

Modelo resiliente de redes de distribución considerando flujos de potencia basado en teoría de grafos

Resilient model for distribution networks regarding power flow based on graph theory

Darwin López V.^{1*}, Wilson Pavón¹

¹ Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

*Autor de correspondencia: darwinlbp@msn.com

RESUMEN— El concepto de resiliencia en redes de distribución es un tema emergente como una solución factible para afrontar condiciones climáticas extremas, debido a su naturaleza estocástica y su alto grado de afectación a la estructura topológica de la red, como factores claves dentro de la estrategia de desarrollo de energía sostenible. Por lo tanto, este documento ofrece un enrutamiento y despliegue resiliente de la red de distribución, basado en un modelo matemático meta-heurístico, para el óptimo emplazamiento de los transformadores y, *minimum spanning tree* (MST) basado en la variante del algoritmo PRIM para encontrar el óptimo enrutamiento del sistema de distribución antes, durante y después de un evento catastrófico extremo, minimizando la distancia asociada a cada vano como función objetivo. Cabe destacar que el modelo se probó en un escenario real georreferenciado con cargas estáticas usando el sistema algebraico MATLAB. Para solventar la factibilidad eléctrica el flujo de potencia se simuló con el software Cymdist, tomando en cuenta las distancias de las cargas.

Palabras clave— Algoritmo PRIM, Flujos de potencia, Resiliencia, Teoría de grafos

ABSTRACT— The resilience concept of distribution networks is an emerging issue, which is proposed as a solution against extreme weather conditions and can be a key factor in the strategy of development of sustainable energy. The infrastructure of the electrical network installed in the tropical region suffers a high degree of affectation due to the stochastic nature of weather. Therefore, this paper offers a routing resilient and deployment of the distribution network based on some meta-heuristic optimization algorithms, approach on the optimal location of the transformers and, *minimum spanning tree* (MST) based on the PRIM algorithm variant has been applied to find the optimum distribution network routing before, during and after an extreme weather condition, minimizing the distance associated to each bay as an objective function. It should be noted that the model was tested in a real geo-referenced scenario with static loads during the event, using algebraic system MATLAB. To solve the electrical feasibility, the power flow was simulated with the Cymdist software, taking into account the distances of the loads.

Keywords— Graph Theory, Power flow, PRIM algorithm, Resilience.

1. Introducción

Mejorar las redes de distribución y adecuarlas para que presenten el menor daño posible en condiciones fuera de lo normal, siendo estas circunstancias severas y rápidamente cambiantes, posiblemente nunca antes experimentadas, es un reto que en los últimos años ha tenido un papel fundamental en temas de investigación, por la constante innovación de los sistemas eléctricos y al cambio climático, lo que conlleva a una evolución de la definición de confiabilidad. Esta visión tradicional no considera las afectaciones que producen las condiciones climáticas extremas, con la cual los sistemas de distribución han sido tradicionalmente diseñados y operados bajo los principios tradicionales de la confiabilidad [1], [2], es decir, seguridad y adecuación, que permite a la infraestructura eléctrica lidiar con

amenazas conocidas y creíbles para garantizar un continuo suministro de energía, reduciendo el número de interrupciones durante un período de tiempo prolongado[3].

Es evidente que la infraestructura del sistema eléctrico también debe ser resistente a los eventos de alto impacto y de baja probabilidad, ya sean condiciones climáticas extremas o eventos catastróficos extremos, que pueden causar la desconexión de varias partes de la red eléctrica [4], dependiendo de la magnitud del desastre. Por lo tanto, una infraestructura de energía que pueda mantener altos niveles de rendimiento en cualquier condición debe ser confiable para los cortes de energía más comunes, pero también resistente a desastres mucho menos frecuentes. Por su sensibilidad ante eventos extremos, las redes de distribución aéreas presentan un nivel de



Figura 1. Modelo resiliente de red de distribución.

resiliencia más bajo que su homólogo redes de distribución subterráneas [5], siendo estas una alternativa apropiada para zonas urbanas en las cuales los consumidores presentan un crecimiento ordenado y su dispersión geográfica no es alta, a diferencia de las zonas rurales que presentan un alto nivel de dispersión geográfica, en la que generar un enrutamiento de tendido de cable se torna en extremo complejo [6], [7].

Para tener una visión global de los sistemas de distribución, ya sean estos aéreos o subterráneos, antes, durante y después de un evento catastrófico, es pertinente el estudio de los flujos de potencia, utilizados para resolver las condiciones de funcionamiento en estado estacionario [8]. El estudio se enfoca en modelar el sistema de energía eléctrica formulando un problema de flujo de potencia tradicional, modelo AC, basado en las leyes de circuitos de Kirchhoff en redes de energía eléctrica [9], [10]. El problema se modela mediante un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales que simboliza la inyección de potencia activa y reactiva en cada nodo.

El presente documento, toma los temas antes mencionados y los condensa en la figura 1, donde se

ilustra un posible modelo de red de distribución resiliente que mezcla ambas variantes (aérea y subterránea), en la cual se dispone de dos zonas de despliegue de red de distribución, una zona urbana y una zona rural, debidamente identificadas.

Para la zona urbana el enrutamiento de cable se lo realiza a través de una red subterránea, por facilidad de terreno y las cortas distancias que existen entre cada usuario, dando un nivel de robustez alto y garantizando el nivel de confiabilidad en condiciones normales, sin embargo, para la zona rural el enrutamiento es muy distinto, debido a la topología del terreno y las variaciones poblacionales entre asentamientos rurales con relación a la distancia geográfica que existe entre estos, es por esta razón que el tipo de infraestructura usada, en dicho caso, se refiere a postes o torres de distribución capaz de resistir las condiciones climáticas más extremas, por lo tanto, ante tal evento, el modelo de red de distribución está dotado de una red resiliente capaz de absorber y mitigar los efectos causados por el evento climático extremo disminuyendo la cantidad de energía no suministrada y aumentando la confiabilidad del sistema.

2. Reseña histórica

Las interrupciones de energía en largos periodos de tiempo, provocan afectaciones en las actividades económicas de la sociedad [11], por el alto nivel de dependencia energética. Esto se evidencia por varias catástrofes que ocurrieron en la última década. Por ejemplo, los estados del noreste de EE. UU. fueron golpeados por el huracán Sandy en 2012, que destruyó más de 100,000 cables eléctricos primarios; además, varios transformadores de subestaciones explotaron y se inundaron numerosas subestaciones. Esto llevó a la desconexión de aproximadamente 7 millones de personas.

