

1-1-2016

Planeación de sistemas de distribución radiales enfocado en los usuarios mediante los índices de energía no servida

Julián Oswaldo Rojas Vera

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Rojas Vera, J. O. (2016). Planeación de sistemas de distribución radiales enfocado en los usuarios mediante los índices de energía no servida. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/93

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES ENFOCADO EN
LOS USUARIOS MEDIANTE LOS ÍNDICES DE ENERGÍA NO SERVIDA**



JULIAN OSWALDO ROJAS VERA

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2016**

**PLANEACIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES ENFOCADO EN
LOS USUARIOS MEDIANTE LOS ÍNDICES DE ENERGÍA NO SERVIDA**

JULIAN OSWALDO ROJAS VERA

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director
Andrés Felipe Panesso Hernández, M.Sc.
Profesor Asistente

UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2016

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C., Noviembre de 2016.

Dedicatoria...

En cada momento de nuestras vidas aparecen personas cruzando nuestro camino, pero muy pocas veces son personas como tú. Le pido a Dios que te guarde y te tenga en el mejor lugar del cielo, por haber sido la gran persona que fuiste. Ese gran hijo, hermano, amigo y profesional. Ese joven lleno de vida y capacidades para enfrentar el mundo y los problemas, con la singularidad de siempre llevar esa sonrisa imborrable que has dejado grabado en cada una de las personas que te conocimos.

Siempre te recordaré por desear el bienestar para cada una de las personas que te rodeaban, porque siempre, el contarte algún proyecto, fue encontrar una voz de aliento y esos mejores deseos que solo pueden dar los verdaderos amigos. Porque cada momento que estuvimos juntos, fueron momentos de alegría con cada una de las sonrisas que nos sacábamos del alma.

No es fácil entender la razón de tu partida, pero son decisiones de Dios que no podemos comprender. Tengo la seguridad de que fuiste la imagen y seguiste el ejemplo de lo que te inculcó tu madre, esa gran mujer que siempre fue tu orgullo, la luz de tus ojos, las ganas de ser el mejor en cada uno de los pasos que diste.

A pesar de que no estés presente, tengo la certeza de que hubieras dedicado este trabajo a tus Padres, Rodolfo Montenegro y Leonor Martínez, y a esa mujer que tuviste por novia, aquella que transformaba tu mundo, y a cada una de esas personas que creía ciegamente en ti, porque mostrabas siempre ser el mejor.

Es posible que el Señor nos permitió conocerte para ver en ti el verdadero significado de la amistad y la lealtad. Y es por eso que tu partida deja un vacío en el corazón de cada uno de los que tuvimos el placer de formar parte de tu vida, pero sé que aunque ya no estés entre nosotros, nos queda tu energía y los mejores recuerdos que perdurarán por siempre en cada uno de nuestros corazones, y allí vivirás para siempre.

Le agradezco a Dios por permitirme terminar la primera de las tantas metas que planeamos juntos, infinitamente le agradezco a la vida por darme la posibilidad de conocerte y compartir a tu lado tantos momentos de alegría, por permitirme aprender algo de esa maravillosa persona que encontré en ti.

Descansa en paz amigo, hermano, Colega.

Quiero dedicar este trabajo a Dios por darme las oportunidades que se me presentan a diario, por darme a Josefina Vera por madre ¡La mejor mujer del mundo! Esa persona que siempre me ha acompañado sobreponiéndome sobre su propio bienestar, le doy gracias a la vida por mi padre Freddy Rojas, quien desde el cielo ha sido mi fortaleza espiritual, mi ejemplo a seguir en lo personal y como icono de mi profesión.

Les dedico este proyecto a mis hermanos, Alejandro Rojas y Fabian Fonseca quienes han sido un gran ejemplo, esas personas que siempre han creído en mí y me han acompañado en mi crecimiento como profesional. Quiero dar una muestra de gratitud a Roman Gomez, esa persona que ha cumplido el papel de padre en mi vida, quien me ha apoyado en cada uno de los sueños que tengo sin importar la magnitud que tengan. Le dedico este trabajo a Lucrecia Vera por ser una madre más, por sus votos de confianza y por ser el primer punto de apoyo para mi familia. Le agradezco a mi más incondicional amigo Javier Esteban y a mi novia Maria Camila por ser las fuentes de mi alegría; a Kennedy Novoa quien con la dureza y cariño de un hermano ha sido mi maestro, siendo un ejemplo y aportando en mi formación profesional. Por último, dedico este trabajo a Estella Diaz mi abuela, por representar en mi vida la figura de mi padre y quien es una de las personas que espera más de mí.

