

Análisis Multicriterio Para la ubicación Óptima de Reconectadores en Sistemas de Distribución

Christian Yacche^{1,*}, Alexander Aguila¹

¹Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Av. Isabel La Católica N. 23-52 y Madrid Quito, Ecuador.

Fecha de recepción: 17 enero de 2023 — Fecha de aceptación: 28 de diciembre 2023

Resumen

El Presente estudio plantea la estrategia capaz de optimizar la ubicación de reconectadores dentro de una red eléctrica de distribución, considerando los indicadores de confiabilidad SAIFI, SAIDI, CAIFI, AENS y ASAI como criterios de decisión. Los datos iniciales del caso de estudio son aleatorios. A través de estos, se obtiene la matriz de decisión que permite escoger la opción que minimiza la mayor cantidad de índices de fiabilidad. La topología de red determina la cantidad de reconectadores a ser instalados. Sin embargo, la estrategia es escalable y puede ser utilizada en redes mucho más grandes. Además, se puede implementar en redes en donde las variables iniciales sean conocidas.

Palabras Clave: Índices de Confiabilidad, Multicriterio, Montecarlo, Sistema de Distribución

Multicriteria Analysis for Optimal Recloser Location in Distribution Systems

Abstract

This study proposes a strategy capable of optimizing the location of reclosers within an electrical distribution network, considering the reliability indicators SAIFI, SAIDI, CAIFI, AENS and ASAI as decision criteria. The initial data of the case study are random. Through these, the decision matrix is obtained to choose the option that minimizes the highest number of reliability indices. The network topology determines the number of reclosers to be installed. However, the strategy is scalable and can be used in larger networks. It can also be implemented in networks where the initial variables are known.

Keywords: Reliability Indexes, Multicriteria, Monte Carlo, Distribution System

1. Introducción

Las redes de distribución eléctrica son un pilar fundamental en los sistemas eléctricos de potencia. Estas se encargan de suministrar energía a los potenciales consumidores. Su extensión y configuración, están relacionadas con el área geográfica en donde se encuentran. Estos sistemas, se ven afectados por factores como el clima o la falta de mantenimiento, los cuales generan perturbaciones transitorias y permanentes, que a su vez, inciden en la calidad del producto y confiabilidad de la red.

Por otro lado, es muy difícil determinar la frecuencia

y duración de las perturbaciones, debido a la naturaleza variable de las mismas. Sin embargo, existen estrategias que permiten minimizar la ocurrencia y prolongación de las fallas, entre las cuales encontramos la instalación de seccionadores, fusibles y reconectadores.

Así también, la mayor cantidad de fallas en las redes de distribución son transitorias y es posible solucionarlas sin suspender el servicio eléctrico. Sin embargo, como se discute en [1], es importante realizar un análisis preventivo de averías que sean permanentes, con la finalidad de poseer una estrategia de solución ante eventos similares que acontezcan en el futuro.

*cyacche@est.ups.edu.ec

Ahora bien, con la finalidad de eliminar eventos transitorios en la red de distribución, generalmente se pueden utilizar reconectores en el primario. Estos dispositivos, detectan corrientes de sobre tensión por encima de niveles preprogramados. Posteriormente, abren el circuito por un período de Tiempo. Transcurrido este intervalo se conmutan. Este proceso se repite un número programada de veces, hasta eliminar el transitorio. Sin embargo, cuando esto no ocurre por ejemplo, durante un fallo permanente, el dispositivo se bloquea y no intentará conmutarse hasta que el operador lo restablezca.

Por otro lado, la capacidad de los reconectores para discriminar fallas permanentes y transitorios como las ocasionadas por perturbaciones en el clima, unidas a la conmutación automática, mejoran en gran medida los índices de confiabilidad, tales como; SAIFI, MAIFI, ASAI, tal como se muestra en la Figura 1.

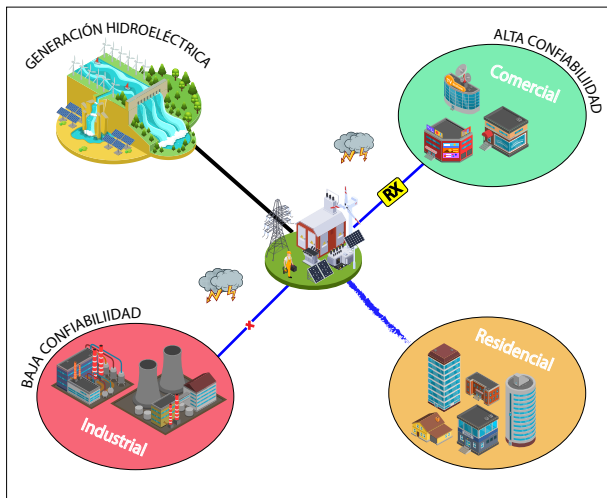


Figura 1: Uso de reconectores para mejorar índices de confiabilidad.

En [2] Se propone una estrategia para minimizar la energía no suministrada en redes primarias, utilizando equipos de protección. La estrategia planteada considera varios puntos de análisis. Por ejemplo, zonificar la red, estudio del costo-beneficio por la inserción de la protección, y la reorganización del sistema eléctrico. De igual manera, en [3], se propone un modelo matemático binario para determinar la ubicación óptima de reconectores, con la finalidad de minimizar la energía no suministrada. Además, considera la inserción de generación distribuida en la red. Asimismo, en [4] se propone minimizar los índices de confiabilidad, utilizando reconectores y seccionadores. Además, se utiliza un modelo matemático mixto, basado en Montecarlo y PSO para resolver la problemática.

Por otra parte, la investigación desarrollada en [5], propone un modelo de programación binario, el cual utiliza el índice SAIDI, con la finalidad de ubicar reconectores, seccionadores y fusibles. Este algoritmo se

implementa en el software Matlab con óptimos resultados. Igualmente, estudios expuestos en [6], utilizan la programación binaria como estrategia. Sin embargo, se desea optimizar tanto el índice SAIDI como el MAIFI. Por este motivo, el problema se torna multi-objetivo y para su resolución, se utiliza el paquete de optimización GAMS.