En 2008, China se vio afectada por una severa tormenta de hielo, que provocó el fallo de 2.000 subestaciones y el colapso de 8.500 torres de transmisión, que provocaron interrupciones en el suministro eléctrico en 13 provincias y 170 ciudades [12], [13], por mencionar algunos ejemplos del efecto de las condiciones climáticas de alto impacto y baja probabilidad. A pesar de su baja probabilidad, los eventos climáticos severos tienen consecuencias dramáticas ya que las redes de distribución eléctrica son, por definición, sistemas de sistemas, y al afectar la operación y confiabilidad de algunos componentes, principalmente los exteriores, por ejemplo, torres y líneas aéreas pueden causar efectos en cascada en toda la infraestructura [14]–[16].

En este sentido la resiliencia es un concepto emergente que se centra en la capacidad de anticiparse, absorber y recuperarse rápidamente de un evento externo de alto impacto y de baja probabilidad [17].

2.1 Resiliencia

La resiliencia a corto plazo de un sistema de distribución cambia durante un evento perturbador, dependiendo de su flexibilidad para hacer frente de manera eficaz y de forma rápida o gradual durante el evento. Los autores [18], [19], discuten los posibles estados del sistema de distribución basados en márgenes de seguridad y redundancia de la red. La transición entre cada estado va ligada a la gravedad del evento y los planes de mantenimiento preventivo y correctivo que se le dé a la red.

Durante el estado normal, los niveles de resistencia son altos, ya que cumple con las restricciones operativas y técnicas del sistema cuando está operando; debido a

esto, la robustez o resistencia del sistema es la adecuada para hacer frente a una interrupción eléctrica repentina y creíble [20], [21]. Sin embargo, cuando el sistema entra en alerta, la robustez del sistema baja y los márgenes de seguridad tienden a valores inadecuados para el sistema; durante este estado, los operadores del sistema aplican acciones de control preventivo para que el sistema vuelva al estado normal; si durante este tiempo se produce una perturbación, el sistema entra en emergencia o en estado extremo dependiendo de la gravedad de la perturbación, por ejemplo, los eventos climáticos extremos pueden llegar a ocasionar la interrupción simultánea de varios componentes de la red, lo que obliga al sistema a cambiar de estado de alerta a extremo, reduciendo la resistencia del sistema ya que es menos resistente a nuevas interrupciones [22], [23].

2.2 Modelo resiliente de redes de distribución

En la literatura el modelo y diseño de redes de distribución recae en costos de operación y costos de implementación del proyecto, considerando localización geográfica y topología del terreno para desplegar el tipo de red adecuada para el entorno, de hecho, las redes de distribución diseñadas de forma radial presentan numerosas ventajas en su implementación, ya que tienen un único camino entre la subestación y el consumidor, niveles de corriente de corto circuito bajos y equipos de protección y conmutación más sencillos [24].

Para solventar la solución de resiliencia multivariante de las redes de distribución rurales de manera integral, predecir la resiliencia del sistema bajo varios regímenes de perturbación estocástica e identificar estrategias efectivas para mejorar la resiliencia general del sistema [23], usa los avances estadísticos de las máquinas para caracterizar la inoperatividad multivariable de un sistema de distribución de energía eléctrica como una función no lineal de la topología del sistema.

Amraee y Saberi [25], utilizan un modelo entero mixto que resuelve mediante la descomposición de Benders en la que se propone dos algoritmos de flujo de carga de corriente continua artificial para modelar las restricciones de agrupación y conectividad. Una propuesta de mayor visión. Es una división controlada antes de que ocurra una transición crítica en un sistema de energía interconectado, que divide el sistema de energía en subsistemas, colocando a cada grupo de consumidores en islas individuales, considerando

restricciones de capacidad de carga, límite de estabilidad de frecuencia.

2.3 El Árbol mínimo de expansión y óptima ubicación de transformadores

El árbol mínimo de expansión, MST por sus siglas en inglés, es empleado como base en la resolución de algoritmos de minimización debido a su facilidad en encontrar el camino más corto dentro de un conjunto de nodos de un grafo, de esta manera se forman sub-grafos, incluyendo todos los nodos de la red de tal manera que minimiza el peso total de todas las líneas en el árbol [26]. Su existencia está ligada dado que el número de enlaces E es igual a número de vértices V menos uno.

El árbol de expansión del gráfico G no es único y la suma de peso del árbol se llama árbol de expansión mínimo, por lo tanto, el algoritmo de árbol mínimo de expansión es importante en la teoría de grafos [27], [28] único e irrepetible.

Para determinar la ruta mínima entre cada vértice V y de esta manera encontrar el enlace E del grafo G , los MST se enfocan en dos tipos de agrupaciones: agrupación de nodos y agrupación de líneas, la solución a estos dos tipos de problemas se basa en establecer un esquema de árbol con una longitud mínima de la red investigada; este esquema corresponde al grafo parcial determinado según el algoritmo PRIM [29]. Con el aporte de este algoritmo hemos logrado determinar la ruta óptima para el despliegue de la red de distribución.

Además del algoritmo PRIM, también es necesario destacar la participación del algoritmo de Dijkstra, por su versatilidad de encontrar la ruta más corta entre nodos próximos al nodo de enlace, usando como base la matriz de conectividad o matriz adyacente, basados en su teoría de óptimo local para encontrar un óptimo global [30], [31]. Estos algoritmos son muy utilizados en la planeación de redes de distribución, por su sencillez de enrutamiento, sin embargo, la red puede contener vértices distintos de los terminales, a estos vértices extra se los conoce como puntos de Steiner [32], [33].

La creación de puntos Steiner adicionales da como resultado un nuevo árbol de Steiner, que reduce la distancia entre los puntos existentes, minimizando el tiempo de cómputo y optimizando el algoritmo. Su resolución se puede llevar a cabo de dos maneras dependiendo del problema planteado: usando heurística determinista que se basa en la distancia más larga, o procesos aleatorios evolutivos que basan sus análisis en

una planificación jerárquica analizando la topología de red [34]–[36].

