


# Optimal Location of Reclosers in Distribution Networks with Distributed Generation Using Genetic Algorithms and Service Quality Indexes

## Ubicación Óptima de Reconectores en Redes de Distribución con Generación Distribuida Utilizando Algoritmos Genéticos e Índices de Calidad de Servicio

 J.C. Ríos<sup>1</sup>

 C.I. Quinatoa<sup>1</sup>

 G.I. Casillas<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador  
E-mail: [juan.rios6243@utc.edu.ec](mailto:juan.rios6243@utc.edu.ec); [carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec](mailto:carlos.quinatoa7864@utc.edu.ec)

<sup>2</sup>Empresa Eléctrica Quito EEQ.  
E-mail: [gcasillas@eeq.com.ec](mailto:gcasillas@eeq.com.ec)

### Abstract

This paper presents a mathematical model for optimal location of reclosers placement using the genetic algorithm optimization technique in distribution systems, considering the insertion of distributed resources, such as distributed systems. The methodology includes the power flow solution using the open-source software OpenDSS, through the interface developed by Electric Power Research Institute - EPRI. The values of voltages, currents, powers and SAIFI/SAIDI indicators are transferred to Matlab software. The optimization algorithm determines the proper positions to install reclosers.

**Index Terms**— reclosers, genetic algorithm, distributed energy resources, distributed systems, OpenDSS, quality of service, SAIFI, SAIDI.

### Resumen

Este artículo presenta un modelo matemático para la ubicación óptima de reconectores utilizando la técnica de optimización de algoritmos genéticos en sistemas de distribución, considerando la inserción de recursos distribuidos, como los sistemas distribuidos. La metodología incluye la solución del flujo de potencia utilizando el software de código abierto OpenDSS, a través de la interfaz desarrollada por Electric Power Research Institute - EPRI. Los valores de voltajes, corrientes, potencias e indicadores SAIFI/SAIDI se transfieren al software Matlab. El algoritmo de optimización determina las posiciones adecuadas para instalar reconectores.

**Palabras claves**— reconectores, algoritmo genético, recursos energéticos distribuidos, sistemas de distribución, OpenDSS, calidad de servicio, SAIFI, SAIDI.

Recibido: 27-03-2023, Aprobado tras revisión: 14-06-2023

Forma sugerida de citación: Ríos, J.; Quinatoa, C.; Casillas, G. (2023). "Ubicación Óptima de Reconectores en Redes de Distribución con Generación Distribuida Utilizando Algoritmos Genéticos e Índices de Calidad de Servicio". Revista Técnica "energía". No. 20, Issue I, Pp. 65-72

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n1.2023.571>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



## 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica generalmente tienen miles de consumidores conectados en medio o bajo voltaje consumidores que pueden ser residenciales, comerciales, industriales, entre otros, los cuales requiere un servicio de suministro de electricidad con altos niveles de confiabilidad [1]. En los últimos años, se han incorporado significativamente equipos de generación distribuida en los sistemas de distribución; equipos que tienen diferentes tecnologías como solar fotovoltaica, aerogeneradores, pequeñas centrales hidroeléctricas, etc. Además, algunos equipos de generación distribuida se instalan y operan con sistemas de almacenamiento de energía, con el fin de aprovechar sus excedentes de energía eléctrica [2], [3].

La generación distribuida y los sistemas de almacenamiento de energía forman parte de un área más amplia y de gran importancia en sistemas de distribución, conocida como recursos energéticos distribuidos. La generación distribuida se caracteriza porque los equipos de generación están ubicados cerca de una o varias cargas (demandas), y sus potencias nominales son más bajas en comparación con las grandes centrales de generación conectadas en sistemas de transmisión. Por ejemplo, equipos de generación distribuida en Ecuador tienen una potencia nominal menor a 10 MW [4].

Los sistemas de generación distribuida se encuentran cada vez más cerca de las cargas. En consecuencia, tienen el potencial de disminuir las interrupciones del servicio eléctrico a los usuarios por las fallas presentadas en el sistema de distribución. Por ejemplo, un usuario residencial en Estados Unidos tiene una media de 90 minutos de duración sin energía al año, de los cuales 70-80 minutos se atribuyen a defectos que se producen en el sistema de distribución [5].