En cambio, la investigación llevada a cabo en [7], plantea al problema como no lineal binario, cuya función objetivo busca mejorar los índices de confiabilidad de la red para solucionar este problema, se utiliza un algoritmo evolutivo discreto. En esa misma línea de ideas, se encuentra el estudio realizado en [8], en donde, se considera al problema como no lineal entero mixto, cuyo objeto final es optimizar la ubicación de fusibles y seccionadores, logrando así disminuir el período de desconexión del sistema y restar la cantidad de clientes afectados.

En [8], se presenta una estrategia para la ubicación de dispositivos de protección automáticos en sistemas de distribución, cuya finalidad es reducir la frecuencia de suspensión del servicio eléctrico en la ciudad. Además, en el estudio, se considera sistemas radiales con cargas repartidas de manera uniforme.

Por otro lado, en [9], se propone la minimización de la frecuencia de interrupciones y el período que demora resolver cada una de estas. Para este fin, se utilizan los índices de confiabilidad SAIFI y ASIFI. Igualmente, se utiliza el concepto de dominancia de Pareto, para determinar la mejor solución dentro de un grupo de soluciones posibles. Además, se utiliza el criterio min-max, en la selección final de decisiones.

Cabe destacar investigaciones como [10] y [11], donde se plantea reducir los índices SAIFI y MAIFI, a través de programación lineal binaria, esto se logra ubicando reconectores y fusibles en una red de distribución radial. Sin embargo, la importancia de estos estudios, se debe a la comparativa de resultados, entre alternativas, con y sin fusibles de protección. Para solucionar el problema, se compone un frente de Pareto, en donde cada una de las alternativas de solución se pondera en base a las funciones objetivo.

Es importante mencionar que en [12], se cuantifican y ubican de manera óptima reconectores en la red de distribución, para lo cual se utiliza el algoritmo de procesos analíticos (AHP), donde se consideran costo de instalación y mantenimiento de equipos. Así mismo, se busca reducir los costos de la energía no suministrada.

Adicionalmente, existen investigaciones como [13], donde se propone la ubicación de dispositivos de protección tele controlados. Esto es posible gracias al avance tecnológico de la electrónica de potencia que compone el reconector, unido a las redes de comunicaciones existentes en la actualidad. Este estudio, tiene un gran efecto sobre los índices de confiabilidad. Además, permite

al operador tener control sobre averías permanentes que son más complejas de solucionar que las transitorias, situación que no ocurre con los dispositivos de protección tradicionales.

En [14] se propone minimizar los costos por la interrupción del servicio, relacionados con la baja confiabilidad del sistema de distribución. Esto se logra, al ubicar conmutadores en dos secciones diferentes de un primario, además, se considera la carga del cliente y la energía no entregada a la red.

Por otro lado, la investigación llevada a cabo en [15], utiliza un algoritmo con estructura de red en árbol, la cual posibilita determinar la posición y cantidad ideales de conmutadores en sistemas de distribución radial. Además, la implementación del algoritmo se realiza en los lenguajes de programación C++ y Matlab, obteniendo resultados similares. Sin embargo, el tiempo de cómputo varía entre los dos lenguajes.

En el presente estudio, con el propósito de resolver la problemática de la óptima ubicación y cuantificación de reconectores en sistema eléctricos de distribución, se propone un algoritmo de decisión multicriterio que considera el análisis conjunto de todas las alternativas de reconexión para reducir los indicadores de confiabilidad (SAIFI, SAIDI, CAIDI, AENS, y ASAI) en redes de distribución. Además, se considera la solución que minimiza los costos de instalación y mantenimiento de los dispositivos de protección. Este algoritmo, responderá de manera global a cualquier sistema de análisis y la variación dependerá únicamente de la topología de la red en cuestión.

Cabe destacar, que el presente estudio se diferencia de las demás investigaciones en este campo, al considerar optimizar todos los índices de confiabilidad, caso contrario sucede con las demás estrategia, que por lo general, optimizan un solo indicador, y a lo sumo, realizan un algoritmo multi-objetivo para dos indicadores de confiabilidad como función objetivo.

La investigación está organizada de la siguiente forma: La sección dos describe la metodología de trabajo y los modelos matemáticos que servirán como función objetivo y/o restricciones. En la sección tres, se presenta la incorporación de la estrategia metodológica en un sistema de prueba de la IEEE de 69-bus para determinar la ubicación óptima de dispositivos de protección. En la sección cuatro, se analizan los resultados obtenidos de la aplicación del algoritmo de solución en el sistema de distribución. Finalmente, en la sección cinco se exponen las conclusiones y recomendaciones del estudio.

2. Metodología

El principal objetivo de este trabajo, es determinar la mejor ubicación de un grupo de reconectores en un sistema de distribución sujeto a restricciones de costo y

confiabilidad. Para este fin, se busca reducir al mínimo los índices de confiabilidad en la red de distribución: SAIFI, SAIDI, CAIDI, AENS y ASAI. Además, la cantidad de reconectores está restringida a el valor monetario que el operador tenga para este fin.

A través del Algoritmo Multicriterio se analizan todas las posibles ubicaciones de los reconectores. Esta búsqueda, se realiza a través del algoritmo de búsqueda exhaustivas. Posteriormente, se realiza la discriminación de alternativas, luego se realiza la ponderación de los criterios, y finalmente, por medio del método CRITIC, se encuentra la ubicación óptima del reconector. Es importante resaltar, que debido a la naturaleza variable de los datos de frecuencia y duración de las interrupciones, se utiliza el método Montecarlo para crear escenarios aleatorios. La programación del algoritmo se desarrolla en el entorno de programación MATLAB y los resultados se presentan en los siguientes capítulos.

A continuación se describen los modelos matemáticos que posibilitan instalar un reconector de manera óptima en redes de distribución.