3. Planteamiento del problema

Al modelar una red de distribución nueva, se debe determinar el costo mínimo de instalación, que para el caso en particular viene asociado a la distancia recorrida de los alimentadores, cumpliendo con restricciones de capacidad, óptimo enrutamiento y caída de tensión.

Tabla 1. Parámetros y variables

Nomenclatura	Descripción
XY	Punto o puntos de coordenadas de latitud y longitud
i, j	Variables de búsqueda punto a punto
XY_s	Ubicación del cliente residencial
XY_{np}	Punto de la calle más cercano a un cliente
XY_{be}	Ubicación de la subestación
XY_{rr}	Intersección o ubicación de sitios candidatos
XY_{st}	MV a ubicación final del transformador LV
N	Puntos de miembro de L intersecciones
M	Número de clientes residenciales
S	Número de transformadores LV
$demN_N$	Número de subestaciones
$demM_M$	Demanda individual del cliente
G	Demanda individual del transformador LV
$dist$	Matriz de conectividad PxP
$dist_N$	Matriz de distancia PxP
Cap	La distancia desde el cliente N al transformador correspondiente
R	Restricción de capacidad de número para todos los transformadores de LV
$Path$	Restricción de distancia (m) para todas las conexiones de LV
$Pred$	Ruta de conectividad de red
$costMV$	Costo asociado del enlace al cliente final
PV_s	PV cantidad en la red
PVC	PV Ubicación de centros
PVP	Asignación de energía PV
C	Conectividad total del cliente en porcentaje
$CostMV$	Costo total de la distancia (m) de la red de LV diseñada
$CostLV_M$	Distancia (m) costo de M transformador
$CostLV$	Costo total de la distancia (m) de la red de baja tensión diseñada
$Comp_E$	Costo computacional (seg) para cada experimento
i, j, k	Variables de contador para los bucles de control
$flag, z$	Variables temporales
V_{low}	Voltaje mínimo línea-línea, kV

La problemática asociada con el modelo a resolver se fundamenta en un modelo matemático el cual tiene como bases métodos meta-heurísticos que minimizan los costos de implementación de los recursos en un escenario georreferenciado.

3.1 Modelo matemático y algoritmos de optimización de redes de distribución aérea y soterrada.

El planteamiento del problema se focaliza en maximizar el flujo de potencia, ubicando transformadores de MV/LV acordes con la topología del área de concesión y zona de emplazamiento, con el fin de minimizar las pérdidas técnicas del sistema, garantizando niveles de voltaje en por unidad de cada nodo dentro de los niveles aceptados que respeten la normativa de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi S.A. (ELEPCO S.A.). En la ecuación (1) se calcula la caída de voltaje del sistema, por índices de confiabilidad, la red de media y baja tensión no debe superar el 3% y 2.5% de caída de tensión respectivamente.

$$\% \Delta V = \left[\frac{S}{V_{mon}^2 \sqrt{3}} \right] l (R \cos \phi + X \sin \phi) 100 \quad (1)$$

Donde:

S , demanda del sistema en MVA.

V_{mon}^2 , voltaje nominal del sistema en kV.

l , longitud total entre la subestación y el consumidor en el punto más lejano de la red de distribución en km.

R , resistencia del conductor en Ω/km

X , reactancia del conductor en Ω/km

$\cos \phi$, factor de potencia activa

$\sin \phi$, factor de potencia reactiva

El modelo resiliente de red de distribución eléctrica urbana considera un sistema de distribución subterráneo reduciendo el periodo de mantenimiento de la red y protegiendo los conductores ante un evento catastrófico, el despliegue de la ubicación real y planificada de los transformadores de media tensión está determinada por los puntos de carga y su posición georreferenciada, de tal manera que cada transformador abarque el mayor número de consumidores, respetando los límites de carga; para el caso en particular la potencia de diseño de los transformadores para la zona rural y urbana, se considera la demanda máxima diversificada, la cual está asociada al número de consumidores que se conecten simultáneamente al transformador; en este estudio, el

número máximo de usuarios conectados al transformador es de 13 consumidores, que toma los valores de 38.73 kW para consumidores de tipo A y 16.63 kW para consumidores de tipo E de acuerdo con las normativas de la ELEPCO S.A., minimizando la necesidad de nuevas líneas.

Las siguientes expresiones matemáticas expresan el árbol mínimo de expansión MST, modelo matemático usado para llegar a la solución del problema planteado. La función objetivo, ecuación (2), denota la formulación matemática para optimizar el enrutamiento de la red de distribución eléctrica aérea y subterránea, en la cual se considera el costo asociado con la distancia existente entre nodos y la distancia calculada entre el nodo i y el nodo j .

$$\text{Min} \sum_{ij \in E} C_{ij} X_{ij} \quad (2)$$

Donde:

C_{ij} , es el costo asociado a la distancia de enrutamiento entre los nodos i, j de la red de distribución.

X_{ij} , distancia de enlace entre los nodos i, j .

E , número total de nodos.

Para llegar a una solución viable, el modelo matemático se somete a restricciones que garantizan la radialidad de la red, evitando los lazos redundantes en el sistema, como se expone en la ecuación (3).

$$\text{st} \sum_{ij \in E} x_{ij} = n - 1 \quad (3)$$

Donde:

x_{ij} , representa el número total de enlaces existentes.

n , número total de nodos.

La ecuación (4) contempla la obtención de la conexión radial de todos los nodos con el menor costo posible sin la formación de lazos redundantes. La ecuación (5), es una variable binaria, 1 si es factible la ruta entre los nodos i, j de la línea, 0 caso contrario, que define el enrutamiento de la red de media tensión.

$$\sum_{ij \in E: i \in S, j \in S} x_{ij} \leq |S| - 1 \quad \forall S \subseteq V \quad (4)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\} \quad \forall ij \in E \quad (5)$$

Donde:

S , Representa el total de transformadores conectados al sistema de forma óptima.

La ecuación (6) verifica el voltaje línea-línea mínimo requerido por el sistema, debido a que durante el evento

cada nodo j aún tiene una demanda asociada a cada nodo i .

$$V_{low} \leq (V_i)_{eve} \leq V_{nom} \quad (6)$$

Donde:

V_{low} , Voltaje línea-líneas mínimo en kV.

