

UBICACIÓN ÓPTIMA DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Optimal location of protective devices in distribution systems

RESUMEN

En este artículo se presenta una metodología para solucionar el problema de la ubicación óptima de fusibles y reconectores en sistemas de distribución, con el fin de mejorar el índice de confiabilidad SAIFI. El problema es formulado como un modelo de programación no lineal entero, el cual considera una función objetivo no lineal y un conjunto de restricciones lineales, en las que se incluyen criterios técnicos y económicos. Los resultados obtenidos reflejan la validez de la metodología propuesta y su aplicabilidad en los sistemas de distribución reales.

PALABRAS CLAVES: índices de confiabilidad, elementos de protección, modelamiento matemático, sistemas de distribución.

ABSTRACT

This paper presents a methodology to solve the optimal placement problem of fuses and reclosers on distribution systems, in order to improve the reliability index SAIFI. The problem is formulated as a nonlinear integer programming model, which considers a nonlinear objective function and a set of linear constraints, which include technical and economic criteria. The results show the validity of the proposed methodology and its applicability in real distribution systems.

KEYWORDS: *reliability index, protective devices, mathematical modelling, distribution systems.*

1. INTRODUCCIÓN

Las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica han venido siendo sometidas a una regulación cada vez más estricta alrededor de indicadores de operación de calidad y confiabilidad [1], lo que ha motivado a que las empresas realicen inversiones tecnológicas buscando mejoras en la gestión y prestación de servicio.

La calidad del servicio puede cuantificarse a través de diversos parámetros como continuidad del servicio, fluctuaciones de voltaje, contenido armónico de las formas de onda de voltaje y de corriente, y variaciones de frecuencia, entre otros.

La confiabilidad puede ser medida a través de índices de desempeño, el cual tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la probabilidad de ocurrencia de nuevos eventos. Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos como el valor de la energía no suministrada (ENS). La predicción de los índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos de la red

y/o su topología. Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema de distribución, puesto que diversos consumidores, conectados en distintos lugares, tienen comportamientos diferentes. Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de confiabilidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

Con el fin de minimizar el tiempo de duración de las fallas y de mejorar los índices de confiabilidad de los sistemas de distribución, en los últimos años la ubicación de elementos de protección como fusibles y reconectores ha cobrado gran importancia, gracias a la relativa facilidad en la coordinación entre estos elementos y a las características radiales que presentan estos sistemas [2, 3]. Debido a la longitud de los sistemas de distribución, la gran cantidad de ramificaciones y la diversidad de la demanda, la ubicación óptima de estos elementos de protección es considerada un problema de optimización combinatorial debido a la gran cantidad de alternativas de solución que se presentan.

Una ubicación inadecuada de estos elementos se puede ver reflejada en los siguientes problemas: sobrecostos por la instalación de un número mayor de elementos que los

CAROLINA TORO GIRALDO

Estudiante Ingeniería Eléctrica
Universidad Tecnológica de Pereira
ctoro@utp.edu.co

RICARDO A. HINCAPIÉ ISAZA

Ingeniero Electricista, M. Sc.
Profesor Auxiliar
Universidad Tecnológica de Pereira
ricardohincapie@utp.edu.co

RAMÓN A. GALLEGO R.

Ingeniero Electricista, Ph. D.
Profesor Titular
Universidad Tecnológica de Pereira
ragr@utp.edu.co

**Grupo de Investigación en
Planeamiento de Sistemas
Eléctricos, UTP.**

requeridos por el sistema, fluctuaciones de voltaje lentas y rápidas, continuos cortes en el suministro de energía, provocando distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas, pérdidas económicas debido al valor de la energía no servida, empeoramiento de los índices de confiabilidad y penalizaciones a las empresas distribuidoras por parte de los ente reguladores por no cumplir los estándares de calidad del servicio.