2.1. Fallas transitoria y permanentes

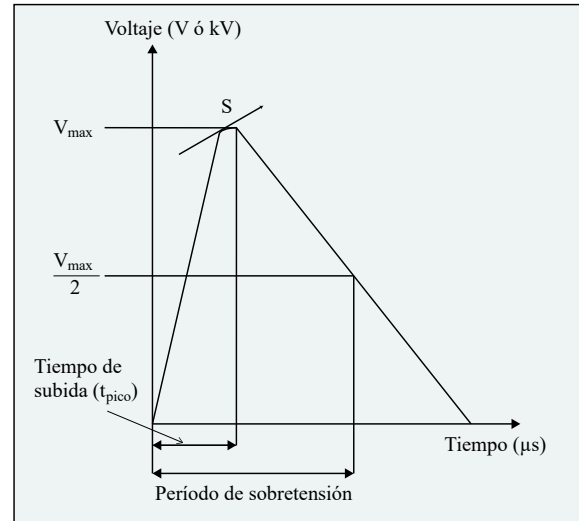


Figura 2: Principales características del sobretensión

Los sistemas eléctricos de distribución están sujetos a padecer muchas fallas de distinta naturaleza, que dependiendo del daño y la duración, son tratadas de diversa manera. Por un lado, se encuentran las fallas permanentes, las cuales son difíciles de reparar en pequeños períodos de tiempo. Por lo general, se suscitan por la ruptura o contacto de los conductores. Una vez detectados, se emite la señal para que se aperture el interruptor de control. Por otro lado, las interrupciones transitorias, son de escasa duración, ocasionadas generalmente, por sobretensiones repentinas, debido a la descarga de aisladores.

En efecto, un fenómeno muy común en redes de distribución son los transitorios de sobretensión. Las perturbaciones de esta naturaleza, son impulsos de voltaje sobrepuesto a los voltajes nominales del sistema, como se observa en la Figura 2, sus principales características son el tiempo de subida (t_{pico}) y gradiente S .

Estas perturbaciones pueden producir daños y/o destrucción de dispositivos, lo que conlleva a la interrupción del suministro eléctrico, tanto en las instalaciones de las centrales de generación, como en las instalaciones de los usuarios. Entre los tipos de sobretensiones más comunes se encuentran las siguientes:

- Sobretensiones de Conmutación
- Sobretensiones de Frecuencia de Alimentación
- Sobretensiones por Rayos.

Por lo tanto, se deben utilizar varias estrategias de protección contra las perturbaciones por sobretensiones. Por un lado, es común coordinar el aislamiento de la red eléctrica. Esto se obtiene asegurando que los componentes del sistema formen una resistencia relativa a los voltajes regulares y sobretensiones probables [2]. Por otro lado, en [7] proponen instalar descargadores con protección contra sobretensiones. Estos elementos se conectan en paralelo al equipo a proteger y debido a la baja impedancia que representan en presencia de estos eventos, eliminan la corriente de sobretensión a través de la tierra del circuito. Sin embargo, estos métodos no resuelven la mayoría de las problemáticas anteriormente mencionadas, debido principalmente a las características de cada tipo de sobretensión, las cuales se presenta en la Tabla No. 1.

2.2. Reconectadores

Este tipo de dispositivos son los más utilizados junto a los fusibles y seccionadores para proteger los sistemas de distribución en presencia de sobretensiones. Su funcionamiento se fundamenta en la apertura del sistema en presencia de una perturbación eléctrica. Posteriormente, el dispositivo se cerrará de manera automática, de tal manera, que si la falla es transitoria, será eliminada con el primer autocierre. En caso contrario, se apertura nuevamente la red en busca de la desenergización. Cuando las perturbaciones son permanentes, existe un número preprogramado de disparos, que en caso de ser superado, el dispositivo se bloquea, y es restablecido únicamente por el operador.

Con el avance del tiempo y la tecnología, estos dispositivos han ido transformándose ampliamente [16]. Al inicio, solo detectaban niveles de corriente, y se diferenciaban por la cantidad de cierres que podían realizar. Más adelante, se consideró el tiempo de disparo con

respecto a la corriente de irrupción, a través de tecnología IDMT de tecnología hidráulica y eléctrica. Posteriormente, los reconectadores se combinaron con los relés electrónicos, mejorando la exactitud el tiempo de apertura. Finalmente, con el arribo de los microcontroladores, los actuales reconectadores, presentan sistemas más completos de protección. Por otra parte, el sitio de instalación de reconectadores en un sistema de distribución está relacionado con la frecuencia del evento y la vulnerabilidad del tramo. Entre los más comunes se pueden encontrar: sitios de intercambio de cogeneración, subestaciones, alimentadores radiales, sitios remotos y líneas aéreas expuestas a descargas atmosféricas.

2.3. Índices de confiabilidad

Un sistema de distribución es más confiable cuando los tiempos de interrupción son mínimos. Por tal motivo, el diseño de la red eléctrica debe planificarse considerando el cumplimiento del nivel de fiabilidad anhelado. Por otra parte, existen cargas conectadas al sistema de distribución con mayor prioridad respecto a otras. Por ejemplo: hospitales, industrias o cargas comerciales, requieren suministro eléctrico continuo, en donde son aceptables tiempos de interrupción muy cortos, con la única finalidad, de cambiar la fuente de la alimentación primaria por una de respaldo o backup. En otras cargas, como las residenciales, se admiten trabajos manuales en el cambio de la fuente de alimentación. Finalmente, existen un grupo de cargas, donde el tiempo de reparación no es un inconveniente, por tal motivo, la solución es reemplazar el elemento averiado.

Los índices de confiabilidad permiten a los operadores y diseñadores planificar un sistema de distribución capaz de soportar fallos potenciales, sin que estos resulten perjudiciales. Por lo cual, para evaluar los índices de confiabilidad de distribución, se consideran aspectos importantes, tales como: la frecuencia y la duración de la interrupción, la cantidad de usuarios afectados y el valor de carga no suministrada. A continuación, se presentan los índices de confiabilidad que se utilizan en esta investigación, no sin antes recordar, que cada uno representa un criterio o función objetivo en el algoritmo propuesto:

2.3.1. Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (SAIFI)

Es la frecuencia media de interrupciones soportadas por usuarios en un área definida, se mide en unidades de interrupciones por cliente en el transcurso de un año.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{Nt} \quad (1)$$

Donde, λ_i es la tasa de falla, N_i es el número de usuarios por ubicación y Nt es el número total de usuarios servidos.