En la tabla 1 se puede observar los parámetros y variables usadas en los algoritmos para el modelo resiliente de redes de distribución eléctrica. En la tabla 2 se observa el algoritmo usado en el documento para llegar a una solución óptima y flexible en el despliegue de la red de distribución eléctrica. Adicional al algoritmo de la tabla 2 se considera la construcción de un algoritmo adicional, para determinar la resiliencia de la red de distribución, el cual se expone en la tabla 3.

Tabla 2. Algoritmo de enrutamiento red de distribución urbano rural

Algoritmo 1. Enrutamiento optimo red LV	
1	<i>Inicia proceso</i>
2	Paso 1: Variables
3	XY_s, XY_{st}, XY_{tr}
4	Paso 3: calculando la distancia del cliente a la calle
5	<i>for</i> $i:1 \rightarrow length(XY_s)$ <i>do</i>
6	$dist_{ij} \leftarrow haversine[XY_s(i)YX_{st}]$
7	$z(i) \leftarrow \min(dist_{ij})$
8	<i>end for</i>
9	$XY_{np} \leftarrow XY_{st}(z)$
10	$CLV_{ij} \leftarrow dist_{ij}(z)$
11	Paso 4: calculando la distancia del cliente a la calle
12	<i>for</i> $i:1 \rightarrow length(XY_{np})$ <i>do</i>
13	$dist_{ij} \leftarrow haversine[XY_{np}(i)YX_{tr}]$
14	$z(i) \leftarrow \min(dist_{ij})$
15	<i>end for</i>
16	$CLV_{ij} \leftarrow CLV_{ij} + dist_{ij}(z)$
17	Paso 5: ruta optima de la red LV
18	$G(CL V_{ij} \leq R) \leftarrow 1$
19	$XLV_{ij} \leftarrow Prim(sparce(G))$
20	<i>Fin proceso</i>

Tabla 3. Algoritmo para red resiliente

Algoritmo 2. Resiliencia red MV	
1	<i>Inicia proceso</i>
2	Paso 1: Extrae matriz enlaces existentes
3	$V_{low}, XY_{st}, XY_{tr}$
4	<i>for</i> $i:1 \rightarrow length(XY_{st})$ <i>do</i>
5	$dist_{ij} \leftarrow haversine[XY_{st}(i)YX_{tr}]$
6	$z(i) \leftarrow \min(dist_{ij})$
7	<i>end for</i>
8	Paso 2: seleccionar el nodo con la mejor posibilidad de conexión
9	$(V_{low})(h_{ij,eve}) \leq 0$
10	Paso 3: ruta optima de resiliencia
11	$G(CL V_{ij} \leq R) \leftarrow 1$
12	$XLV_{ij} \leftarrow Prim(sparce(G))$
13	$Y_{ij,eve} = 1$
14	$X_{ij} = n - 1$
15	<i>Fin proceso</i>

4. Análisis de resultados

Para el análisis de resultados se ha tomado una ciudad de la provincia de Cotopaxi. Como consideraciones para diseño de la red de distribución eléctrica resiliente, se enfocó en la máxima cobertura de los consumidores, desplegando una red de distribución subterránea en la zona urbana del mapa, y red de distribución aérea para la zona rural.

En la figura 2 se presenta el despliegue de una red de distribución Urbano, Rural georreferenciada bajo el modelo de optimización de recursos, con una población de 433 usuarios, conectados a 33 transformadores de forma óptima; cabe destacar que cada transformador alimenta a 13 usuarios con una carga instalada de 5.61 kW en la zona urbana y de 3.21 kW en la zona rural acorde con la normativa de diseño de redes de distribución de la ELEPCO S.A.

Cabe destacar que dentro del modelo de red de distribución se consideró la ubicación aleatoria de generación distribuida (GD) como aporte a la red de distribución en forma de paneles fotovoltaicos, los nodos en los cuales se ha instalado GD son los nodos 5, 10, 15, 20, 25, 30, con una potencia de 35 kW, respectivamente

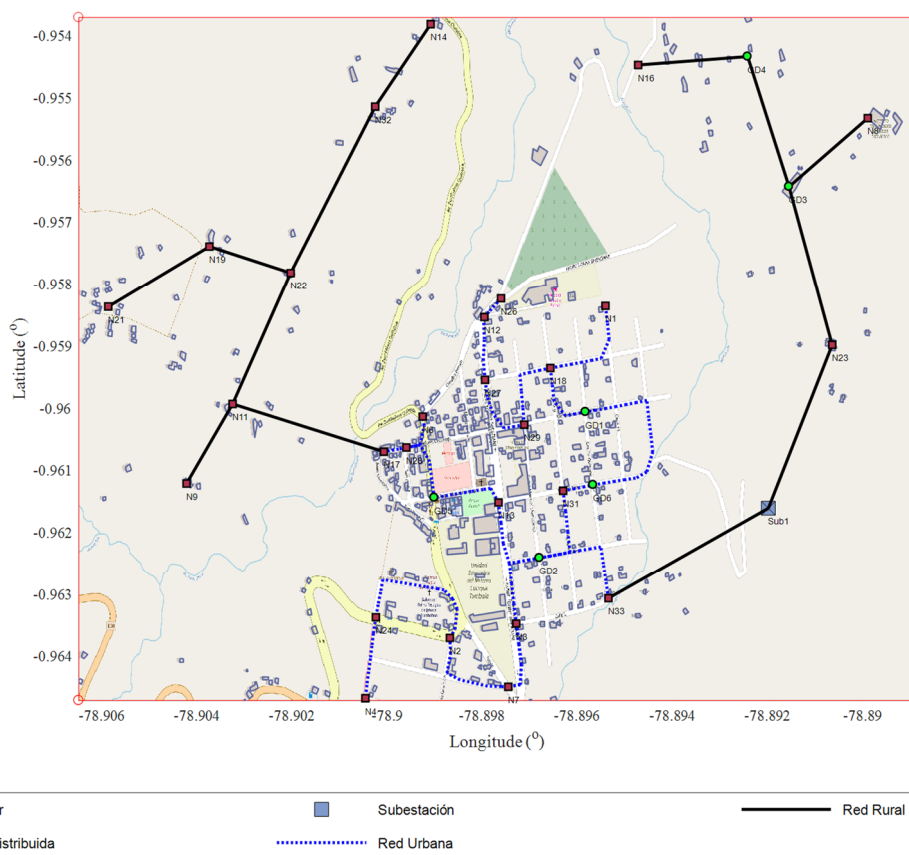


Figura 2. Modelo y despliegue de una red de distribución urbano – rural.

ubicados en los techados y terrazas de los usuarios para consumo propio y aporte a la red frente un evento catastrófico.