La planificación operativa de sistemas de distribución es una actividad muy importante para las empresas distribuidoras. El primer artículo orientado a la planificación operativa de sistemas de distribución estudia la ubicación de banco de capacitores y reconectores [6]; el estudio, considera restricciones de radialidad y límites térmicos de equipos, el trabajo no considera curvas de carga y sistemas de generación distribuida, que forman parte de los sistemas de distribución actuales. Sin embargo, estos aspectos deben considerarse bajo la nueva realidad de los sistemas de distribución, puesto que, hoy en día no es posible analizar un sistema sin generación distribuida.

Con respecto a la confiabilidad, es importante mencionar que un sistema de distribución con bajos niveles de confiabilidad, tiene costos menores, una reducción entre 40% - 50% aproximadamente, que un sistema de distribución con mayor confiabilidad [5]. Esto debido al costo de instalar más redes con las posibilidades de transferencia de carga, con equipos de seccionamiento, protección y con capacidad de

integración y automatización. Por esta razón, la inversión realizada en la confiabilidad de un sistema de distribución debe ser el resultado de un análisis de ingeniería de la mejor manera posible.

El estudio de investigación previo considera criterios de confiabilidad basados en interrupciones permanentes presentadas en sistema de distribución [7]. En [8] se consideran los costos y variaciones de voltaje asociados con interrupciones permanentes dentro de la función objetivo del problema de optimización desarrollado. Por otra parte, en [9] se investiga la reconfiguración óptima de una red de distribución mediante la manipulación de dispositivos operativos, que reconectan secciones de la red de distribución en el menor tiempo posible.

En [3], [10], [11], [12], los autores discuten la necesidad de una herramienta para el análisis de los sistemas de distribución, que se implemente, en un software libre y de código abierto, que proporcione soporte para la planificación operativa del sistema de distribución (SD's). Esta herramienta debería, considerar equipos de protección y seccionamiento, y sistemas de comunicación para la automatización en la red y recursos distribuidos en conjunto con los inversores inteligentes. En este contexto, el *Electric Power Research Institute* (EPRI) desarrolló el Software OpenDSS, que es una solución flexible y personalizada, diseñada específicamente para enfrentar los desafíos que presentan las empresas de distribución. OpenDSS permite modelar y simular fácilmente tecnologías convencionales y avanzadas, características activas y controles de distribución.

Parte de la operación en la red y la estructura de planificación integrada de sistemas de distribución, es la inserción de la confiabilidad y la calidad del servicio dentro del modelo de largo, mediano y corto plazo, aplicado en las empresas distribuidoras de energía [13]. En este escenario, en la Regulación 002/20 contempla los indicadores relacionados con los diversos fenómenos que cubren la calidad del servicio, como FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado) y TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado). Los indicadores proporcionan información muy importante que permite actuar sobre su sistema, realizando acciones operativas eficientes y efectivas.

En todo el mundo, en forma genérica, se utilizan indicadores de calidad del servicio, como el Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema (SAIFI) y el Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI), que son los que se contemplan en este trabajo.

En [14], [15] y [16], los autores presentan el impacto de la Generación Distribuida (GD) en la planificación de la operación de redes de distribución de medio voltaje, utilizando algoritmos genéticos (AG) como técnica de optimización, la cual, es una metaheurística que busca identificar la mejor solución de una manera tentativa

basada en ciertos objetivos, criterios y límites. En [17] se resume las ventajas fundamentales de los AG sobre otras técnicas heurísticas, de la siguiente manera:

- Trabajan con una codificación de conjunto de parámetros, no utilizan parámetros particulares;
- Inician considerando un conjunto de soluciones para el problema de optimización, no de una solución única;
- Solución del problema orientado por la función objetivo, no por sus derivadas o información externa;
- Utiliza reglas de transición probabilísticas en el proceso de obtener la solución, y no reglas deterministas.
- El Algoritmo Genético, es una herramienta que considera dentro de la función objetivo, la radialidad de la red, el balance de carga en las fases, la reducción de pérdidas de energía, caídas de voltaje e inversiones en refuerzos de red, con el fin de obtener la sección de los cables y, determinar la ubicación óptima de banco de capacitores y de sistemas de generación distribuida.