Julian

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a la Universidad de La Salle por buscar en sus estudiantes una formación integral, a cada una de las personas que a lo largo de la carrera brindaron su apoyo y amistad. A cada uno de esos profesores que a lo largo de mi carrera me permitieron crecer tanto de manera intelectual, como personal. Quiero de manera especial mostrarle mi gratitud al ingeniero Geovanny Alberto Marulanda, quien ha encontrado en una alta exigencia la mejor herramienta para ayudarme a mejorar y en su gran disposición el mejor camino para poder aportarme como profesional y como persona. Le agradezco enormemente al ingeniero Andrés Felipe Panesso quien más que ser mi director, supo dar una voz de aliento y tranquilidad en el momento que lo necesité, no me alcanzarían las palabras para describir cuanto lo admiro. Por último, quiero agradecer a IMMECOL LTDA, empresa donde me formé técnicamente, lugar donde creció el amor y la pasión por esta profesión.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
I. Introducción	10
II. Modelo matemático general	11
III. Metodología	11
A. Primera etapa	12
B. Segunda etapa	12
C. Tercera etapa.....	12
IV. Simulación y análisis de resultados	13
A. Análisis de topología original circuito de prueba.	13
B. Análisis de planificación del circuito de prueba.....	14
V. Conclusiones	15
VI. Recomendaciones	15
Referencias.....	15

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de los elementos de prueba.....	13

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Vector con la codificación binaria del problema.	12
Figura 2. Circuito de prueba de distribución eléctrica (RBTS Bus2).	13
Figura 3. AENS vs. Número de iteraciones.	13
Figura 4. Resultado de la planificación del sistema.	14

Planeación de sistemas de distribución radiales enfocado en los usuarios mediante los índices de Energía No Servida

Julian Oswaldo Rojas Vera

Universidad de La Salle, Bogotá, Colombia

Resumen — Este proyecto tiene como objetivo presentar una metodología que permita realizar la planeación de sistemas eléctricos de distribución. Esta metodología contempla los índices de confiabilidad basados en los usuarios, y puntualmente el índice promedio de energía no servida, que tiene una relación directa con la continuidad de servicio brindada al usuario final del sistema de potencia. Esta metodología se basa principalmente en dos elementos. El primero de ellos es la evaluación de los índices de confiabilidad con el uso de la simulación de Montecarlo y como segundo elemento el uso de un algoritmo genético como herramienta para buscar la mejor configuración para el sistema eléctrico. A partir de lo anterior se pudo establecer en que elementos del sistema, un elemento de respaldo permitirá mejorar el índice promedio de energía no servida del sistema.

Palabras clave — Algoritmo genético, Confiabilidad, Índice promedio de energía no servida, Simulación de Montecarlo.

Abstract — This document shows a methodology to distribution network planning based on the comparison of different configurations in a medium voltage test system. In this system, reliability indexes based on users were considered, such as the Average Energy Not Supplied index - AENS, because it is desired to determine the impact that these could have on the network planning. For the reliability study, it performs the integration of two elements, one of these is the reliability evaluation using indexes obtained from the Monte Carlo simulation and the other is the search for the best configuration using a basic genetic algorithm. From the above it was possible to establish the necessary redundancies in the medium voltage lines to improve the AENS in this network.

Keywords — Average energy not supplied index, Genetic algorithm, Monte Carlo simulation, Reliability.

I. INTRODUCCIÓN

Con el crecimiento de la economía, el sector industrial y productivo exige una mayor demanda energética. De acuerdo con una reciente encuesta global para medir cómo las empresas eléctricas están progresando con las iniciativas de red inteligente [1], la confiabilidad surgió como la primera razón por la cual se están aplicando estudios de costos de las operaciones y calidad del servicio entregado a los usuarios.

Los sistemas eléctricos de potencia a nivel de generación y transmisión, son más rigurosos en su planificación en lo que refiere a su construcción, seguridad y calidad; en contraste, las redes de distribución de energía se extienden cada día más y en su mayoría lo hacen de manera no planificada. Es por esta razón que cerca del ochenta por ciento de las fallas del sistema eléctrico se dan en las redes de media tensión, debido a su falta de planificación [2]. No obstante, la evaluación de la confiabilidad debe realizarse para determinar problemas en la operación y así mismo tomar medidas para mitigarlos; por ejemplo, en [3] se presenta el caso comparativo entre dos métodos mundialmente reconocidos, el europeo y el norteamericano.