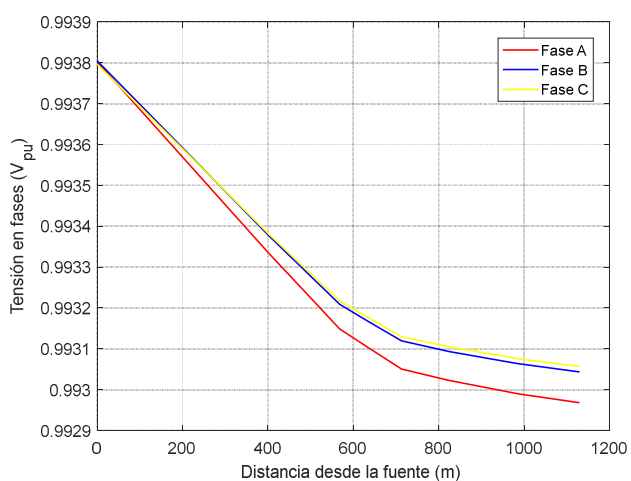


Figura 3. Perfil de tensión de una red de distribución sin resiliencia.

En la figura 3 se observa el perfil de tensión de la red de distribución urbano-rural, la cual representa la caída de voltaje del sistema existente entre fases en relación a la distancia de la fuente, en el eje de las abscisas se representa la distancia en metros que existe entre la subestación y el nodo más alejado del sistema, en el eje de las ordenadas se gráfica el nivel de voltaje en por unidad del sistema, la caída de tensión en la gráfica no varía significativamente debido a que las cargas consideradas en el modelo son estáticas y el nivel de voltaje de la red es de 22,8 kV.

Los algoritmos han sido implementados en el sistema algebraico computacional MATLAB obteniendo las condiciones iniciales y el despliegue de la red de distribución urbano-rural optimizando el enrutamiento del cable y con la ayuda del Software Cymdist V5.01 se realizó el análisis de flujo de potencia de la red de distribución eléctrica, como se observa en la figura 4, considerando la ubicación de los transformadores y el enrutamiento de las líneas de distribución obtenidas en MATLAB.

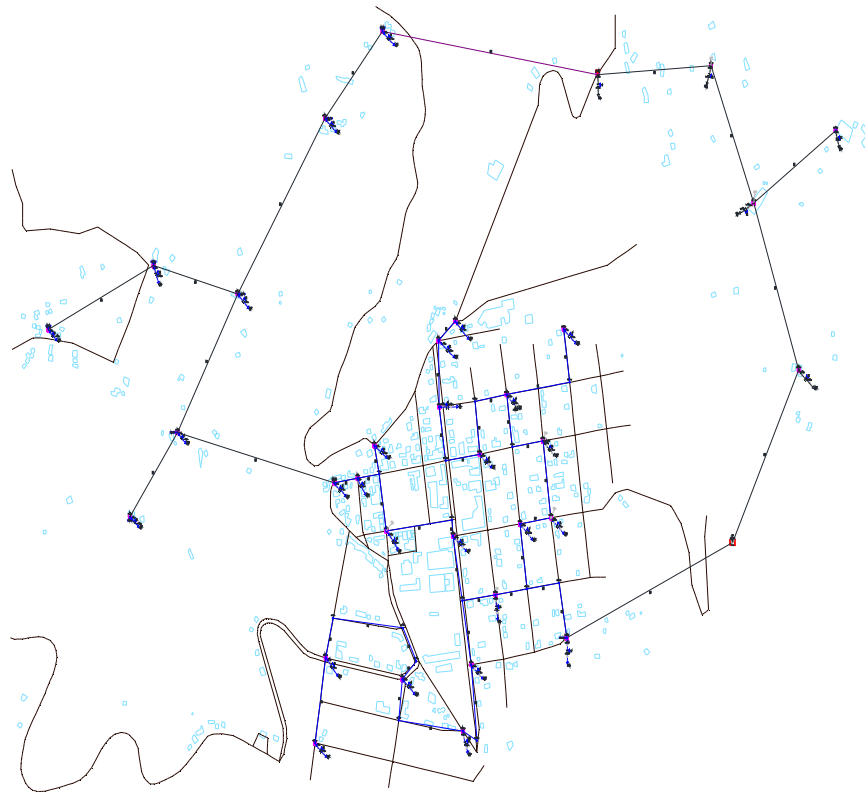


Figura 4. Despliegue de una red de distribución urbano - rural Cymdist.

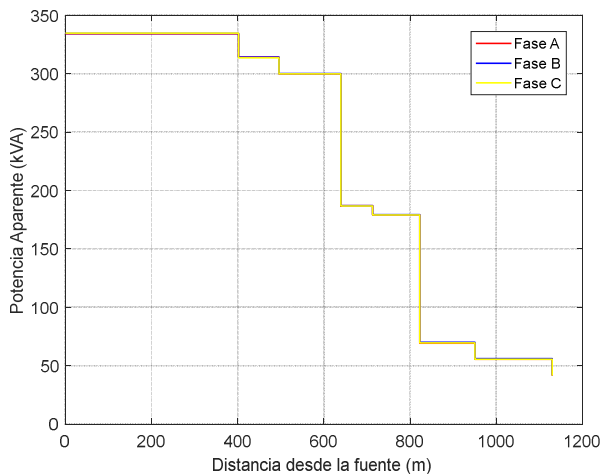


Figura 5. Perfil de potencia aparente de la red de distribución sin resiliencia.

En la figura 5, se aprecia el perfil de potencia aparente presente en cada fase a lo largo de todo el recorrido del sistema; debido a que el sistema está compuesto por una

Zona Urbana y una periférica Rural es común observar la pérdida de potencia en los puntos más alejado de la subestación. Esta gráfica es de importancia a la hora de elegir la capacidad de cada transformador y considerar la expansión de la red de distribución eléctrica.