Este artículo presenta un modelo matemático basado en algoritmos genéticos que determina la ubicación óptima de reconectores en sistemas de distribución. La función objetivo propuesta minimiza el impacto de las interrupciones de servicio, el número de usuarios sin servicio ante una falla y los costos fijos de los reconectores.

Además, el modelo de optimización desarrollado se puede aplicar en redes que incluyan generación distribuida. El flujo de potencia es resuelto por OpenDSS. En cuanto, la aplicación del Algoritmo de Optimización (A.O.) desarrollado, utiliza la interfaz y **Matlab**-OpenDSS, desarrollado por el EPRI. Los resultados de las magnitudes eléctricas se envían a **Matlab** donde, mediante el algoritmo genético, se determinan los puntos óptimos de asignación de los reconectores. El modelo de optimización se aplica en una pequeña red de distribución de 12 nodos, que incluye un sistema de generación eólico.

## 2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN Y SU IMPLEMENTACIÓN

El modelo de optimización propuesto; permite determinar la ubicación de reconectores en una red de distribución con generación distribuida, considerando varios puntos candidatos, donde técnica y operativamente sería posible instalar reconectores. Es decir, el modelo de optimización considera sitios propuestos para la instalación de reconectores, resultantes de inspecciones de campo, estudios de protecciones y de la disponibilidad en relación con la

instalación de un sistema de comunicación e integración con **SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)** (apuntando a la futura automatización de equipos).

La función objetivo-del modelo de optimización tiene como fin minimizar el valor de los índices de calidad SAIFI y SAIDI, el número de clientes sin servicio ante una falla y los costos fijos de los reconectores (costos de inversión que tendrían que cubrir las empresas distribuidoras).

### 2.1 Información necesaria

Para implementar el modelo de optimización propuesto se requiere la siguiente información:

- Configuración y reactancias de la red de distribución (subestaciones, líneas, transformadores y sistemas de generación distribuida);
- Tasas de falla y de reparación de los elementos de red de distribución.
- Número de usuarios asociados a cada transformador de distribución;
- Puntos donde se desea evaluar la calidad de la energía para calcular el SAIFI, SAIDI y clientes sin servicio (medidores virtuales); y
- Ubicación donde técnica y operativamente pueden ser instalados reconectores en la red de distribución para integrarse y automatizarse.

### 2.2 Programas computacionales

Dos programas computacionales son necesarios para resolver el modelo de optimización propuesto, como se detalla a continuación:

La simulación del sistema de distribución se la realiza mediante el programa OpenDSS [12], que es un software de simulación de redes de distribución y que ha contribuido al desarrollo de redes eléctricas inteligentes. OpenDSS, presenta las siguientes ventajas:

- Plataforma avanzada de análisis de sistemas de distribución que permite a los ingenieros realizar estudios especializados;
- Solución flexible y personal, diseñada específicamente para enfrentar los desafíos que enfrentan los ingenieros de distribución;
- Permite a los ingenieros modelar fácilmente tecnologías, características y controles de distribución tradicionales y avanzados;
- Desarrollado para estudiar el tiempo y los efectos espaciales de los recursos energéticos distribuidos.



**MATLAB**, software de programación, donde se resuelve el modelo de optimización desarrollado y que regirá OpenDSS.

Es importante mencionar que, los modelos de flujo de potencia, SE's y OpenDSS - interfaz **Matlab**, -utilizados en este trabajo, se obtienen de [12].

### 2.2.1 Solución del problema establecido

En este artículo, se elaboró un modelo de optimización. Usando Algoritmos Genéticos que presenta las siguientes ventajas:

- Es apropiado para la resolución de problemas con un mayor número de variables y una gran cantidad de equipos, como es el caso de las redes de distribución;
- Considera el comportamiento no lineal de la función objetivo;
- Permite considerar las restricciones con los límites y parámetros, de acuerdo con la metodología propuesta.