Con el fin de garantizar la adecuada ubicación de los equipos de protección, se han desarrollado estudios empleando diferentes modelos matemáticos y técnicas de solución. Uno de los primeros trabajos realizados alrededor de esta temática fue presentado por Billinton et al [4]. En este trabajo se propone una metodología para ubicación óptima de elementos de protección teniendo en cuenta costos de indisponibilidad del servicio, mantenimiento e inversión del sistema. El problema es formulado como un modelo de programación no lineal entero. Para solucionar el problema se emplea Simulated Annealing.

En 1997 Kagan et al [5], presentan una metodología para minimizar la cantidad de energía no servida en redes de distribución primaria, a través de la sustitución e inserción de dispositivos de protección. La metodología propuesta considera algunos aspectos como la reconfiguración de la red, representación de la red por zonas de carga y análisis del costo/beneficio de la instalación de estos dispositivos.

Soudi et al en 1998 [6], describen el problema con un modelo matemático binario, el cual permite identificar el tipo y la ubicación de los dispositivos de protección en redes de distribución. El algoritmo propuesto usa técnicas heurísticas para minimizar el tiempo de cómputo. La función objetivo empleada busca minimizar el índice SAIFI. Estos mismos autores en 2001 [7], plantean el problema como un modelo no lineal binario con restricciones lineales. La formulación de este trabajo supone la división de la red de distribución en cuatro categorías diferentes: un alimentador principal y tres tipos de laterales. En la aplicación de la metodología sólo el alimentador principal y ciertos tramos de red son explícitos para ser optimizados.

En ese mismo año, Kagan et al [8] presentan un modelo para determinar y minimizar los índices de duración y frecuencia de las fallas (DIC, FIC), para una red de distribución primaria, donde los índices de calidad del servicio son considerados a través de las tasas medias de falla y el tiempo de restauración del servicio.

Silva en 2002 [9] presenta una formulación matemática para el problema de ubicación de dispositivos de protección, que considera la posibilidad de adicionar dispositivos de protección en lugares estratégicos buscando mejorar el índice de confiabilidad de la red

(ICR). El modelo matemático propuesto corresponde a un problema de programación no lineal entero, que considera una función objetivo no lineal con un conjunto de restricciones lineales. En la solución del problema se emplea un algoritmo evolutivo.

En el año 2005 [10], este mismo autor propone un modelo de programación no lineal entera mixta, con el fin de resolver la ubicación de seccionalizadores y dispositivos de protección en redes de distribución. Esta propuesta tiene como objetivo mejorar el índice de confiabilidad y el suministro a los consumidores garantizando confiabilidad y bajos costos, logrando de esta manera un aumento en las utilidades de las empresas electrificadoras y un cumplimiento riguroso de la reglamentación establecida por parte de los organismos de control.

Moreti en 2007 [11] presenta una metodología para ubicar dispositivos de protección en sistemas de distribución primaria considerando generación distribuida. El modelo matemático considera la minimización de la energía no servida sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y operativas, y en su solución se emplea una técnica heurística.

Con el fin de solucionar el problema de la localización óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución, se presenta en este artículo una metodología que considera la posibilidad de adicionar fusibles y reconectores en lugares estratégicos, buscando mejorar la confiabilidad de la red. El problema es formulado como un modelo de programación no lineal entero, el cual considera una función objetivo no lineal y un conjunto de restricciones lineales. En este planteamiento se involucra en la función objetivo la minimización del índice SAIFI, y en las restricciones el número máximo permitido de elementos de protección, importancia de un tramo de red o ramal dentro del sistema, y los diversos criterios técnicos que garantizan la adecuada operación de estos dispositivos. El modelo es resuelto usando el software de optimización GAMS [12].

2. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. Índice SAIFI

Los indicadores de confiabilidad en un sistema de distribución son obtenidos a partir de las estadísticas de funcionamiento del sistema. Estos reflejan la severidad o efecto de las fallas en el sistema para un periodo de tiempo dado. Existen muchos índices de desempeño del sistema y se pueden definir otros según las necesidades de planeamiento. Los más empleados son: SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI, ASIFI, ASIDI, ENS [13]. A continuación se describe solamente el índice SAIFI debido a que este trabajo está enfocado en el mejoramiento de este.