El modelo resiliente de red de distribución eléctrica se aplica a una red desplegada, debido a la consideración del perfil de voltaje existente en la red. En el análisis resiliente de la red de distribución no solo se piensa en el perfil de tensión del nodo candidato, también se asigna un peso a la menor distancia de conexión. De tal manera que el sistema se vuelve a desplegar con los nodos que no han sido afectados por el evento catastrófico y con los nodos afectados, generando un único enlace de conexión.

La resiliencia de la red se la realiza bajo la misma función objetivo del planteamiento del problema, ya que se considera un problema de óptimo enrutamiento de la línea resiliente como se observa de la figura 6. Una vez analizado el perfil de voltaje en el nodo más alejado del sistema y por condiciones topográficas del mapa, se

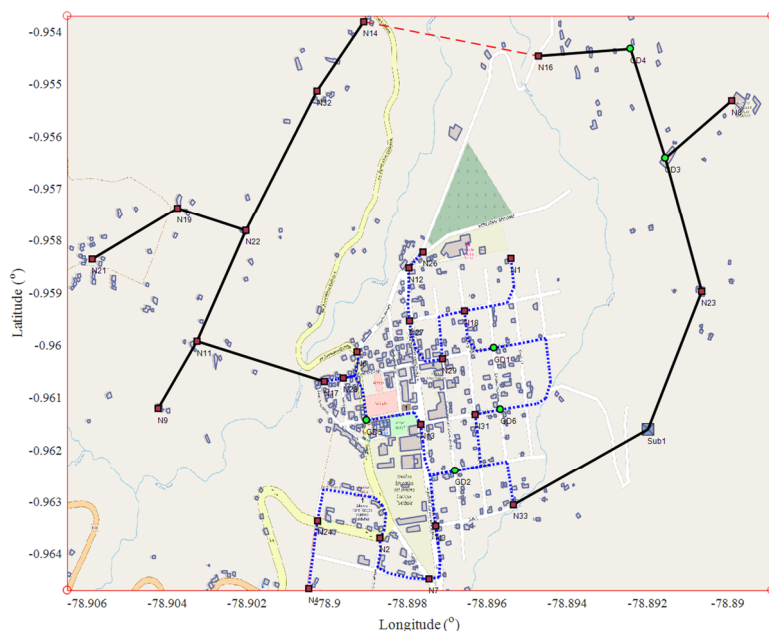


Figura 6. Despliegue de la red de distribución urbano - rural posterior al evento.

determinó la interconexión entre el nodo 14 y el nodo 16 como media resiliente del sistema en caso de la existencia de un evento climático extremo.

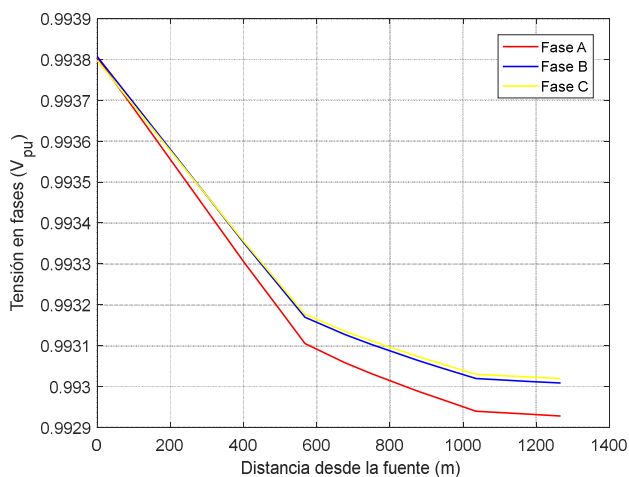


Figura 7. Perfil de tensión de la red de distribución con resiliencia.

Como se aprecia en la figura 8, de existir tal eventualidad, dejaría sin conexión al nodo 23, dejando sin servicio a los usuarios del tramo comprendido entre

el nodo 23 hasta el nodo 16. Cabe destacar que el modelo de subestación presentada en este documento es un nodo infinito representativo de la red existente. El perfil de voltaje del nuevo sistema de distribución que se observa en la figura 7, se extiende en distancia con relación a la fuente por la reconfiguración del sistema de distribución por la presencia de la línea resiliente que conecta el nodo 14 con el nodo 16, siendo ahora el nodo 23 el punto más alejado de la red pues se ubica a una distancia de 1266 m y su nivel de tensión es de 22,8 kV.

Con el aumento de carga en uno de los tramos del sistema y la adición de una línea resiliente, que garantiza el continuo abastecimiento de energía a todos los usuarios del escenario, se puede observar que los niveles de potencia aparente disminuyen a los 678 metro de la fuente, y cae de 320 kVA a 113 kVA, como se ve en la figura 9. Debido a que la red de distribución se abastece por un único alimentador desde la subestación hacia el usuario final ubicado en el punto más alejado de la red, que en este caso es el nodo 23 como se contempla en la figura 8, durante el evento el sistema cambia de estado rápidamente, pasando de normal a emergente y extremo sucesivamente; para garantizar el continuo abastecimiento de suministro de energía.