### 2.2.2 Función Objetivo

Para resolver el problema propuesto, se desarrolló una función objetivo (FO) que considera en su formulación los indicadores: SAIFI, SAIDI, número de usuarios sin servicio ante una falla y costos fijos de los reconectores. Para este trabajo, se relacionan notas y ponderaciones a cada elemento de FO con el fin de incluir los objetivos estratégicos de las distribuidoras en cada alternativa evaluada, de acuerdo con (1) y (2).

En este artículo, se asumió la coordinación de protección existente.

$$\begin{aligned} \max FO_l = & \lambda_{SAFI} * NR_{SAIFI_l} + \lambda_{SAIDI} \\ & * NR_{SAIDI_l} + \lambda_{\#usu} \\ & * NR_{\#usu_l} + \lambda_{cu} \\ & * NRCu_l \end{aligned} \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\lambda_{SAFI} + \lambda_{SAIDI} + \lambda_{\#usu} + \lambda_{cu} = 1 \quad (2)$$

Donde:

- $l$  : Posible alternativa de inserción de RC's en la red (A.G. individual)
- $FO_l$  : Valor de la función objetivo para un individuo  $l$

$\lambda_{SAFI}, \lambda_{SAIDI}, \lambda_{\#usu}, \lambda_{cu}$  : Ponderaciones prioritarias: SAIFI, SAIDI, usuarios sin servicio y costos fijos

$NR_{SAIFI_l}$  : Nota de función SAIFI para un individuo  $l$

$NR_{SAIDI_l}$  : Nota de función SAIDI para un individuo  $l$

$NR_{\#usu_l}$  : Tenga en cuenta la función de número de usuarios sin servicio para un individuo  $l$

$NRCu_l$  : Nota de la función de los costos fijos de inversión de los RC para un individuo  $l$

Para la nota de restricción SAIFI (3) y (4), se considera el valor máximo del indicador registrado en su historial (referencia), con el fin de evitar el incumplimiento de los límites establecidos por la Agencia de Regulación. Esta nota está en función de Tasas de reparación de elementos de red y tasas de fallas, relación del SAIFI del individuo  $l$  con el SAIFI de referencia.

$$RSAIFI_l = \frac{SAIFI_l}{SAIFI_{ref}} \quad (3)$$

Donde:

$RSAIFI_l$  : Relación SAIFI, para  $l$  individual

$SAIFI_l$  : SAIFI del período de análisis, para el individuo  $l$

$SAIFI_{ref}$  : SAIFI de referencia

$$N RSAIFI_l = \begin{cases} 1 & RSAIFI_l < RSAIFI_{min} \\ \frac{RSAIFI_{ref} - RSAIFI_l}{RSAIFI_{ref} - RSAIFI_{min}} & \leq RSAIFI_l \leq RSAIFI_{ref} \\ 0 & RSAIFI_l > RSAIFI_{ref} \end{cases} \quad (4)$$

Donde:

$N RSAIFI_l$  : Nota SAIFI, para  $l$  individual

$RSAIFI_{min}, RSAIFI_{ref}$  : SAIFI mínimo y relación de referencia

$RSAIFI_l$  : Relación SAIFI, para  $l$  individual

Para la nota de la restricción SAIDI (5) y (6), se considera el valor máximo del indicador registrado en su historial (referencia), con el fin de evitar el incumplimiento de los límites establecidos por el Organismo Regulador. Esta nota estuvo en función de la



relación entre el SAIDI del individuo l con la referencia SAIDI.

$$RSAIDI_l = \frac{SAIDI_l}{SAIDI_{ref}} \quad (3)$$

Donde:

$RSAIDI_l$  : Relación de SAIDI, para el individuo l

$SAIDI_l$  : SAIDI del período de análisis del individuo l

$SAIDI_{ref}$  : SAIDI de referencia

$$NRSaIDI_l = \begin{cases} 1 & RSAIDI_l < RSAIDI_{min} \\ \frac{RSAIDI_{ref} - RSAIDI_l}{RSAIDI_{ref} - RSAIDI_{min}} & RSAIDI_{min} \leq RSAIDI_l \leq RSAIDI_{ref} \\ 0 & RSAIDI_l > RSAIDI_{ref} \end{cases} \quad (4)$$

Dónde:

$NRSaIDI_l$  : Nota de SAIDI, para el individuo l

$RSAIDI_{min}, RSAIDI_{ref}$  : Relación de SAIDI mínimo y de referencia

$RSAIDI_l$  : Relación de SAIDI, para el individuo l

La nota de la función de costos (7), (8) y (9), cubre los costos fijos de inversión de los RC's. Esta nota será en función de la relación de costos, el individuo l con un costo de referencia.

$$RCu_l = \frac{Cu_l}{Cu_{ref}} \quad (7)$$

Donde:

$RCu_l$  : Relación de costos de RC's

$Cu_l$  : Costos del período de análisis del RC's, para el individuo l

$Cu_{ref}$  : Costos de referencia de RC's

$$NRCu_t = \begin{cases} 1 & RCu_t < RCu_{min} \\ \frac{RCu_{ref} - RCu_t}{RCu_{ref} - RCu_{min}} & RCu_{min} \leq RCu_t \leq RCu_{ref} \\ 0 & RCu_t > RCu_{ref} \end{cases} \quad (8)$$

Tabla 1

Donde:

$NRCu_t$  : Nota de costos de RC, para el individuo l

$RCu_{min}, RCu_{ref}$  : Relación de costos mínimos y de referencia del período de análisis

$RCu_l$  : Relación de costos de RC's

Sujeto a:

$$Cu_l = \sum_{j=1}^{n_{BC}} C_{RLj} \quad (5)$$

Dónde:

$Cu_l$  : Costos del período de análisis de RC's, para el individuo l

$n_{BC}$  : Número de elementos BC

$C_{RLj}$  : Costos de RC's

## a. Resultados

Este trabajo representa una contribución directa a planificación operativa de corto plazo, automatización, confiabilidad, operación de sistemas de distribución y desarrollo de redes inteligentes-smart grids. Cubre la calidad del servicio técnico y los costos de los reconectores. El modelo matemático propuesto se aplica a una pequeña red de distribución [12], [18]. Es importante destacar, que puede ser aplicada a una red real con generación distribuida, gracias a la interfaz OpenDSS - Matlab.

### 3.1. Datos de red considerados

Los parámetros de las líneas en p.u., son los siguientes:

$$r1 = 0.7016, x1 = 0.706, r0 = 1.3379, x0 = 0.2025$$

Los datos de los transformadores se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Parámetros del transformador

Parámetro (ver Fig. 1)	Resistencia (%)	Reactancia (%)
Transformador (Tsub)	0.5	7
Transformador (Tg)	0.0	5
Regulador (Reg1)	0.0	1

La turbina eólica utilizada en este trabajo consiste en un generador de inducción conectado a la red.

El sistema SE's considera una turbina eólica de velocidades fijas modelado como un generador de inducción conectado en la red. Los datos se muestran en (ver Tabla 2).

