KWH)	5
COSTO INSTALACIÓN 3 SECCIONADORES FUSIBLES TRIFÁSICOS	$6.050,88
COSTO RETIRO 1 SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO	$147,47
COSTO OYM (2%)	$121,02
DEPRECIACIÓN (15 AÑOS)	$403,39
TASA DE DESCUENTO	12%

INSTALACIÓN SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO :	$2016,96
RETIRO SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO :	$147,47

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15
INGRESO POR REDUCCIÓN DE ENS		$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00	$560,00
DEPRECIACIÓN		$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39	$403,39
COSTO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02	$121,02
COSTO EVENTUAL N1											$1.815,26					
COSTO EVENTUAL N2						$1.815,26										
INVERSIÓN INICIAL	($6.198,35)															
FLUJO DE FONDOS		$35,59	$35,59	$35,59	$35,59	$(1.779,67)	$35,59	$35,59	$35,59	$35,59	$(1.779,67)	$35,59	$35,59	$35,59	$35,59	$35,59
VAN	$(7.570,45)															

ENS (0)	ENS (F)	RENS (ENS(0)-ENS(F))
490	378	112

ORDEN DE EMPASTADO