Tabla 1: Principales características de los diferentes tipos de Sobretensiones

Tipo de Sobretensión	Coefficiente de Sobretensión	Duración de Sobretensión	Frecuencia de frente	Nivel de Amortiguamiento
Conmutación	2 a 4	1 a 100 ms	1 a 200 kHz	Medio
Frecuencia de Alimentación	$\leq \sqrt{3}$	30 ms a 1 s	50 a 60 Hz	Bajo
Rayos	≥ 4	1 a 100 μ s	1 a 1000 kV/ μ s	Alto

2.3.2. Índice de duración media de interrupción del sistema (SAIDI)

Determina la duración total de interrupciones, por lo general, se expresa en horas/año.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{N_t} \quad (2)$$

Donde, U_i es el tiempo de interrupción anual para la ubicación i , N_i es el número de usuario y N_t es el número total de usuarios servidos.

2.3.3. Índice de duración media de interrupción del cliente (CAIDI)

Es el promedio de tiempo necesario para restaurar el servicio al cliente por cada interrupción suscitada, se mide en unidades de tiempo, minutos u hora en el transcurso de un año.

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i} \quad (3)$$

Donde, λ_i es la tasa de falla, U_i es el tiempo de interrupción anual para la ubicación i , N_i es el número de usuarios y N_t es el número total de usuarios servidos.

2.3.4. Energía media no suministrada (AENS)

Es el promedio de la energía no entregada por el usuario, se mide en (kWh).

$$AENS = \sum_{i=1}^n \overline{kW}_i U_i \quad (4)$$

AENS es un índice de confiabilidad que se usa para sistemas de energía eléctrica y generalmente tiene la unidad de kWh por usuario.

2.3.5. Índice de disponibilidad media del sistema (ASAI)

Representa en función del tiempo, la división entre la energía que recibe y la cantidad demanda por el usuario, es adimensional y se lo expresa en por unidad.

$$ASAI = \frac{\sum 8760 N_i - \sum U_i N_i}{\sum 8760 N_i} \quad (5)$$

Donde, U_i es el tiempo de interrupción anual para la ubicación i , N_i es el número de usuarios para la ubicación i .

Los índices presentados son analizados para tomar acciones, que permitan la ubicación óptima de dispositivos de protección, para reducir las tasas de falla totales y los tiempos de restauración del sistema eléctrico, y por tanto estas variables minimizan los indicadores de confiabilidad.

2.4. Análisis Multicriterio

El Análisis de Decisión Multicriterio es una estrategia donde se estudia problemas basados en decisiones con distintos criterios u objetivos. el conjunto de soluciones factibles está determinado por el valor de las variables de decisión, con el objetivo, de cumplir las restricciones del problema [17]. Cabe destacar, que en este trabajo, los criterios a optimizar están definidos por los índices de confiabilidad de distribución. Además, para realizar el cálculo de éstos, se requiere la información técnica de duración y repetición de fallas. Sin embargo, está información por lo general no se encuentra disponible. En consecuencia, se utiliza la estrategia estadística de Montecarlo, con la finalidad de generar datos aleatorios sobre cada elemento de la red, según su topología.

Por otra parte, se considera los resultados obtenidos en el análisis Multicriterio, con los cinco indicadores de confiabilidad considerados como criterios de decisión, para formar un matriz de decisión, donde cada fila representa una alternativa de solución (Instalación de un reconector) y las columnas figuran los indicadores de confiabilidad o criterios de evaluación, se normaliza la matriz de decisión utilizando el método del valor máximo y mínimo como se muestra en la Ecuación (6).

$$x_{ij} = \frac{r_{ij} - r_i^-}{r_i^+ - r_i^-} \quad (6)$$

Donde, x_{ij} representa un valor normalizado de la matriz para la i -ésima alternativa en el j -ésimo criterio. Además, r_i^- y r_i^+ indican el menor y el mayor valor entre las alternativas.

Para determinar la ponderación de cada criterio, se propone el método CRITIC [18]. Es importante resaltar, que en esta estrategia, por un lado no se requiere independencia entre los criterios de decisión, y por otro lado, los atributos pueden transformarse de cualitativos

a cuantitativos.

El primer paso para aplicar ésta estrategia, es determinar el coeficiente de correlación entre los criterios de decisión los cuales se obtienen con la Ecuación (7).

$$\rho_{jk} = \frac{\sum_{i=1}^m (x_{ij} - \bar{x}_j)(x_{ik} - \bar{x}_k)}{\sqrt{\sum_{i=1}^m (x_{ij} - \bar{x}_j)^2 \sum_{i=1}^m (x_{ik} - \bar{x}_k)^2}} \quad (7)$$

Donde, $\bar{x}_j$ y $\bar{x}_k$ representan la media de los criterios.

El cálculo de $\bar{x}_j$ y $\bar{x}_k$ se muestra en las Ecuaciones (8) y (9) respectivamente.

$$\bar{x}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{ij} \quad \forall_i \in m \quad (8)$$

$$\bar{x}_k = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{ik} \quad \forall_i \in m \quad (9)$$

Posteriormente se obtienen la desviación estándar de cada criterio de decisión, se calcula el índice C y el peso de cada criterio, las cual se determina a través de las Ecuaciones (10) (11) (12).

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2} \quad \forall_i \in m \quad (10)$$

$$C_j = \sigma_j \sum_{j=1}^n (1 - \rho_{ik}) \quad \forall_j \in m \quad (11)$$

$$W_j = \frac{C_j}{\sum_{j=1}^n C_j} \quad \forall_j \in m \quad (12)$$

La metodología aplicada en el presente estudio se detalla en el diagrama de flujo que se muestra en la Figura 3, en donde los principales procesos están representados únicamente por un símbolo. Este algoritmo puede resumirse de la siguiente manera: primero, se inicializa el algoritmo con la lectura de los datos del sistema. Después, se calcula el valor de los índices de fiabilidad considerando la tasa y duración de fallos asumidos por medio de la estrategia Montecarlo; posteriormente, la matriz de decisión formada por los índices calculados, debe normalizarse, finalmente, se atribuye un peso a cada criterio de decisión con la ayuda de la estrategia CRITIC.

