



Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía en redes eléctricas de distribución georreferenciadas

Optimal location of energy storage systems in georeferenced power distribution system

Jorge Paúl Muñoz ^{1*}, Miguel Campaña ²

¹ Carrera de Ingeniería Eléctrica - Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

² Grupo de Investigación GIREI, Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

*Autor de correspondencia: jmunoz@ups.edu.ec

RESUMEN— En la actualidad, el sector energético global está ligado a políticas ambientales bajas en carbono y eficiente uso de la energía con el desarrollo de nuevas tecnologías; es así que, la generación distribuida y sistemas de almacenamiento han ganado relevancia y se han integrado a la red eléctrica. El presente artículo propone una heurística para ubicar sistemas de almacenamiento de energía (SAE) asociados a generación distribuida en redes eléctricas georreferenciadas; la principal contribución y objetivo de la investigación radica en utilizar las características intrínsecas de la red como sus distancias, geolocalización de usuarios y sitios candidatos para instalar SAE que permiten minimizar caídas de voltaje y pérdidas de potencia. El problema de optimización se resuelve utilizando el algoritmo de búsqueda exhaustiva (*Brute Force*) y se valida en un escenario de la ciudad de Pamplona - España. Adicionalmente, se detallan las diferentes tecnologías de SAE y ventajas técnicas que están brindan a las redes eléctricas; así como diferentes métodos relacionados al dimensionamiento y emplazamiento de estos sistemas.

Palabras clave— *Generación distribuida, Planificación de almacenamiento de energía, Optimización heurística, Ubicación óptima georreferenciada, Red de distribución de energía.*

ABSTRACT— Recently, the global energy sector is linked to low carbon environmental policies and efficient use of energy with the development of new technologies. Distributed generation and energy storage systems (ESS) have gained relevance and they have integrated into the grid. This paper proposes a heuristic to placement EES associated with distributed generation in georeferenced power distribution system; The major contribution and objective of the study is based on the use of grid's intrinsic characteristics such as: distances, geolocation of users and candidate sites to install EES that allow minimizing voltage drops and power losses. The optimization problem is solved using the Brute Force algorithms and is validated in a scenario of Pamplona city, Spain. Additionally, the different SAE technologies and technical advantages that are provided to the electric networks are detailed; as well as different methods related to the sizing and placement of these systems.

Keywords— *Distributed power generation, Energy storage planning, Heuristic optimization, Optimal georeferenced siting, Power distribution system.*

1. Introducción

El desarrollo de las actividades económicas y productivas de las sociedades a través de las últimas décadas, así como, el avance tecnológico a nivel industrial, economías de escala y crecimiento demográfico, presente en los países, hacen que sean necesarios cada vez mayores requerimientos energéticos; la principal problemática del modelo económico adoptado por las naciones está relacionado al uso de

recursos naturales de origen fósil y no renovable como el petróleo que con el paso de los años ha presentado consecuencias a nivel ambiental [1].

Entidades como la Organización de Naciones Unidas (ONU) y Unión Europea (UE) han mostrado su preocupación sobre esta temática a través del establecimiento de acuerdos (COP21 y Acuerdo de París 2019), protocolos y mecanismos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, así como, el

planteamiento de metas para garantizar la conservación de los recursos para las actuales y especialmente las futuras generaciones (Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS) [2]. El sector energético, según la ONU, es uno de los factores que contribuye al cambio climático y representa el 60% de todas las emisiones globales de gases de efecto invernadero debido al crecimiento de las ciudades y especialmente, el consumo doméstico y comercial de energía que después del sector transporte, es la segunda área de uso de energía que más rápidamente ha crecido en la última década por la falta del uso eficiente de los recursos. Fundamentados en la problemática anterior; para el año 2030, los ODS 7, 11 y 12, plantean metas que permitan garantizar el acceso a la energía, haciendo un uso eficiente de la misma y basada en una producción y consumo racional de los recursos, permitirán a futuro planificar ciudades y comunidades inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles [3]–[6].