El índice SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) representa el promedio de las interrupciones por cliente y se calcula como el cociente entre la suma total de interrupciones percibidas por cada cliente sobre el número total de clientes atendidos. Por lo tanto:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i \times N_i}{N_T} \tag{1}$$

Donde λ_i , N_i y N_T son la tasa de falla del tramo i , el número de clientes del tramo i y el número total de clientes del sistema, respectivamente.

2.2. Formulación matemática

El objetivo en este artículo es encontrar el lugar óptimo y el tipo de elemento que debe estar ubicado, con el fin de mejorar el indicador de confiabilidad SAIFI [6]. La técnica propuesta consiste en dividir el circuito de distribución en una sección principal y ramales laterales. Estos ramales son divididos en tres categorías (figura 1): categoría 1 (son tramos de red pequeños y no es posible la instalación de ningún elemento de protección debido al costo), categoría 2 (tramo de red con carga leve. Sólo es posible protegerlo con fusibles) y categoría 3 (tramo de red con carga mayor que los anteriores. Es posible la instalación de reconectores y/o fusibles).

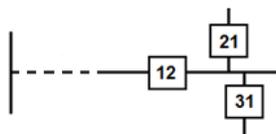


Figura 1. Ejemplo de descripción de variables

Las variables empleadas en el modelo matemático son del tipo binario (variables de decisión). La representación de estas variables está dada por tres subíndices que identifican la ubicación y el tipo del elemento de protección. Cuando el primer subíndice es 1, quiere decir que está asociado a la sección principal; si es diferente a uno, está asociado a un ramal en particular. El segundo subíndice representa el número del tramo de red dentro de la sección principal o ramal. El tercer subíndice está asociado a la ubicación de un reconector (1) o un fusible (2). De acuerdo a esto, una variable X_{212} está asociada con el ramal 2 y corresponde al primer tramo de red en dicho ramal (1). Por lo cual los dos primeros subíndices identifican esta ubicación. El tercer subíndice corresponde a la localización de un fusible en dicho lugar.

2.2.1. Función objetivo

En el índice SAIFI, el numerador puede ser expresado en función de la sección principal y cada uno de los ramales de la siguiente forma:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i \times N_i}{N_T} = \frac{\sum_{q=1}^{\alpha+\beta+1} A_q}{N_T} \tag{2}$$

Donde q , α y β representan el número de la sección (1 para sección principal y 2 para ramales), número de ramales pertenecientes a la categoría 3 y número de ramales pertenecientes a la categoría 2, respectivamente. La variable A_q representa el número de clientes considerando la contribución de la sección principal y los ramales. Como en esta ecuación se consideran los clientes ubicados en diferentes lugares de la red, son consideradas las fallas permanentes (λ_{qi}) y temporales (γ_{qi}) en el sistema durante un periodo de tiempo determinado. Por lo tanto:

$$A_q = \sum_{i=2}^{q_n} \lambda_{qi} \sum_{j=1}^{q_n} N_{qj} \prod_{k=j+1}^i X_{qk1} - \sum_{i=1}^{q_n} \gamma_{qi} X_{qi2} \sum_{j=1}^{q_n} N_{qj} + \sum_{i=1}^{q_n} (\lambda_i + \gamma_i) \sum_{j=1}^{q_n} N_{qj} \tag{3}$$

Donde,

- q_n : representa el número de posibles puntos de ubicación en el alimentador principal.
- λ_{qi} : número de fallas permanentes en la sección i .
- γ_{qi} : número de fallas temporales en la sección q .
- N_{qj} : representa el número de clientes en la sección j o q incluyendo todos los laterales conectados a la sección.
- 1, 2: representan reconectores y fusibles.