Adicionalmente, el problema en las grandes ciudades es menor gracias a que por facilidades constructivas se realizan configuraciones en anillo con el fin de garantizar la continuidad de servicio [4], pero en zonas rurales y redes suministradas para industrias que se encuentran en las afueras del área urbana se debe garantizar que las redes de media tensión radiales instaladas tengan la confiabilidad más alta posible.

Las interrupciones en el sistema de distribución se dan por condiciones de falla, mantenimiento y cambio de elementos del sistema, pero en cualquiera de los casos se vería reflejada una ausencia de suministro eléctrico a los usuarios. Es así como en este trabajo se pretende generar una solución desde la minimización de los tiempos de interrupción.

Los problemas mencionados se han abordado realizando históricos de desempeño del sistema enfocándose en los elementos que lo componen [5] - [6]. Este debe contener la operación del sistema en un lapso determinado, de manera que se pueda realizar un pronóstico sobre todos los equipos del sistema (líneas de distribución, transformadores, barrajes, interruptores, entre otros) [7], teniendo en cuenta el tiempo de mantenimiento, reemplazo de componentes o cantidad de fallas. Con estos pronósticos es posible hacer uso de la simulación de Montecarlo para evaluar la confiabilidad en un sistema [8] - [9].

Este trabajo tiene como particularidad que la metodología planteada utiliza los índices de confiabilidad de los equipos, para realizar una evaluación de confiabilidad y simultáneamente, realiza una planificación de las redundancias en las líneas que lo necesitan en el sistema para que éste tenga una alta disponibilidad del servicio. Con lo mencionado, se da a entender que la finalidad es garantizar con la disminución de los cortes de energía percibidos por los usuarios del sistema, un sistema con un índice promedio de energía no servida - AENS (Average Energy Not Supplied) lo más bajo posible.

II. MODELO MATEMÁTICO GENERAL

El modelo matemático general para resolver el problema de disminución de los cortes de energía percibidos por los usuarios empleando tramos redundantes se plantea en las ecuaciones (1) a (6), y que conservan la estructura general de problemas de este tipo para redes de distribución de acuerdo a lo presentado en [10].

$$\min f(x) = AENS \quad (1)$$

Sujeto a:

$$|I_a| < I_{max} \quad (2)$$

$$V_{min} < |V_i| < V_{max} \quad (3)$$

$$\sum_{\Omega_k \in i} I_k = 0 \quad (4)$$

$$\sum_{\Omega_k \in j} V_k = 0 \quad (5)$$

$$\varphi(k) = 0 \quad (6)$$

Donde:

I_a : Corriente a través de la rama a .

I_k : Corriente de la rama k -ésima entrante a la barra i .

$|V_i|$: Magnitud de la tensión en la barra i .

V_k : Tensión de la rama k -ésima en el anillo j .

$\varphi(k)$: Restricción de radialidad.

Ω_k : Conjunto de los k elementos conectados a la barra i o pertenecientes a la malla j .

Puede notarse fácilmente que las ecuaciones (2) y (3) son los límites para corriente por los conductores - límite térmico - y los límites operativos de tensión en las barras - regulación de tensión. Las ecuaciones (4) y (5) corresponden a restricciones dadas por las leyes de Kirchhoff para corriente y tensión, respectivamente. La ecuación en (6) es sólo una restricción que busca garantizar que no se generen anillos en alguna de las combinaciones; aunque esto no sería posible en realidad, dado que la codificación es planteada de tal forma que esto no ocurra.

Por otro lado, en (1) se plantea la función objetivo a minimizar, que es el AENS. Para la obtención del índice de

confiabilidad AENS del circuito se utilizó la expresión presentada en [11] - [13], la cual se muestra en la expresión (7).

$$AENS = \frac{\text{Energía no servida}}{\text{Número de usuarios en punto de carga}} = \frac{\sum L_i U_i}{\sum N_i} \quad (7)$$

Donde:

L_i : Potencia cortada en el punto de carga i .

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

N_i : Número de usuarios del punto de carga i .

Sin embargo, dado que la información disponible no suministra el tiempo de interrupción anual U_i , ese término puede ser reemplazado por la expresión (8), con la que es posible determinar dicha indisponibilidad para cada punto de carga.

$$U_i = \lambda_i r_j \quad (8)$$

Donde:

λ_i : Tasa de fallas del punto de carga i o del elemento j .

r_j : Tiempo de reparación del elemento j .