Actualmente, la rápida urbanización y crecimiento de las urbes, deben responder a criterios de planificación sobre los recursos energéticos, la generación eléctrica de forma concentrada o distribuida con recursos renovables y no convencionales como la energía solar fotovoltaica, eólica y biocombustibles, así también, los sistemas de almacenamiento de energía, son las opciones más viables para impulsar los ODS y la economía de un país al diversificar su matriz energética [7], [8].

Las redes eléctricas a futuro, están direccionándose a ser más gestionables (Smart Grid) con el avance en tecnologías de medición, control y comunicación conjuntamente con generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía (SAE); la ubicación de estos últimos, deben responder a criterios técnicos y económicos que permitan encontrar la localización adecuada y aprovechar las ventajas técnicas que añaden a una red; entre estas se destacan la flexibilidad y seguridad que le da a la red de distribución como soporte para gestionar la demanda, por ejemplo, en países donde se tienen dos pagos por el servicio de energía eléctrica (demanda y potencia punta) los SAE reducen estos rubros, reducción de la demanda punta y generación convencional ya que pueden guardar energía en periodos donde la demanda es baja y luego usar lo almacenado durante periodos con incremento de demanda [9]–[11].

Adicionalmente, es importante destacar que los SAE permiten mejorar la calidad de servicio suavizando fluctuaciones cortas causadas por cambios de carga o pequeñas interrupciones, en el caso de indisponibilidad de una unidad de generación o líneas de transmisión, los SAE pueden actuar como una fuente que proporciona

energía a la red para evitar interrupciones. Así también, permite integrar a la red los sistemas de generación de energía eléctrica con recurso no renovables como la radiación solar y el viento que su principal desventaja es la intermitencia y nulo control que se tiene sobre los mismos, haciéndolos más gestionables y rentables [12]–[15]. La ubicación de SAE debe responder a criterios técnicos y económicos que permitan tomar la mejor opción de localización dentro de una red, uno de estos criterios es la minimización de pérdidas de potencia y caída de voltaje desde el punto en el cual está colocado el SAE hasta los usuarios; con mayor detalle, se mencionan en la sección III algunos criterios considerados en otras investigaciones sobre la temática [16].

El presente artículo busca desplegar sistemas de almacenamiento de energía SAE asociado a generación distribuida minimizando la caída de voltaje y pérdidas de potencia en una red de distribución georreferenciada.

Este artículo se organiza de la siguiente manera. La sección II presenta un detalle de las principales características de SAE y los más empleados en redes eléctricas. La sección III se describe una revisión de las investigaciones existentes sobre la temática. En la sección IV se traza el problema y su planteamiento matemático y los resultados obtenidos del modelo se los analizan en la sección V y finalmente, en la sección VI se presentan algunas conclusiones producto de la investigación y futuros trabajos.

2. Tecnologías de almacenamiento en redes eléctricas

Existen varias tecnologías de SAE en redes de energía eléctrica, entre ellas se incluye a las centrales de bombeo hidráulico, aire comprimido, hidrógeno, volantes de inercia, almacenamiento magnético con superconducción, supercondensadores o ultracondensadores y baterías de estado sólido; estas tecnologías son muy populares y se utilizan para diversas aplicaciones en los sistemas de energía dependiendo del nivel de potencia o densidad de energía que se requiera [17], [18]. En sistemas de distribución, micro-redes y sistemas de generación autónomos (solar o eólico) la utilización de SAE configurados con bancos de baterías (BESS del inglés *Battery Energy Storage System*) es la opción más frecuente y viable en función de los costos y madurez de la tecnología [19] como se destaca en la Figura 1

Actualmente, en el mercado se encuentran diferentes tecnologías de BESS como: baterías de ion-litio, sulfuro de sodio, plomo ácido y baterías de gel y su aplicación depende de las características en cuanto a tiempo de operación, rendimiento, ciclos de carga-descarga y mantenimiento [20]. Las más utilizadas han sido las de

plomo ácido e Ion-litio; estas últimas trabajan en periodos más extensos ya que tienen más ciclos de carga-descarga, sin embargo, las baterías de plomo ácido son más utilizadas en sistemas aislados de red por la madurez de la tecnología y costos competitivos en el mercado [21].