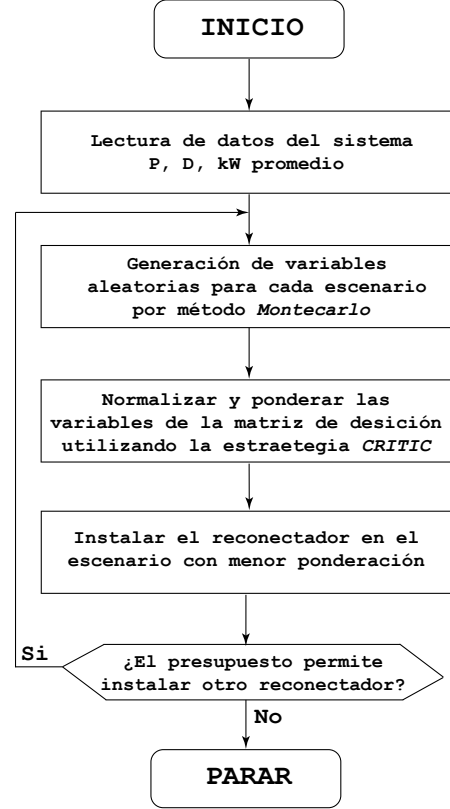


Figura 3: Diagrama de flujo metodología propuesta

3. Caso de Estudio

La presente investigación se lleva a cabo en el sistema de prueba de IEEE 69 Bus, tal como se observa en la Figura 4, en el cual se presenta un sistema de distribución en forma radial de simple configuración, alimentada desde una fuente. Cabe resaltar, que este sistema está compuesto de 68 troncales primarios y 46 puntos de carga, cada sección se encuentra definida con la letra (P) y su número al que hace referencia. Además, hay que tener en cuenta que el primer troncal (P1) ya cuenta con un reconector “aguas arriba”, con la finalidad de salvaguardar el sistema ante cualquier eventualidad. Entre todas las troncales primarias que presenta el sistema, únicamente se consideran los troncales P3, P5, P7, P8, P10, P27, P35 y P52, como candidatas para instalar un reconector; esta reflexión se basa en que son las únicas secciones que de presentar un inconveniente afectaría a más de una carga.

Por otra parte, es importante recalcar que las troncales primarias no consideradas ya poseen un transformador con su protección, el cual se encarga de proteger a las cargas conectadas a su salida. Además, la probabilidad de que uno de estos tramos sea el ganador es muy baja por la mínima cantidad de usuarios. Los 46 puntos de carga están definidos con la letra (L), y las 69 barras del

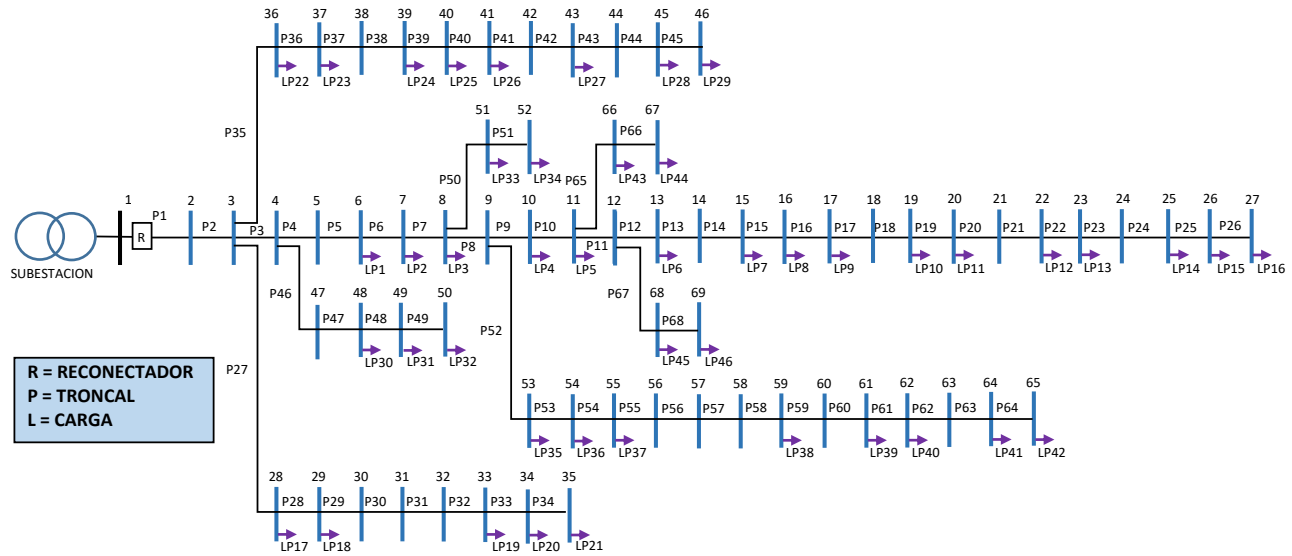


Figura 4: Esquema IEEE 69 BUS

sistema se encuentran numeradas en el diagrama unifilar.

Las variables necesarias para el cálculo de los indicadores de fiabilidad, como tasas de fallo, períodos de reparación de interrupción, se establecen de manera aleatoria por Montecarlo, dentro de un rango conocido, el cual puede ser modificable tanto para los troncales como para las cargas, la información de estas variables se presentan en las Figuras 5 y 6 respectivamente.