Debe aclararse que para determinar la indisponibilidad con (8) para cada punto de carga i luego de una falla en el elemento j , es necesario conocer la dependencia entre estos, es decir que puede haber más de una barra aislada a causa de la falla de un mismo elemento.

III. METODOLOGÍA

Dado que se desea minimizar el promedio de energía no servida a los usuarios mediante una adecuada planificación de los alimentadores redundantes que más impacten la reducción del AENS, se requiere de un método de optimización que permita realizar dicha minimización. Con esto, se entiende que el problema se reduce a la determinación de cuales redundancias serían instaladas, por lo que se convierte en un problema de tipo combinatorial. Además, la evaluación de la confiabilidad para cada combinación posible requiere de una técnica que permita cierta flexibilidad en la determinación del valor de la función objetivo.

Una técnica metaheurística de optimización permite realizar la planificación de un sistema de distribución eléctrica con variables continuas y binarias simultáneamente. También se adapta fácilmente a diferentes tipos de problemas, lo que permite obtener resultados con la posibilidad de generar variantes durante la evaluación del problema. El algoritmo genético es una técnica metaheurística de optimización, basada en una serie de pasos que son observables en la evolución biológica y que son adaptados a cualquier tipo de problema. Este algoritmo adaptado a la minimización del AENS mediante

la planeación de tramos redundantes se puede dividir de forma general en tres etapas, como se describe a continuación.

A. Primera etapa

Consiste en suministrar los datos de entrada para el algoritmo, y generar diferentes combinaciones de redundancias para el circuito. Para esto es necesario conocer el modelo matemático, que se presentó en la parte anterior. También es necesario conocer la codificación del problema, la que se plantea como un vector binario en el que se presentan todas las posibles combinaciones de redundancias posibles. En la Figura 1 se observa esta codificación, en forma de vector fila con N elementos, siendo N el número de tramos conectados.

$$\text{Redundancias} = \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 & & & & & N-1 & N \\ \hline & 1 & 0 & 0 & 1 & \dots & \dots & \dots & & 0 & 1 \end{matrix}$$

Figura 1. Vector con la codificación binaria del problema.

Se inicia con la generación de la población, para esto se debe asignar un número de cromosomas. Teniendo en cuenta que la planificación busca determinar, entre qué nodos habrá redundancia, con lo anterior se garantiza la conservación de la configuración original, y a partir de allí conectar elementos en paralelo con el fin de mejorar la continuidad del servicio eléctrico.

Para el trabajo realizado, se considera una población de 50 cromosomas, cada uno con 37 genes que corresponden al número de ramas redundantes más un transformador extra en la subestación principal. Cualquier combinación es posible dado que se parte del hecho que se tiene al menos un alimentador instalado por tramo, por lo que no se requiere de una función de adaptación o penalidad para soluciones infactibles. De la población inicial, el 20% es tomado de una base previmente construida, mientras que el 80% restante de los individuos se contruyen aleatoriamente en cada simulación.

B. Segunda etapa

Esta consiste en la evaluación del índice de confiabilidad AENS para cada posible combinación (individuo), para lo que se emplea el método de simulación de Montecarlo [8] - [14] secuenciado. Esta etapa permite saber el estado del sistema de distribución en términos de continuidad según la configuración de ramas redundantes en el circuito, y a su vez observar las variables eléctricas involucradas en el mismo. Lo anterior es considerando que el sistema se evalúa visto desde el usuario, y es así como se deben observar los resultados en cada uno de los puntos de carga para determinar la continuidad de servicio sujeto a las restricciones planteadas en el modelo matemático.

Es así como para la obtención del índice AENS en cada cromosoma, se realiza la simulación de Montecarlo para un

periodo de diez años por iteración, que corresponde a 87600 h/iteración. El periodo seleccionado se debe a la baja tasa de falla de los elementos, lo que obliga a incrementar el lapso de evaluación y así obtener resultados para cada iteración. Además, en cada hora se simula una falla para cada elemento del sistema según su función de distribución de probabilidad (incluidos los redundantes que estén conectados para esta combinación).