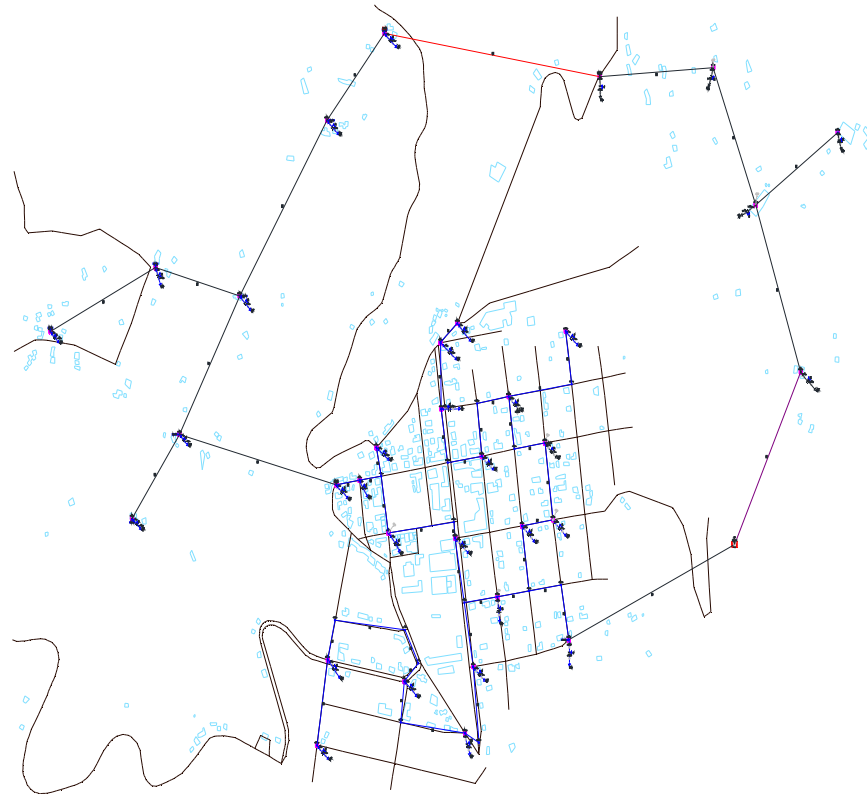


Figura 8. Despliegue de la red de distribución urbano - rural posterior al evento en Cymdist.

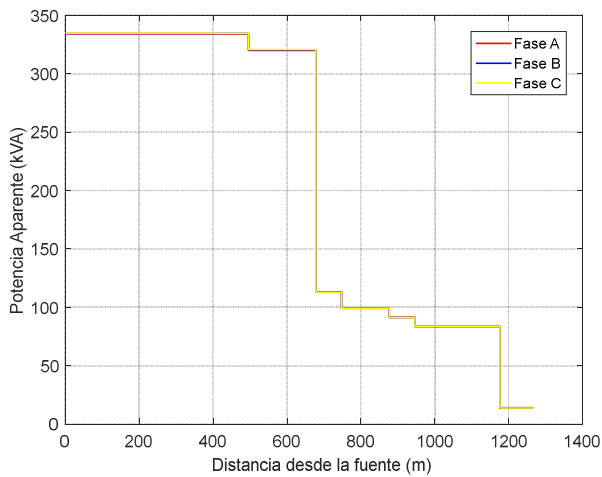


Figura 9. Perfil de potencia aparente de la red de distribución con resiliencia.

En la tabla 4, se pone a consideración los valores de la carga tanto rural como urbana vistos desde la subestación, para el posterior análisis de las pérdidas del sistema, debido a que la red resiliente es temporal estos

valores no afectan al diseño del sistema.

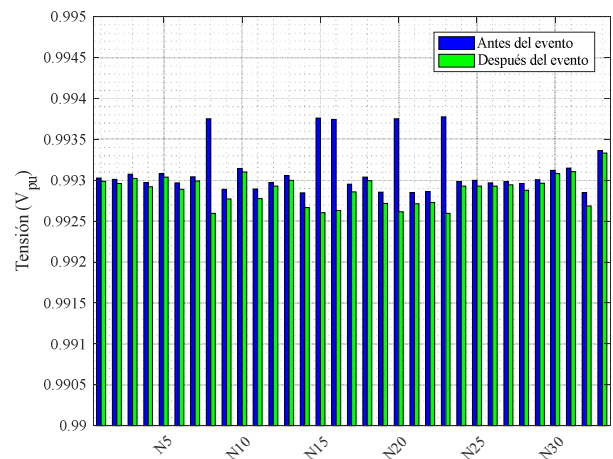


Figura 10. Perfil de voltaje por cada nodo de la red de distribución.

Como punto final, se realiza un análisis comparativo del perfil de voltaje existente en cada nodo antes y después del evento catastrófico, con la finalidad de

garantizar la eficiente resiliencia de la red de distribución eléctrica, reduciendo el porcentaje de energía no suministrada durante el evento y el continuo suministro de energía, de tal manera que cada usuario no se vea afectado con cortes de energía en largos periodos de tiempo. El tramo que comprende los nodos 23, 15, 8, 20, 16, antes del evento, presenta voltajes superiores al resto de los nodos como se aprecia en la figura 10, debido a su cercanía con la subestación y la existencia de un alimentador individual que suministra energía a estos nodos; posterior al evento catastrófico, el perfil de voltaje de dichos nodos presenta una reducción del 0.00116 % respecto a la condición normal del sistema, demostrando la eficiencia y robustez del modelo planteado en el presente trabajo.

Tabla 4. Potencia Aparente, Activa y Perdidas del Sistema

	Carga total		Pérdidas totales	
	kVA	kW	kVA	kW
Estado normal	1003,41	932,31	46,81	17,03
Estado emergente	942,27	878,64	43,58	15,61
Estado extremo	1003,43	932,4	46,96	17,13

5. Conclusiones

El análisis realizado permitió al modelo implementar los costos de implantación del sistema mejorando la eficiencia y robustez de la red de distribución tomando en cuenta las variables de decisión para el despliegue de la red de distribución urbano y rural. Además, el modelo desarrollado permite la inclusión de restricciones explícitas de radialidad y caída de voltaje en su planteamiento, con líneas individuales cargadas uniformemente. Los resultados demostraron que el modelo resiliente de red de distribución, además de optimizar los costos de implantación, también refuerza el sistema mediante la línea resiliente, garantizando el suministro de energía, reduciendo el nivel de energía no suministrada y su pronta respuesta de recuperación posterior a un evento extremo.

Se determinó que el porcentaje de usuarios afectados por el evento catastrófico es del 6,09%, siendo un porcentaje pequeño en relación al total del sistema. El porcentaje de pérdidas técnicas del sistema no supera el 1,82 %, valor que está dentro de los parámetros expuestos en el planteamiento del problema.

El modelo planteado deja abierto a temas de investigación referidos a la implementación de la arquitectura de una micro red de emergencia a nivel de distribución que incorpore generación distribuida como bancos de baterías las cuales alimenten a las subestaciones primarias más afectadas a causa de un evento climático extremo con la finalidad de reducir los niveles de energía no suministrada por parte del sistema, además de la afectación aguas arriba, a niveles de sistemas de transmisión.