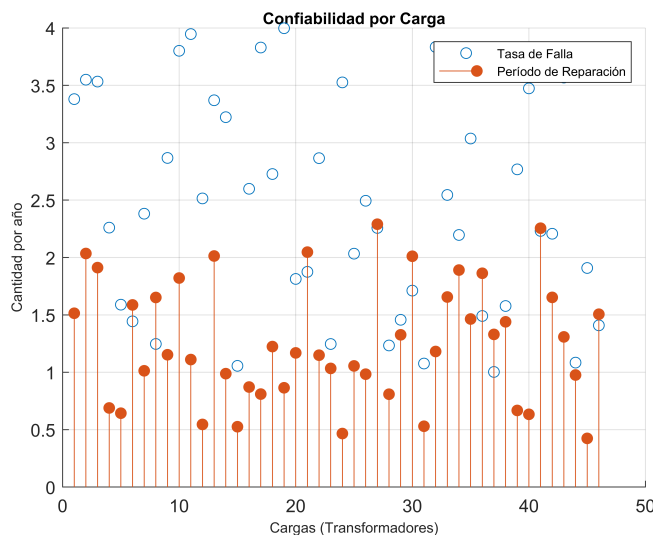


Figura 5: Fallas por año y período de duración Cargas

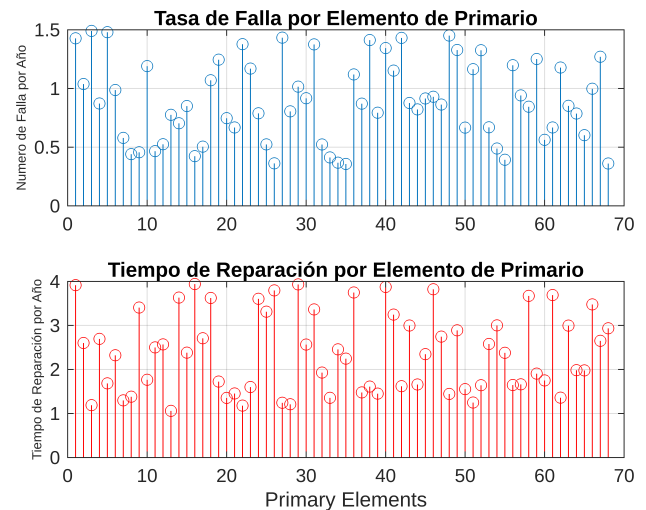


Figura 6: Fallas por año y período de duración troncales

Otro dato referencial para el problema planteado, es la demanda promedio y la cantidad de usuarios conectados a cada transformador del sistema como se muestra en la Figura 7, en la cual se puede observar que, el comportamiento de la demanda de los usuarios es menor a la capacidad instalada del transformador. Cabe resaltar que para el caso de estudio se considera usuarios residenciales, sin embargo de lo indicado, se puede realizar cambios de los valores en el consumo medio de potencia de cada punto de carga, de acuerdo al tipo de consumidor comercial, industrial o gubernamentales. Así también, se puede modificar los valores de número de fallas y el tiempo de reparación, en caso de existir valores de un sistema real el programador podrá utilizar los parámetros existentes.

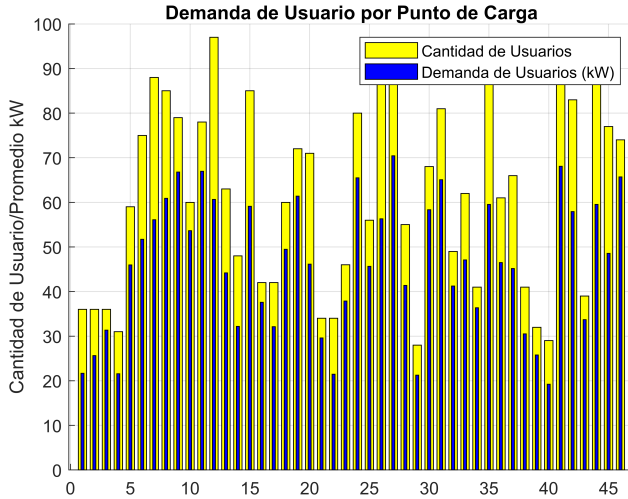


Figura 7: Número de consumidores y promedio de energía consumida

4. Análisis de Resultados

Se desarrolla la simulación del caso de estudio. En primer lugar, se obtienen las tasas de fallas, tiempos de duración de las fallas y los tiempos de reparación de interrupciones de los elementos de la red, con un solo dispositivo de protección (reconectador) ubicado en el tramo P1, luego se obtiene los indicadores de fiabilidad, en los cuales se observa una baja confiabilidad para el sistema en análisis, esto se debe a que todas las fallas que se producen en el sistema y el tiempo de reparación afectan a todos los usuarios, estos resultados requieren la toma de decisiones para minimizar los indicadores de fiabilidad.

Posteriormente, se ejecuta la heurística propuesta para determinar la ubicación óptima del segundo reconectador, conociendo previamente la ubicación de primer reconectador en el tramo (P1), ubicando el segundo equipo de protección en los diferentes troncales candidatos del sistema de prueba, los resultados muestran una mejora en los indicadores de confiabilidad, ubicando el segundo reconectador en el troncal (P8), finalmente con el resultado encontrado de la ubicación óptima para los dos reconectadores en los tramos (P1) y (P8), se incluye un tercer equipo de protección, repitiendo el cálculo de indicadores de fiabilidad del sistema con el equipo ubicado en los restantes troncales candidatos, los resultados mejoran los valores de los índices de confiabilidad del sistema de Distribución, con los tres reconectadores ubicados en los tramos P1, P8 y P27.

Partiendo de lo expuesto anteriormente, en el proceso de simulación se encuentran la cantidad total de fallas por año que afectan a los consumidores conectados a los puntos de carga disponibles, los cuales, están estrechamente relacionados con el promedio de fallos para ésta sección del primario. Además, se calculan las fallas y el

tiempo que demora en subsanarse cada elemento del sistema; vale recordar, que éstas averías se producen por varios motivos, principalmente, por mal funcionamiento del transformador al que se encuentra conectada la carga. También, es muy importante resaltar la obtención del período promedio de duración de las averías para cada punto de carga de la red; el cual, se obtiene de la relación entre la tasa de averías en un año y la duración total de los mismos, En la Figura 8, se observa la relación antes mencionada. Sin embargo, vale destacar, esta variable difiere por la cantidad de cargas de la red.