El elemento con menor valor unitario de falla es seleccionado y en éste se verifica si el valor obtenido es inferior al establecido en su tasa de falla; de no ser así, se supone que el elemento no ha fallado y se repite el mismo procedimiento para la siguiente hora, pero en caso contrario se supone que el elemento sí ha fallado, y se debe realizar una evaluación del comportamiento del sistema de distribución ante este escenario. Además, el elemento fallado debe permanecer fuera de operación en la simulación durante un periodo de reparación determinado, y se debe garantizar que en este lapso no se presente ninguna otra falla para asegurar el criterio de evaluación de contingencia N-1.

Para conocer el comportamiento del sistema eléctrico es necesario calcular los resultados de las variables eléctricas en un punto de operación determinado, lo cual se logra por medio de un flujo de carga. El método de Newton-Raphson es usado para este fin, y por esto se utiliza el paquete Matpower V3.2 [15], que es una herramienta insertada en el software Matlab® versión R2014a.

El método de simulación de Montecarlo está configurado para evaluar cada configuración durante $1 \cdot 10^{+6}$ iteraciones (10 millones de años) y una tolerancia para convergencia del $AENS_{Diferencia}$ de $1 \cdot 10^{-6}$, y que se calcula siguiendo la ecuación (9).

$$AENS_{Diferencia} = \frac{AENS_{Original} - AENS_{Planificado}}{AENS_{Original}} * 100\% \quad (9)$$

Para complementar, no se considera la disipación de potencia en las líneas como restricción dado que las pérdidas implícitamente disminuirían al conectar líneas en paralelo; del mismo modo, la regulación de tensión tiende a mejorar.

C. Tercera etapa

La última etapa corresponde al proceso de optimización, es decir que es en esta etapa donde se realiza la selección, cruzamiento y mutación, es donde se eligen los individuos que van a formar las parejas para mejorar la especie (función objetivo). El método utilizado para la selección de individuos es el conocido como *ruleta*. La recombinación o cruzamiento consiste en el intercambio genético de los padres que se

seleccionan y de estos, solo el 80% de los cromosomas tendrá la posibilidad de cruzamiento. Finalmente se selecciona sólo el 1% del total de los genes de la población para realizar la mutación, es decir que este debe cambiar su valor.

Este proceso se repite durante 50 generaciones (iteaciones del algoritmo genético), y en cada una de ellas se realiza la evaluación del AENS para cada combinación de tramos redundantes. Es claro que para cada parte del algoritmo genético se debe garantizar que los individuos de la población en cada generación, nunca estén repetidos.

Por último, luego de la convergencia del método de optimización, se realiza una verificación del individuo que presenta la combinación con el menor AENS.

IV. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la Figura 2 se puede observar que el sistema de prueba presentado en [12], es un circuito de distribución eléctrica, que opera a 33 kV para la alimentación y por medio de una subestación representada en dos transformadores se reduce la tensión a un nivel de 11 kV, con la cual se realiza el suministro hasta cada uno de los nodos en donde se ubican transformadores de 11/0,415 kV, nivel de tensión que llega a cada una de las cargas del sistema. Los elementos que componen el sistema de prueba son:

- 2 transformadores de 33/11 kV y 22 de 11/0,415 kV.
- 23 barras a 11 kV y una barra a 33 kV.
- 1 interruptor principal a 33 kV y 4 más a 11 kV.
- 36 líneas operando a 11 kV.
- 22 puntos de carga a 11 kV (LP).

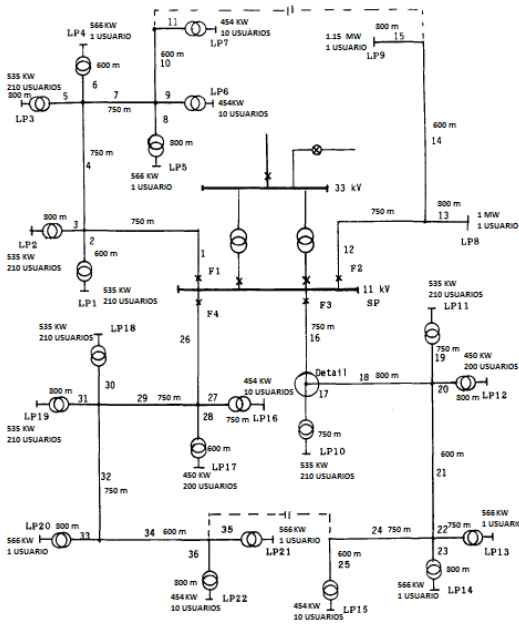


Figura 2. Circuito de prueba de distribución eléctrica (RBTS Bus2). Modificado de [12].