6. Referencias

- [1] I. T. H. E. Resilience, "The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?," no. April, 2015.
- [2] M. Panteli, P. Mancarella, and S. Member, "Modeling and Evaluating the Resilience of Critical Electrical Power Infrastructure to Extreme Weather Events," pp. 1–10, 2015.
- [3] Y. Wang, C. Chen, J. Wang, and R. Baldick, "Research on Resilience of Power Systems under Natural Disasters - A Review," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 1604–1613, 2016.
- [4] H. You, V. Vittal, and Z. Yang, "Self-Healing in Power Systems: An Approach Using Islanding and Rate of Frequency Decline Based Load Shedding," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 12, pp. 62–62, 2002.
- [5] D. H. Kim, D. A. Eisenberg, Y. H. Chun, and J. Park, "Network topology and resilience analysis of South Korean power grid," *Phys. A Stat. Mech. its Appl.*, vol. 465, pp. 13–24, 2017.
- [6] Y. Tang and R. Ayyanar, "Methodology of Automated Protection Analysis for Large Distribution Feeders With High Penetration of Photovoltaic Systems," *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–9, 2017.
- [7] S. Huang and V. Dinavahi, "Fast distribution network reconfiguration with graph theory," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 13, pp. 3286–3295, 2018.
- [8] C. Zhang, H. Chen, H. Ngan, P. Yang, and D. Hua, "A Mixed Interval Power Flow Analysis under Rectangular and Polar Coordinate System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 1422–1429, 2017.
- [9] S. Kim and T. J. Overbye, "Mixed power flow analysis using AC and DC models," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, no. 10, p. 1053, 2012.
- [10] S. Kim and T. J. Overbye, "Hybrid power flow analysis: Combination of AC and DC models," *2011 IEEE Power Energy Conf. Illinois, PECE 2011*, pp. 11–14, 2011.
- [11] J. Najafi, A. Peiravi, and J. M. Guerrero, "Power distribution system improvement planning under hurricanes based on a new resilience index," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 39, no. April, pp. 592–604, 2018.
- [12] M. Mansfield and R. Economist, "Hurricane Sandy Multi-State Outage & Restoration Report," pp. 1–23, 2013.
- [13] D. M. Ward, "The effect of weather on grid systems and the

- reliability of electricity supply,” pp. 103–113, 2013.
- [14] E. Office and P. August, “ECONOMIC BENEFITS OF INCREASING ELECTRIC GRID RESILIENCE TO Executive Office of the President,” no. August, 2013.
- [15] R. J. Campbell, “Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency,” 2012.
- [16] B. Oral and F. Dönmez, “The Impacts of Natural Disasters on Power Systems: Anatomy of The Impacts of Natural Disasters on Power Systems: Anatomy of the Marmara Earthquake Blackout,” no. July 2010, 2014.
- [17] C. Henríquez, “Resiliencia Urbana,” *Camino a Ciudad. Sustentables. Aportes desde la Investig. a las políticas públicas urbanas en Chile*, pp. 73–79, 2018.
- [18] L. Systems, “Operating under stress and strain,” no. March, 1978.
- [19] W. Lu, Y. Bésanger, E. Zamaï, and D. Radu, “Blackouts : Description , Analysis and Classification,” pp. 429–434, 2006.
- [20] W. Yuan, J. Wang, S. Member, F. Qiu, C. Chen, C. Kang, S. Member, and B. Zeng, “Robust Optimization-Based Resilient Distribution Network Planning Against Natural Disasters,” vol. 7, no. 6, pp. 2817–2826, 2016.
- [21] B. Zeng and L. Zhao, “Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method,” *Oper. Res. Lett.*, vol. 41, no. 5, pp. 457–461, 2013.
- [22] F. Ren, T. Zhao, J. Jiao, and Y. Hu, “Resilience Optimization for Complex Engineered Systems Based on the Multi-Dimensional Resilience Concept,” *IEEE Access*, vol. 5, pp. 19352–19362, 2017.
- [23] R. Nateghi, “Multi-Dimensional Infrastructure Resilience Modeling: An Application to Hurricane-Prone Electric Power Distribution Systems,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13478–13489, 2018.
- [24] Z. Bo and E. Hobson, “Urban underground network expansion planning,” vol. 144, no. 2, 1997.
- [25] T. Amraee and H. Saberi, “Controlled islanding using transmission switching and load shedding for enhancing power grid resilience,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 135–143, 2017.
- [26] M. Mosbah, S. Arif, R. D. Mohammedi, A. Hellal, and A. O. Function, “Optimum Dynamic Distribution Network Reconfiguration using Minimum Spanning Tree Algorithm,” 2017.
- [27] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Aminifar, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, “Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience,” *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1310, 2017.
- [28] W. Pavón, E. Inga, and S. Simani, “Optimal Routing an Ungrounded Electrical Distribution System Based on Heuristic Method with Micro Grids Integration,” *Sustainability*, vol. 11, no. 6, 2019.
- [29] V. Dumbrava, C. Lazaroiu, C. Roscia, and D. Zaninelli, “Expansion planning and reliability evaluation of distribution networks by heuristic algorithms,” 2011.
- [30] Y. Hu, Z. Chang, and L. Sun, “Analysis of the Shortest Repaired Path of Distribution Network Based on Dijkstra Algorithm,” pp. 73–76, 2009.
- [31] G. Celli, E. Ghiani, S. Mocci, and F. Pilo, “A Multiobjective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation,” vol. 20, no. 2, pp. 750–757, 2005.
- [32] M. Brazil, M. Volz, M. Zachariassen, C. Ras, and D. Thomas, “Computational Geometry : Theory and Applications New pruning rules for the Steiner tree problem and 2-connected Steiner network problem,” *Comput. Geom. Theory Appl.*, vol. 78, pp. 37–49, 2019.
- [33] X. Han, J. Liu, D. Liu, Q. Liao, J. Hu, Y. Yang, and A. Steiner, “Distribution Network Planning Study with Distributed Generation Based on Steiner Tree Model,” vol. 1, pp. 2–6, 2014.
- [34] A. K. Kiefner, “Minimizing path lengths in rectilinear Steiner minimum trees with fixed topology,” *Oper. Res. Lett.*, vol. 44, no. 6, pp. 835–838, 2016.
- [35] E. Herrera Cisneros and E. Inga Ortega, “Planeación óptima de redes de distribución eléctrica aérea usando métodos heurísticos y procesos de simulación,” 2018.
- [36] M. R. Haghifam and M. Shahabi, “Optimal location and sizing of HV / MV substations in uncertainty load environment using genetic algorithm,” vol. 63, 2002.