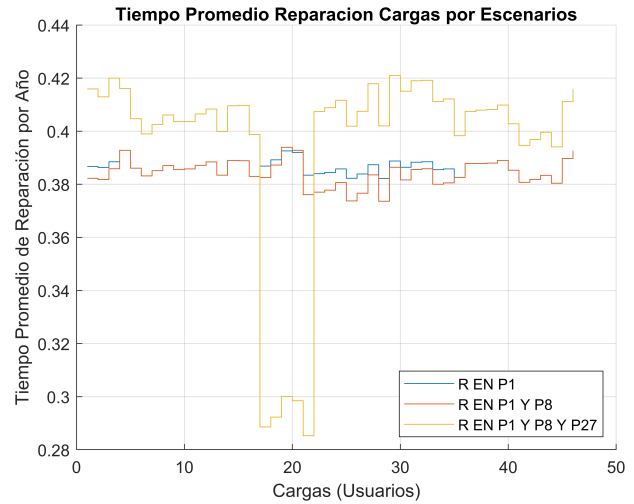


Figura 8: Promedio de fallo por usuario

Los datos iniciales calculados de indicadores de fiabilidad, sirven como base para compararlos con los valores encontrados para estas mismas variables pero con diferentes opciones de reconexión, de esta manera, a través de la estrategia de búsqueda sistemática, se va ubicando cada reconectador en los sitios candidatos del sistema, y posteriormente, se calculan los indicadores de fiabilidad como SAIFI, SAIDI, CAIDI, AENS y ASAI. Es importante recordar, que los indicadores de fiabilidad antes mencionados, son las funciones objetivo del algoritmo.

Como se menciono anteriormente, el algoritmo ubica un reconectador en una posible ubicación candidata, en cada uno de los escenarios planteados, obteniendo la duración de reparación de fallas para las cargas, en cada uno de los escenarios ganadores como opciones de reconexión, así también, se obtienen las tasas de falla de Cargas, los cuales se presentan en la Figura 9, donde se muestra la comparativa del promedio de fallos entre los tres escenarios de ubicación óptima de reconectadores, observando que el escenario ganador ubica un reconectador en los tramos P1, P8 y P27.

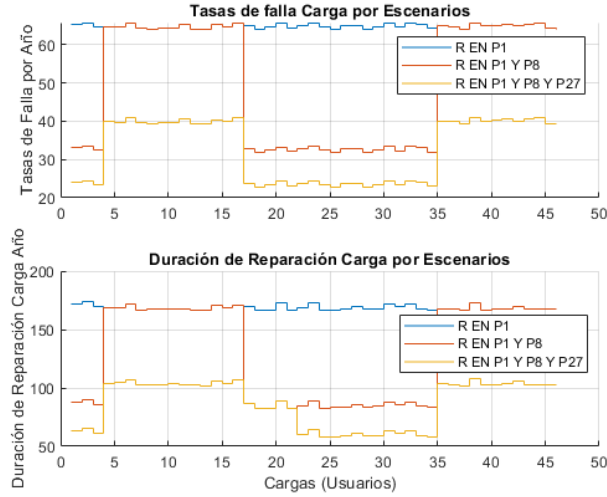


Figura 9: Comparación de tasa de fallos y Duración de Reparación entre alternativas de conexión

Posteriormente se construye la matriz de decisión con los indicadores de confiabilidad incluyendo el índice ASAI, para cada uno de los escenarios, como se muestra en la Tabla 2. En la cual se observa que todos los índices son reducidos a excepción del ASAI cuyo valor aumenta y en consecuencia el valor de la frecuencia de interrupciones y duración de los cortes disminuye, lo que permite decrecer el número de clientes afectados. A través de la estrategia multicriterio se elegirán los valores mínimos para cada variable de decisión, lo que permite elegir la opción ganadora de una manera más sencilla.

Tabla 2: Índices de confiabilidad de las alternativas analizadas

Escenarios	SAIFI	SAIDI	CAIDI	AENS	ASAI
R EN P1	146,797	59,264	2,477	128,248	0,983
R EN P1 y P8	112,883	45,362	2,488	99,612	0,987
R EN P1 P8 P27	74,462	28,344	2,627	66,548	0,991

Después de ponderar los valores normalizados de la matriz de decisión, se realiza el análisis multicriterio, del cual se deduce, que la opción ganadora para la instalación de reconectadores es en los tramos P1, P8 y P27. Es importante resaltar, que la alternativa ganadora no

proporciona el mínimo para cada indicador de fiabilidad, por ejemplo, el CAIDI calculado en el escenario de instalación del reconector en el tramo P1, es mucho menor que el calculado en la alternativa ganadora. Sin embargo, los demás criterios de evaluación si son minimizados, como se puede advertir en la Tabla 2. Por tal motivo, es evidente en este punto, que el algoritmo toma en consideración todas las funciones objetivos y no solo una como en otros estudios. Asimismo, la frecuencia y duración de las interrupciones, la cantidad de usuarios afectados en la alternativa ganadora decrece considerablemente. Además, el indicador ASAI influye en la ubicación óptima de los equipos. Los resultados revelan la superioridad del método propuesto. Para finalizar, en trabajos futuros se recomienda utilizar el algoritmo en sistemas de prueba más extensos, o en sistemas de distribución reales con generación distribuida, dada la flexibilidad y escalabilidad del algoritmo.

5. Conclusiones

La presente investigación permite determinar la ubicación óptima de reconectadores en un sistema eléctrico de distribución, considerando los indicadores de confiabilidad como criterios objetivos en un análisis multicriterio.

La cantidad de reconectadores a ser instalados está restringida por la pérdida económica por la Energía no Suministrada, el costo de los reconectadores y el tamaño de la red, para el presente caso de estudio el análisis de todas las simulaciones entrega el resultado de tres reconectadores como el número óptimo.

Las variables consideradas son estocásticas que responden al Método de Montecarlo, las cuales se encuentran dentro de un rango establecido para el modelo propuesto, estas variables pueden ser modificadas en el algoritmo para ingresar valores de un sistema real.