Para facilidad en la lectura del análisis se considera cuatro puntos de conexión principales P1, P2, P3 y P4, siendo cada uno de ellos el punto de partida de las líneas 1, 12, 16 y 26, respectivamente.

En la caracterización de los elementos del circuito eléctrico se tiene en cuenta las tasas de falla y reparación, y la función de probabilidad correspondiente, exponencial para falla [16] - [17] y lognormal para reparación [18], para cada uno de los equipos, lo cual se observa en la Tabla 1. Los parámetros y símbolos presentes en la Tabla 1, corresponden a la función de probabilidad usada.

Tabla 1. Características de los elementos de prueba.

Elemento	Tensión nominal [kV]	λ [fallas/año]	μ	σ
Transformadores	33/11	0,015	-0,0607	1,1834
	11/0,415	0,015	-0,0549	1,0510
Interruptores	33	0,002	0,9242	0,96135
	11	0,006	0,9242	0,96135
Barras	33	0,001	-0,0607	1,2279
	11	0,001	-0,0607	1,2279
Cables	11	0,040	0,5000	2,40882

Datos tomados de [12] y [18].

Nota: Las tasas de falla (λ_j) de los cables están dadas en [fallas/año/km].

Donde μ y σ son los parámetros respectivos de escala y forma de la función lognormal para la determinación de los tiempos de reparación del elemento j (r_j), expresado en horas por falla.

A. Análisis de topología original circuito de prueba.

Con la simulación de Montecarlo se obtiene el valor del índice AENS de la configuración original del sistema, el cual se toma como base para realizar el análisis de resultados al compararlo con la topología óptima en cuanto al índice AENS.

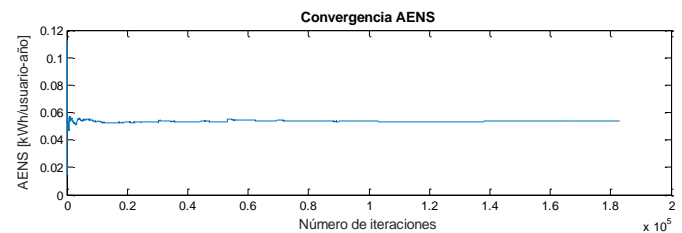


Figura 3. AENS vs. Número de iteraciones.

En la Figura 3 se muestra el índice AENS basados en el promedio de energía no servida, y que corresponde a 0,05404 kWh/usuario-año; este valor se ha tomado como base para comparar con los resultados de la planificación de la red de media tensión. Adicional a lo anterior, por medio del flujo de carga en la configuración original del sistema de prueba se verifica su normal funcionamiento, obteniendo en el proceso pérdidas de 0,089 MW y 0,470 MVar.

B. Análisis de planificación del circuito de prueba

Para observar la configuración del circuito es necesario tener en cuenta que las topologías que se generaron dentro del algoritmo, están conectando elementos de las mismas características, tales como calibre, longitud y material, en paralelo a los elementos que lo considere necesario para mejorar la confiabilidad en el sistema vista por los usuarios. Además, dado que la función objetivo no considera los costos asociados a instalar un nuevo alimentador redundante, o el espacio disponible en los tramos, o el peso permitido por las estructuras; se espera que cargas que tuviesen un mayor número de usuarios conectados al nodo de alimentación o las conectadas directamente a la subestación principal, requirieran una línea en paralelo para garantizar un menor AENS.

Sin embargo, en la Figura 4 se puede observar que las líneas 5, 12, 23, 24, 29, 32, 33, 35 (en color rojo) fueron determinadas como necesarias para disminuir el índice de AENS del sistema el cual para esta configuración es de 0,001974 kWh/usuario-año.

Al realizar la comparación entre el índice AENS del sistema de prueba sin modificaciones y el obtenido por medio de la planificación del sistema haciendo uso de la ecuación (9), se puede observar claramente que el AENS disminuye notablemente.