Con el fin de simplificar la ecuación 3, las siguientes consideraciones son realizadas.

El alimentador principal requiere un dispositivo trifásico en la subestación y además los fusibles no están permitidos dentro del alimentador principal. Así las ecuaciones se reducen a:

$$A_q = \sum_{i=2}^{q_n} \lambda_{qi} \sum_{j=1}^{q_n} N_{qj} \prod_{k=j+1}^i X_{qk1} \quad \text{con } q=1 \tag{4}$$

Los cálculos para los laterales son simplificados siempre y cuando sea instalado un fusible en cada derivación y se garantice que no va a ser ubicado ningún otro dispositivo en dicho lateral:

$$A_q = \sum_{i=1}^{q_n} (\lambda_i + \gamma_i) \sum_{j=1}^{q_n} N_{qj} \quad \text{con } q \in \alpha+2 \dots \alpha+\beta+1 \tag{5}$$

Se puede observar que esta ecuación es constante para el alimentador principal, y por lo tanto los demás términos determinan la ubicación de las protecciones, es decir, reducir el valor de la ecuación (5) es directamente proporcional a minimizar el índice SAIFI.

2.2.2. Restricciones

Las restricciones consideradas en este trabajo son de naturaleza técnica y económica. Las restricciones de

naturaleza técnica están relacionadas con la coordinación de los dispositivos de protección y la topología del sistema. Las restricciones de tipo económico están relacionadas con el costo de la instalación y operación de los equipos, naturaleza e importancia de la carga. Para formular el conjunto de restricciones, deben ser tenidas en cuenta las siguientes consideraciones:

- En la subestación del sistema debe existir un relé.
- En el alimentador principal sólo es posible ubicar reconectores.
- El uso de reconectores en serie debe garantizar un adecuado comportamiento de estos elementos con el fin de explotar al máximo sus potencialidades [3].
- Con el fin de garantizar una coordinación adecuada del sistema de protecciones, aguas abajo de los reconectores pueden estar ubicados fusibles (especialmente en los ramales).
- Debido a características operativas, no deben instalarse reconectores aguas abajo de fusibles.
- Si la coordinación entre los dispositivos de protección ubicados en los lugares k y j no se puede lograr, se deben agregar restricciones como se describe a continuación:

Coordinación entre dos dispositivos trifásicos:

$$X_{qk1} + X_{qj1} \leq 1 \quad (6)$$

Coordinación entre dos dispositivos monofásicos:

$$X_{qk2} + X_{qj2} \leq 1 \quad (7)$$

Las restricciones referentes a la topología del sistema deben ser analizadas considerando los puntos del sistema donde ocurren el mayor número de incidencias entre fallas temporales y permanentes. De esta forma los puntos de mayor incidencia de fallas temporales deben establecer ecuaciones que indiquen que en estos puntos deben ser instalados reconectores. De igual forma en los puntos donde ocurra mayor incidencia de fallas permanentes deben ser instalados fusibles. De esta manera se contribuye a mejorar el índice SAIFI.

Teniendo en cuenta las características de diseño y aplicación se tienen las siguientes restricciones:

Para ramales de categoría tres, los dispositivos monofásicos o trifásicos deben ser instalados en las derivaciones. Por lo tanto:

$$X_{q11} + X_{q12} = 1 \quad \text{donde } q \in \{2 \dots \alpha + 1\} \quad (8)$$

Para cualquier otro punto de ubicación sólo puede ser instalado un tipo de protección. De esta manera:

$$X_{qi1} + X_{qi2} \leq 1 \quad \text{donde } i \in \{2 \dots q_n\}, q \in \{2 \dots \alpha + 1\} \quad (9)$$

Las relaciones matemáticas que definen las restricciones referentes a los costos de instalación de los equipos de protección, en este trabajo son definidas a través de la limitación del número máximo de dispositivos de protección (reconectores y fusibles), disponibles para la ubicación en el alimentador.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA

A continuación se describe la metodología planteada para la ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución.