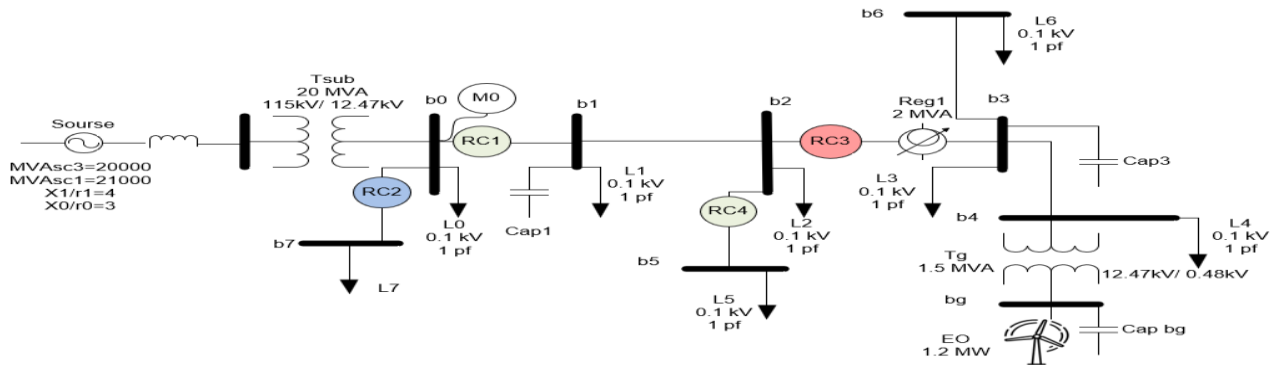


**Tabla 2: Parámetros de modelo del sistema eólico**

Parámetro	Resistencia	Reactancia
Impedancia del estator	0.048 pu	0.075 pu
Impedancia del rotor	0.018 pu	0.12 pu
Impedancia de magnetización	0 pu	0 pu

**3.2 Parámetros de simulación**

El Algoritmo Genético y la Función Objetivo se simularon con los siguientes parámetros:



**Figura 1: Topología de equipos considerados en la red**

Pesos

$$\lambda_{SAFI} = 0.4 \quad \lambda_{SAIDI} = 0.1 \quad \lambda_{\#usu} = 0.1 \quad \lambda_c = 0.4;$$

Tasa de cruce: 90%;

Tasa de mutación: 1%;

Número de generaciones: 20;

Tamaño de la población: 10 individuos;

TN: Tasa de cruce y mutación con normalización lineal;

TF: Velocidad de cruce y mutación fija.

**b. Solución con la técnica de algoritmos genéticos**

**a. Solución con la técnica de algoritmos genéticos**

La Tabla 3 muestra los resultados de la solución con la técnica A.G. Se observa que en la mayoría de los métodos evaluados (variación del método de selección y las tasas de cruce y mutación), la FO es de aproximadamente 0,42, validando así el algoritmo genético desarrollado. El tiempo de ejecución corto del algoritmo genético en el computador utilizado fue de 42,07 segundos, lo que corresponde a la solución con selección por torneo y velocidad de cruce normalizada y mutación (T TN). La columna Num\_gen de esta tabla muestra el número de generación donde la función objetivo encontró la solución óptima.

La Tabla 4 presenta los resultados de asignación obtenidos en cada método de selección, con alternativas válidas que permiten instalar reactivadores en puntos

donde técnica y operativamente es adecuada. La solución óptima se obtuvo insertando los reactivadores RC2 (existentes) y RC3 (nuevos) en la red, de acuerdo con la Fig. 1 (en la tabla, "1" representa RC insertado en la red y "0" no insertado).

**Tabla 3: Funciones objetivo de las soluciones óptimas obtenidas**

Selección	F.O.	Num_gen	Tiempo de ejecución (segundos)
Torneo T TN	0.4104	6	42.065
Torno T TF	0.4301	4	43.073
Ruleta T TN	0.4344	10	44.032
Ruleta T TF	0.4207	5	42.988

**Tabla 4: Sistemas de codificación de las soluciones óptimas obtenidas**

Selección	Sistema de codificación			
	RC1	RC2	RC3	RC4
Torneo T TN	0	1	1	0
Torno T TF	1	1	0	0
Ruleta T TN	0	1	1	1
Ruleta T TF	1	1	0	1

La Fig. 1 presenta gráficamente la solución óptima obtenida, como resultado de aplicar el modelo matemático desarrollado. El medidor virtual en la subestación (M0) permite almacenar los valores de calidad de servicio como: SAIFI, SAIDI y número de consumidores aguas abajo, además de los resultados de flujo de potencia, voltajes, corrientes, potencia, energías y pérdidas.

Además, la Fig. 1, muestra la ubicación del equipo en la red: en verde, posibles puntos de asignación (propuestos, pero no utilizados por la solución encontrada); en azul, los existentes; y, en rojo, las que se insertarán (nuevas) como resultado de la metodología propuesta (RC2 y RC3), considerando la inserción del sistema eólico en la red.