$$AENS_{Diferencia} = \frac{0,05404 - 0,00197}{0,05404} * 100\% \quad (10)$$

$$= 96,35\%$$

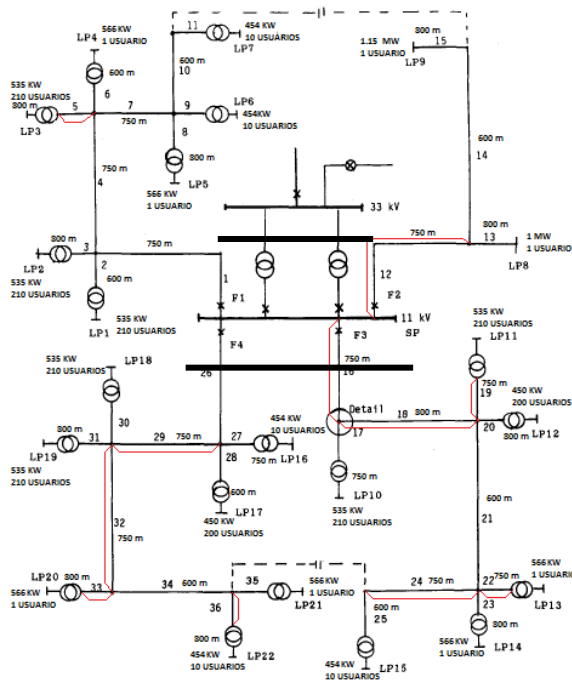


Figura 4. Resultado de la planificación del sistema. Modificado de [12].

Del resultado obtenido en (10) se puede observar la variación entre el AENS del sistema original y el de la planificación realizada por medio del algoritmo genético básico, lo que permite notar cómo el sistema ha mejorado su confiabilidad siguiendo la metodología planteada.

Del resultado de la planificación del sistema se puede observar lo siguiente:

- Cuando hay dos cargas conectadas al mismo punto de la red, el sistema usa un respaldo en el que tenga un mayor número de usuarios, a pesar de la importancia de la carga, debido a que el algoritmo implementado no considera prioridad de carga. Esto se puede observar de las cargas 3 y 4, en donde se tiene una carga residencial para el nodo 3 e institucional-gubernamental en el nodo 4, las cuales tienen 210 y 1 usuario respectivamente, a pesar de que aparentemente puede ser primordial alimentar la carga 4 el sistema prefiere la carga tres; esto es debido a que el sistema prioriza en la configuración según el número de usuarios y no la prioridad de cada una de las cargas, lo que puede verificarse según lo expresado en (7).
- Las cargas 5, 6 y 7 no han sido consideradas como cargas que necesiten de un elemento de respaldo, debido a que para el sistema las tres cargas suman un total de 22 usuarios y por tal razón da prioridad a los puntos de carga con un mayor número de usuarios conectados.
- Para el caso de las cargas 11 y 12 se puede también evidenciar que las dos cargas son de tipo residencial con un número de usuarios de 210 y 200 respectivamente, el sistema ha puesto una línea en paralelo para la línea 11.
- Cuando el sistema tiene un punto de derivación de dos cargas ha garantizado que al menos una de las dos tenga suministro eléctrico, por esta razón la línea 12 tiene una línea en paralelo, de esta manera el suministro eléctrico estará garantizado en un alto porcentaje para la carga 8.
- En las cargas 21 con 1 usuario y 22 con 10 usuarios, se puede evidenciar que la prioridad para la planeación es la continuidad de servicio a la mayor cantidad de usuarios debido a que a pesar de que las potencias sean de 566 kW y 454 kW respectivamente, el sistema ha priorizado la carga 22 con una potencia menor, pero con una cantidad mayor de usuarios.
- En cuanto a las líneas de media tensión derivadas de la subestación a 11 kV se puede observar que las más distantes desde el punto de conexión principal hasta el último nodo de derivación, tienen respaldo en alguna de las líneas de distribución.

- En cuanto a la confiabilidad en las líneas, las distancias que comprenden las líneas que alimentan las cargas son 2250 metros desde P1, y 2900 metros desde P3 o P4. Siendo estas últimas las líneas que alimentan las cargas que llegan a los puntos de conexión más lejanos y por tanto, las que requieren respaldo, esto debido a que por su distancia las tasas de falla son más altas.
- Se consigue tener un tiempo de simulación de aproximadamente 210 minutos para las iteraciones en la simulación de Montecarlo, dado que el algoritmo al estar enfocado en los usuarios sólo evaluó el índice AENS.

V. CONCLUSIONES

A partir de los índices de confiabilidad de cada uno de los elementos del sistema eléctrico de distribución, se pudo determinar cómo se comporta el sistema visto desde los usuarios que componen las cargas del sistema usando un método iterativo.

Haciendo uso de la simulación de Montecarlo secuenciada y el flujo de carga para el sistema original, y las posibles configuraciones que se pueden generar con sus elementos, se realizó la planificación del sistema mediante un algoritmo genético básico, permitiendo minimizar los índices promedio de energía no servida.