Paso 1. Obtener las características más representativas del circuito: diagrama cartográfico y unifilar, longitud, número de usuarios, carga conectada, energía consumida.

Paso 2. Determinar posibles puntos de ubicación de protecciones de acuerdo a tramos de red o zonas en las que está dividido el circuito.

Paso 3. Calcular las tasas de fallas temporales y permanentes para cada uno de los tramos en los que fue dividido el circuito en el Paso 2.

Paso 4. Determinar la función objetivo empleando las ecuaciones descritas en el numeral 2.2.1.

Paso 5. Definir el conjunto de restricciones para el sistema, teniendo en cuenta los criterios especificados en el numeral 2.2.2.

Paso 6. Solucionar el modelo matemático para obtener el valor de la función objetivo y la ubicación óptima de los equipos de protección. La respuesta proporcionada por el algoritmo es el valor de las variables de decisión (binarias), donde un 1 indica que el elemento debe ser ubicado en dicho lugar y un 0, lo contrario.

4. APLICACIÓN Y RESULTADOS

Con el fin de verificar la validez de la metodología propuesta se considera un sistema de distribución de dimensiones reales [14].

Paso 1. Obtener las características más representativas del circuito. En la figura 2 se ilustra el diagrama unifilar del alimentador empleado. En esta figura la sección principal está comprendida por los tramos 1, 6, 8, 9, 11 y 12. El primer ramal corresponde al tramo de red 2, el segundo ramal corresponde a los tramos 3, 4 y 5, el tercer ramal corresponde al tramo 7 y el cuarto ramal corresponde al tramo 10. En la tabla 1 se muestran los datos del sistema.

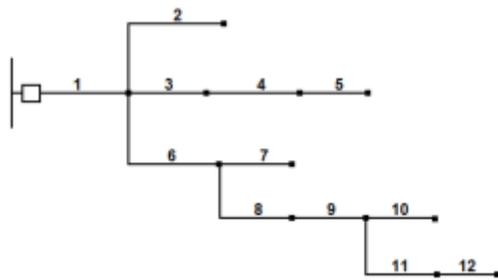


Figura 2. Diagrama unifilar del sistema

Tramo de red	km	Energía mensual (kW-h)	Número de Usuarios	Carga (kW)	Carga (kVA)
1	3,76	93345	541	129,6459	162,06
2	2,19	25358	158	35,21883	44,02
3	3,15	72630	244	100,8756	126,09
4	5,78	8056	67	11,18943	13,99
5	8,69	7267	64	10,09313	12,62
6	5,17	36536	41	50,74475	63,43
7	1,42	8523	28	11,83781	14,80
8	6,62	69403	120	96,39254	120,49
9	3,54	9734	50	13,51975	16,90
10	1,95	8054	54	11,18549	13,98
11	7,38	26182	161	36,36404	45,46
12	3,07	42700	40	59,30532	74,13

Tabla 1. Datos del sistema

Paso 2. Determinar posibles puntos de ubicación de protecciones de acuerdo a tramos de red o zonas en las que está dividido el circuito.

Paso 3. Calcular las tasas de fallas temporales y permanentes para cada uno de los tramos de red. Estos valores se ilustran en la Tabla 2.

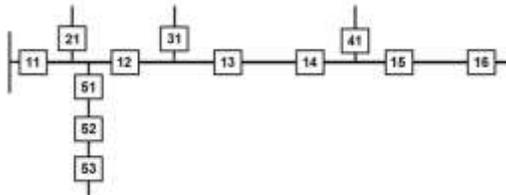


Figura 3. Posibles puntos de ubicación de protecciones

Tramo de red	λ_{qi}	γ_{qi}	N_{qi}	L_{qi} (kVA)
11	0,55	2,36	541,06	162,06
12	1,82	7,45	40,61	44,02
13	0,18	1,45	119,53	126,09
14	0,55	3,82	49,83	13,99
15	0,55	3,82	160,50	12,62
16	0,10	1,09	40,44	63,43
21	0,55	7,64	158,00	120,49
31	0,91	5,82	28,28	14,80
41	0,36	1,45	53,94	16,90
51	2,18	5,45	244,39	13,98
52	1,09	2,18	67,06	45,46
53	0,36	3,64	64,11	74,13