La Tabla 5, presenta los resultados relacionados con la función objetivo, en la que se observan mejoras significativas en los indicadores: aproximadamente 70% en SAIFI, SAIDI y costos fijos de RC's, y 33% en el número de usuarios fuera del servicio. Es importante tener en cuenta que el escenario inicial considera todos



los reconectores (RC's) con coordinación de las protecciones.

**Tabla 5: Resultados de la Figura 1**

Escenario	SAIFI (Interrupciones/usuarios- semestre)	SAIDI (horas/usuario- semestre)	# usuarios	Costes fijos de RC's (USD)
Inicial	10,89	27,33	60	80.000
Final	2,50	6,00	40	20.000
Mejora en %	77	78	33	75

#### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este artículo, se propone un modelo matemático que usa Algoritmos Genéticos para determinar la ubicación óptima de reconectores en una red de distribución con generación distribuida. La función objetivo del modelo busca disminuir los índices de calidad de servicio SAIFI y SAIDI, el número de consumidores que serían afectados por interrupciones y los costos fijos de los reconectores. El modelo de optimización fue resuelto utilizando los programas OpenDSS y MATLAB, y su desempeño fue evaluado en una red de distribución de 12 nodos con generación distribuida.

Los resultados de la simulación indican que los indicadores de calidad SAIFI y SAIDI, se reducen de 10,89 [interrupciones/usuarios- semestre] a 2,9 [interrupciones/usuarios- semestre] y de 27,33 [horas/usuario- semestre] a 6 [horas/usuario- semestre] que los costos fijos de los reconectores se reducen de 80.000 USD a 20.000 USD, y el número de usuarios fuera del servicio se reducen de 60 usuarios a 40 usuarios.

Los resultados obtenidos muestran la importancia de contar con los criterios del personal de campo y su conocimiento físico de la infraestructura eléctrica como SE's, en la definición de los puntos iniciales donde técnica y operativamente sería apropiado instalar los reconectores; aspectos claves que deben integrarse en la decisión de las acciones operativas, que se planifican dentro del horizonte de corto plazo.

#### TRABAJOS FUTUROS

El trabajo desarrollado se establece dentro del ámbito de las redes eléctricas inteligentes con recursos distribuidos, que es uno de los objetivos de las distribuidoras, con la visión de tener un sistema de distribución autónomo, con suministro interrumpido y con aplicaciones de software libre de código abierto.

La correcta definición de los puntos a instalar los reconectores, considerando criterios de la disponibilidad de red de comunicación, permite la integración con el SCADA. La implementación de un proyecto de automatización en la red, que se centraliza a nivel del centro de control, semicentralizado en la subestación distribuida entre los equipos de seccionamiento y protección instalados en la red [19], [20], conlleva el siguiente escenario:

- Disminución de los tiempos de servicio obtenidos por la funcionalidad FLISR de las redes inteligentes (asignación, aislamiento y reembolso del servicio, cuando se produce una falla de red)
- Definición del rendimiento de la función FLISR, ya sea manual, semiautomática o automática.
- Uso de aplicaciones disponibles en el Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS), como estado estimado, corte de carga y protección dinámica, cambiando los ajustes en los grupos de protección/reconectores.