Se puede observar cómo se comporta el sistema en cuanto a sus índices de energía no servida, al sumar algunos elementos dentro de su planificación. En (10), por ejemplo, se determina que el valor de variación en cuanto al índice AENS anterior y el nuevo varió notablemente, lo que da un indicio que la metodología planteada es adecuada, a pesar que se puede seguir ajustando su configuración inicial para obtener resultados aún más confiables y permitiendo inclusive, sumar otros elementos al sistema.

La integración en el algoritmo del flujo de carga y la simulación de Montecarlo permiten agregar más variables al sistema, logrando una selección más rigurosa de la planificación que minimizara los índices de energía no servida. Para elegir esta planificación, el sistema ha tenido en cuenta el criterio de continuidad basado en el número de usuarios; lo que fue adecuado en el algoritmo metaheurístico para seleccionar la topología más adecuada y disminuir la energía no servida.

VI. RECOMENDACIONES

Pese a que no se consiguió la respuesta esperada de tener alimentadores de respaldo en todos los tramos de la red de distribución, el algoritmo presenta una respuesta consistente en las diferentes repeticiones que se realizaron. Lo anterior indica

que se debe mejorar la configuración del algoritmo de modo que se alcance la respuesta trivial, puesto que no se tienen restricciones de tipo económico o cualquiera de las indicadas en la parte III.

Finalmente, sería conveniente utilizar la metodología para otros sistemas eléctricos, no solo de distribución, sumando elementos como interruptores, reconectores y otros que puedan restablecer el sistema; también realizar más investigación acerca de las tasas de fallas de los equipos eléctricos que componen un sistema de potencia, lo que facilitaría sumar elementos a la metodología planteada.

REFERENCIAS

- [1] T&D World, «Black & Veatch Smart Grid Survey,» [En línea]. Available: http://tdworld.com/smart_grid_automation/black-veatch-smart-grid-survey-0510/.
- [2] P. C. Sekhar, R. A. Deshpande y V. Sankar, «Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system,» de *National Power Systems Conference (NPSC)*, 2016.
- [3] L. Salvaderi y R. Billinton, «A comparison between two fundamentally different approaches to composite system reliability evaluation,» *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-104, n° 12, pp. 3486 - 3492, 1985.
- [4] S. Ramírez, Redes de distribución de energía, Manizales: Centro de Publicaciones. Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [5] IEEE Task Force on Bulk Power System Reliability Reporting Guidelines, «Reporting Bulk Power System Delivery Point Reliability,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, n° 3, pp. 1262 - 1268, 1996.
- [6] S. Asgarpoor y M. J. Mathine, «Reliability evaluation of distribution systems with non-exponential down times,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 12, n° 2, pp. 579 - 584, 1997.
- [7] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh y J. Oteng-Adjei, «A reliability test system for educational purposes – basic data,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 4, n° 3, pp. 1238 - 1244, 1989.
- [8] C. J. Zapata, L. C. Piñeros y D. A. Castaño, «El método de simulación de Montecarlo en sistemas de distribución eléctrica,» *Scientia et Technica*, vol. X, n° 24, pp. 55 - 60, 2004.
- [9] A. Sankarakrishnan y R. Billinton, «Effective techniques for reliability with assessment in composite power system networks using Monte Carlo simulation,» *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, n° 3, pp. 1255 - 1261, 1996.
- [10] O. D. Montoya, R. A. Hincapié y M. Granada, «Nuevo enfoque para la localización óptima de reconectores en sistemas,» *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, vol. 24, n° 1, pp. 55 - 69, 2016.
- [11] C. J. Zapata, Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.

- [12] 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. on Power Systems, vol. 6, n° 2, pp. 813 - 820, 1991.
- [13] T. A. Short, Distribution reliability and power quality, Londres: CRC Press, 2006.
- [14] I. M. Sóbol, Método de Montecarlo: Lecciones Populares de Matemáticas, Moscú: MIR, 1976.
- [15] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo y R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,» IEEE Transactions on Power Systems, , vol. Vol. 26, n° No. 1, pp. pp. 12 - 19, 2011.
- [16] N. Balijepalli, S. S. Venkata y R. D. Christie, «Modeling and analysis of distribution reliability indices,» IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 19, n° 4, pp. 1950 - 1955, 2004.
- [17] C. J. Zapata, Análisis probabilístico y simulación, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.
- [18] C. J. Zapata, S. C. Silva y O. L. Burbano, «Repair Models of Power Distribution Components,» de Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, Bogotá, 2008.