Tabla 2. Tasas de fallas del sistema

Paso 4. Determinar la función objetivo.

$$F.O = \begin{pmatrix} 984,62X_{121} + 7,38X_{131} + 66X_{141} + 27,5X_{151} + 16,1X_{161} + \\ 97,38X_{121}X_{131} + 22,55X_{131}X_{141} + 66X_{141}X_{151} + \\ 5X_{151}X_{161} + 297,55X_{121}X_{131}X_{141} + 22,55X_{131}X_{141}X_{151} + \\ 12X_{141}X_{151}X_{161} + 297,55X_{121}X_{131}X_{141}X_{151} + \\ 41X_{131}X_{141}X_{151}X_{161} + 5,4X_{121}X_{131}X_{141}X_{151}X_{161} - \\ 1159,72X_{212} - 162,96X_{312} - 78,3X_{412} - 1329,8X_{512} - \\ 147,4X_{522} - 232,96X_{532} + 5510,38 \end{pmatrix}$$

Paso 5. Definir el conjunto de restricciones.

Restricción (1): con el fin de dar cumplimiento a [1], deben ser instalados al menos dos reconectores. Por lo tanto:

$$\begin{pmatrix} X_{121} + X_{131} + X_{141} + X_{151} + X_{161} + \\ X_{212} + X_{312} + X_{411} + X_{511} + X_{521} + X_{531} \end{pmatrix} \leq 2$$

Restricción (2): no existe límite en el número de fusibles que pueden ser ubicados:

$$X_{212} + X_{312} + X_{412} + X_{512} + X_{522} + X_{532} \leq 6$$

Restricción (3): la coordinación entre los reconectores 13-14 y 15-16 no es posible.

$$\begin{aligned} X_{131} + X_{141} &\leq 1 \\ X_{151} + X_{161} &\leq 1 \end{aligned}$$

Restricción (4): no pueden ser instalados fusibles en el alimentador principal:

$$X_{122} + X_{132} + X_{142} + X_{152} + X_{162} = 0$$

Restricción (5): debe haber un fusible o un reconector en todos los ramales:

$$\begin{aligned} X_{211} + X_{212} &= 1 & X_{521} + X_{522} &\leq 1 \\ X_{311} + X_{312} &= 1 & X_{531} + X_{532} &\leq 1 \\ X_{411} + X_{412} &= 1 & X_{511} + X_{521} + X_{531} &\leq 1 \\ X_{511} + X_{512} &\leq 1 & X_{512} + X_{522} + X_{532} &\leq 1 \end{aligned}$$

Restricción (6): el número máximo de reconectores en serie es dos. Entonces:

$$\begin{aligned} X_{121} + X_{131} + X_{411} &\leq 2 \\ X_{121} + X_{141} + X_{411} &\leq 2 \end{aligned}$$

Paso 6. Solucionar el modelo matemático.

En este sistema son considerados doce posibles puntos de ubicación de elementos de protección. La metodología propone la ubicación de seis elementos, con el fin de minimizar el índice SAIFI. En el punto 11 (salida de la subestación) se recomienda la localización de un relé. En las posiciones 21, 31, 41 y 53 se recomienda la localización de fusibles y en las posiciones 13 y 51, reconectores. En la figura 4 se ilustra la ubicación de estos elementos en el sistema, donde los símbolos R_1 , R y F corresponden a relés, reconectores y fusibles, respectivamente. Los cuadrados en blanco están asociados a tramos de red sin ubicación de elementos de protección.