#### 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Casillas, "Ubicación de equipos de regulación de voltaje en redes de Distribución considerando RD's, São Paulo." 2017.
- [2] J. Smith et al, "Momento y Ubicación," , IEEE Power & Energy, Vol. 15, N.º 2, pp. 34-42, 2017.
- [3] R. Dugan, J. Smith and M. Rylander, "It's All in the Plans. Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an integrated Grid ," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 13, N.º 2, pp. 10, 2015.
- [4] Regulación Nro. ACERNNR 001/2021 y 002/2021. Link:<https://databox.controlrecursosyenergia.gob.ec/index.php/s/XNmtbKttTtWKBRb/download>
- [5] R. Brown, "Electric Power Distribution Reliability," Segunda Edición Ed., New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2009.
- [6] G. Peponis, "New dynamic, branch exchange method for optimal distribution system planning," IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, N.º 3, pp. 7, 1997.
- [7] K. Nara, "Algorithm for expansion planning in distribution systems taking faults into consideration," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, N.º 1, 1994.
- [8] J. Cebrian and N. Kagan, "Evolutionary Algorithms for the reconfiguration of radial distribution networks considering long interruption and voltage sag disruption costs," 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power IEEE, pp. 7, 2008.
- [9] A. Mendes, "(N-1) Contingency planning in radial distribution networks using genetic algorithms," Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), IEEE/PES, pp. 7, 2010.
- [10] R. Dugan, "Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning," IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 50, N.º 6, pp. 5, 2014.

- [11] G. Casillas, N. Kagan and J. Cebrian, "Ubicación de Reconectores de Voltaje em Redes de Distribución Considerando Recursos Energéticos distribuidos," IEEE, pp. 8, 2016.
- [12] EPRI, "Electrical Power Research Institute - Smart Grid Resource Center - OpenDSS - help," 2004.
- [13] A. Dubey et al, "Allanando el camino para las aplicaciones de sistemas de gestión de distribución avanzados," IEEE Power & Energy, Vol. 18, pp. 76, 2020.
- [14] M. Sadeghi, "Probabilistic Analysis of Wind Turbine planning using," Thermal Power Plants (CTPP) IEEE, pp. 6, 2014.
- [15] D. Souza and N. Kagan, "Impact of Distributed Generation on the Operational Planning of Medium Voltage Distribution Networks Using Genetic Algorithms," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, pp. 5, 2014.
- [16] G. Casillas, N. Kagan and J. Cebrian, "Voltage Regulators Allocation in Distribution Networks System Considering Energy Resources Distributed," IEEE International Conference - Automatic (ICA-ACCA), N.º 16525644, pp. 8, 2016.
- [17] D. Goldberg, "Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning," Addison-Wesley Publishing Company, Inc, 1989.
- [18] W. Power et al, "IEEE," pp. 8, 2012.
- [19] N. Kagan, M. Govea e F. C. Maia, Redes Eléctricas Inteligentes no Brasil, Rio de Janeiro: SYNERGIA, 2013.
- [20] G. I. Casillas, "Automatización dentro de la planificación integrada de sistemas de distribución," Ecuacior, vol. I, n° 1, pp. 1 - 12, 2018.



**Germán Israel Casillas-**

Graduado en Ingeniería Eléctrica por la Escuela Politécnica Nacional de Quito - Ecuador en 2008, Máster en Ingeniería Eléctrica en 2017 y candidato a Doctor por la Escuela Politécnica de la Universidad de São Paulo - Brasil. De 2007 a 2009 fue ingeniero asistente en la Organización Latinoamericana de Energía. En 2010 fue Ingeniero Eléctrico en la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador. Actualmente, es Jefe del Departamento de Control de Calidad de Producto y Pérdidas Técnicas en la Empresa Eléctrica Quito desde el año 2011. Sus áreas de investigación de interés son la optimización, planificación y operación de sistemas de distribución de energía con recursos distribuidos y redes eléctricas inteligentes.



**Carlos Iván Quinatoa Caiza-**

Graduado en Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi, Máster en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira y Aspirante a Doctor en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela. Obtuvo una beca Alemana DAAD. Es miembro activo del Instituto de Ingeniero Eléctrico y Electrónicos IEEE, investigador junior del IEEE, consejero de la Rama Estudiantil IEEE-UTC, coordinador de la Maestría en Electricidad Mención Sistemas Eléctricos de Potencia de la UTC, docente investigador de Ingeniería en Electricidad y maestría en Electricidad de la UTC.



**Juan Carlos Ríos.** - Recibió su título de Ingeniero Electromecánico en la Universidad Nacional de Loja (U.N.L.) Loja, Ecuador, en el 2008. Actualmente se desempeña como Profesional GIS, en el área de Distribución de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL U.N. El Oro.