Debido a la estructura del algoritmo propuesto, los resultados son obtenidos con mucha exactitud. Además, es importante recalcar, que simular múltiples escenarios con una baja tasa de error, permite aplicar la presente metodología a redes de distribución donde se conocen las variables iniciales.

Referencias

- [1] S. Abdi, K. Afshar, S. Ahmadi, N. Bigdeli, M. Abdi, Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO – Monte Carlo approach, International Journal of Electrical Power and Energy Systems 55 (2014) 602–611. doi:10.1016/j.ijepes.2013.10.012. URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.10.012>
- [2] A. Alam, V. Pant, B. Das, S. Abdi, K. Afshar, S. Ahmadi, N. Bigdeli, M. Abdi, Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO – Monte Carlo approach, International Journal of Electrical Power and Energy Systems 55 (2016) 602–611. doi:10.1016/j.epsr.2016.05.012.

URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.10.012><http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.05.012>

- [3] A. Álzate, O. D. Montoya, R. A. Hincapié, M. Granada, Optimal location of reclosers in distribution systems considering reliability in communication channels, 2015 IEEE 6th Latin American Symposium on Circuits and Systems, LASCAS 2015 - Conference Proceedings (2015) 2–5 [doi:10.1109/LASCAS.2015.7250487](https://doi.org/10.1109/LASCAS.2015.7250487).
URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/7250487>
- [4] M. Amohadi, M. Fotuhi-Firuzabad, Optimal placement of switching and protection devices in radial distribution networks to enhance system reliability using the AHP-PSO method, Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences 27 (1) (2019) 181–196. [doi:10.3906/elk-1806-130](https://doi.org/10.3906/elk-1806-130).
URL <https://link.springer.com/article/10.1007/s42835-019-00101-4>
- [5] L. G. Da Silva, R. A. Pereira, J. R. Mantovani, Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms, Electric Power Systems Research 69 (1) (2004) 77–84. [doi:10.1016/j.epsr.2003.08.010](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2003.08.010).
URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779603002001>
- [6] J. S. Farkhani, A. Najafi, M. Zareein, R. Godina, E. M. Rodrigues, Impact of recloser on protecting blind areas of distribution network in the presence of distributed generation, Applied Sciences (Switzerland) 9 (23) (2019). [doi:10.3390/app9235092](https://doi.org/10.3390/app9235092).
URL <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/23/5092>
- [7] Z. Galias, Tree-Structure Based Deterministic Algorithms for Optimal Switch Placement in Radial Distribution Networks, IEEE Transactions on Power Systems 34 (6) (2019) 4269–4278. [doi:10.1109/TPWRS.2019.2909836](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2909836).
URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/8704865>
- [8] et al. A. Ghulomzoda, A. Gulakhmadov, A. Fishov, Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of, Energies 13 (14) (2020) 18. [doi:10.3390/en13143673](https://doi.org/10.3390/en13143673).
URL <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/14/3673>
- [9] L. F. Grisales, O. D. Montoya, A. Grajales, R. A. Hincapie, M. Granada, Optimal Planning and Operation of Distribution Systems Considering Distributed Energy Resources and Automatic Reclosers, IEEE Latin America Transactions 16 (1) (2018) 126–134. [doi:10.1109/TLA.2018.8291464](https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8291464).
URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/8291464>
- [10] F. G. Guarda, G. Cardoso Junior, A. P. De Morais, U. H. Bezerra, J. P. Vieira, Hybrid Method for Protective Devices Placement, Sizing and Coordination in Electric Distribution Systems, IEEE Latin America Transactions 15 (2) (2017) 257–262. [doi:10.1109/TLA.2017.7854620](https://doi.org/10.1109/TLA.2017.7854620).
URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/7854620>
- [11] M. Jooshaki, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, G. Muñoz-Delgado, J. Contreras, M. Lehtonen, J. M. Arroyo, Linear Formulations for Topology-Variable-Based Distribution System Reliability Assessment Considering Switching Interruptions, IEEE Transactions on Smart Grid 11 (5) (2020) 4032–4043. [doi:10.1109/TSG.2020.2991661](https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2991661).
URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/9084092>
- [12] S. Ray, A. Bhattacharya, S. Bhattacharjee, Optimal placement of switches in a radial distribution network for reliability improvement, International Journal of Electrical Power and Energy Systems 76 (2016) 53–68. [doi:10.1016/j.ijepes.2015.09.022](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.09.022).
URL <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.09.022>
- [13] F. M. Rodrigues, L. R. de Araujo, D. R. R. Penido, Improvement of Reliability Indices and Costs in Distribution Systems Considering Multiple Scenarios Through Switch Reallocation, Journal of Control, Automation and Electrical Systems 31 (6) (2020) 1508–1519. [doi:10.1007/s40313-020-00652-2](https://doi.org/10.1007/s40313-020-00652-2).
URL <https://doi.org/10.1007/s40313-020-00652-2>
- [14] A. Alam, V. Pant, B. Das, Optimal placement of protective devices and switches in a radial distribution system with distributed generation, IET Generation, Transmission and Distribution 14 (21) (2020) 4847–4858. [doi:10.1049/iet-gtd.2019.1945](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1945).
URL <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2019.1945>

- [15] A. Heidari, V. G. Agelidis, M. Kia, J. Pou, Reliability Optimization of Automated Distribution Networks with Probability Customer Interruption Cost Model in the presence of DG units, IEEE Transactions on Smart Grid 8 (1) (2017) 1–11. doi:10.1109/TSG.2016.2609681.
URL <https://ieeexplore.ieee.org/document/7567540>
- [16] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Águila, J. W. González, G. J. López, I. Isaac, Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode, Heliyon 5 (12) (2019). doi:10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [17] J. Vasco, A. Aguila, Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders, IEEE Latin America Transactions 13 (8) (2015) 2587–2593. doi:10.1109/TLA.2015.7332136.
- [18] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, G. López, Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm, Heliyon 7 (9), publisher Copyright: © 2021 The Author(s) (Sep. 2021). doi:10.1016/j.heliyon.2021.e08061.