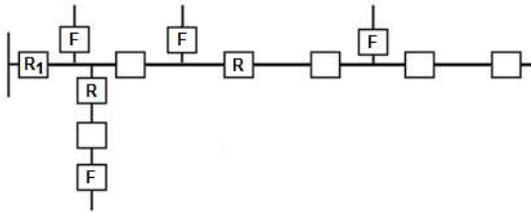


Figura 4. Resultados obtenidos

De acuerdo a la respuesta obtenida, el reconectador ubicado en 13 permite despejar las fallas del alimentador principal. Si se observa la función objetivo, esta posición tiene un valor menor que los demás términos. El reconectador en 51 cumple una función importante, pues en este tramo hay alta incidencia de fallas tanto temporales como permanentes, lo cual garantiza el despeje de las mismas de manera más eficiente; además 51 es el primero de los tramos de un ramal de gran longitud. Con la ubicación de los fusibles en los otros ramales se garantiza que queden protegidos ante fallas que ocurran aguas abajo de su ubicación.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se propuso una metodología para solucionar el problema de la ubicación óptima de fusibles y reconectadores en sistemas de distribución, con el fin de minimizar el índice de confiabilidad SAIFI. Para verificar la eficiencia de la metodología propuesta se empleó un sistema de prueba de dimensiones reales. Los resultados obtenidos muestran la validez de esta propuesta.

Esta metodología puede ser adaptada a sistemas de distribución con diferentes dimensiones y características operativas, y llevando en cuenta disponibilidad en recursos financieros para tal fin.

El modelo matemático propuesto describe adecuadamente el problema tratado y es de fácil solución.

La ubicación óptima de elementos de protección en sistemas de distribución cobra un interés cada vez mayor para las electrificadoras, pues al involucrarlos como solución a problemas de operación, se obtienen como beneficios minimizar el riesgo de daños en los equipos del sistema, mejorar los indicadores de confiabilidad, la calidad del servicio prestado a los clientes, y ocasionan un incremento en la facturación para las empresas electrificadoras debido a la mejora en la continuidad del servicio.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] Resolución CREG 097 de 2008.
 [2] Gers, J.M. "Aplicación de protecciones eléctricas". Centro Editorial, Universidad del

Valle. Cali, 1994.
 [3] Anderson, P.M. "Power system protection". IEEE Press Series on Power Engineering". New York, 1999.
 [4] Billinton, R., Jonnavithula, S. "Optimal switching device placement in radial distribution systems". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996.
 [5] Kagan, N., Prieto, N., Barioni, C., Robba, E. "Otimização da qualidade de fornecimento pela localização de dispositivos de proteção e seccionamento em redes de distribuição". II Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica, 16 a 19 de Novembro de 1997, São Lourenço, Brasil.
 [6] Soudi F., Tomsovic K. "Optimized distribution protection using binary programming". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 1, January 1998, pp 218-224.
 [7] Soudi F., Tomsovic K. "Optimal trade-offs in distribution protection design", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.16, No.2, 2001, p.292-296.
 [8] Kagan N., Oliveira C. "Goal planning and risk analysis for distribution reliability indices". CIRED2001, 18-21 June 2001, Conference Publication No. 482, IEE 2001.
 [9] Silva, L. "Alocação otimizada de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica". Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista. Brasil, 2002.
 [10] Silva, L. "Desenvolvimento de uma energia integrada para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção previsão de carga em sistemas de energia elétrica". Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista. Brasil, 2002.
 [11] Moreti, E. "Análises e estudos para alocação e ajustes de dispositivos de proteção em redes de média tensão de energia elétrica com geração distribuída". Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista. Brasil, 2007.
 [12] www.gams.com
 [13] Billinton R., Allan, R. "Reliability evaluation of power system". New York: Plenum Press, 1984, pp. 210-239.
 [14] Toro, C. "Ubicación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución de energía eléctrica". Tesis de Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira, 2011.