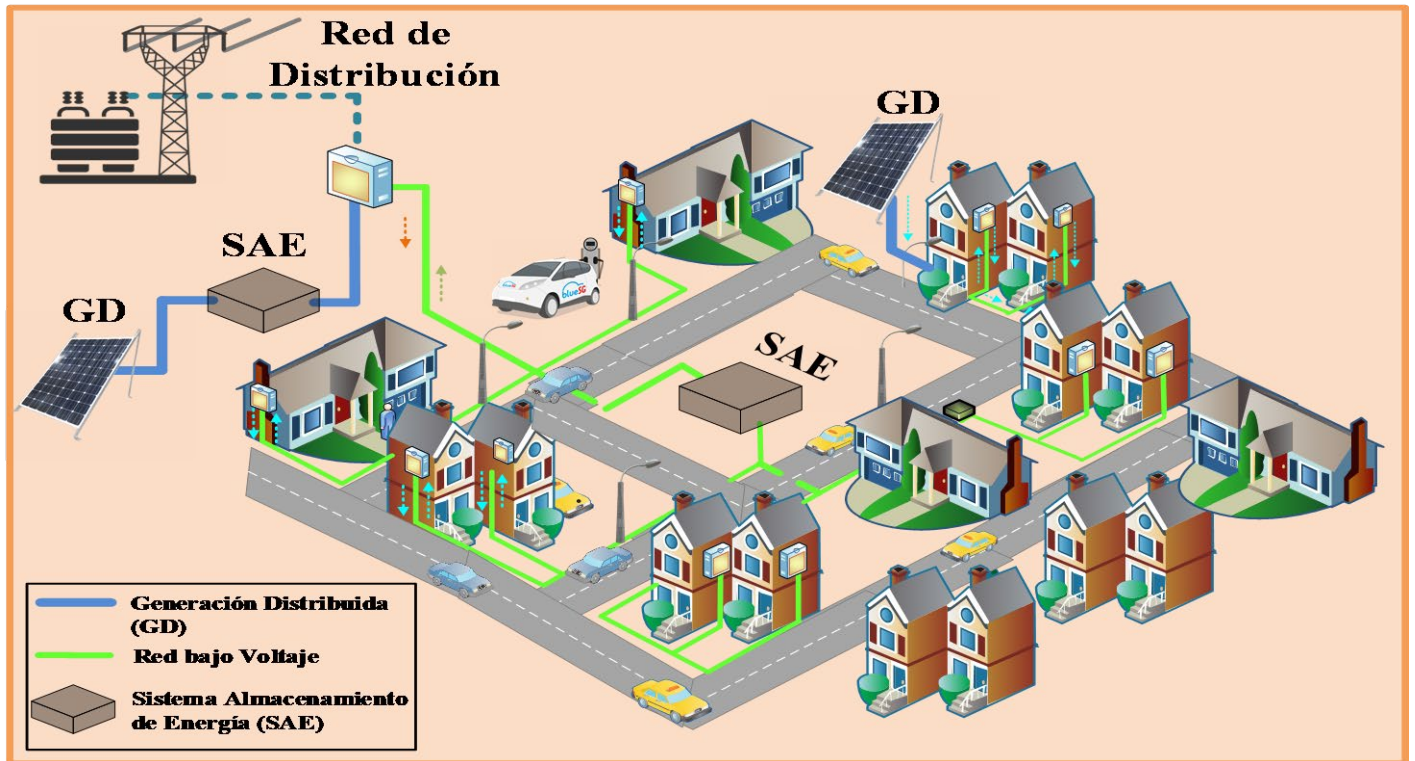


Figura 1. Sistema de distribución con localización georreferenciada de sistemas de almacenamiento. Fuente Autor.

3. Planificación y ubicación de sistemas de almacenamiento de energía sae en redes eléctricas

La revisión del estado del arte da cuenta que la localización y dimensionamiento de los SAE responde a criterios de optimización de una o varias variables que intervienen en el sistema, entre estas se analiza parámetros técnicos como perfiles y regulación de voltaje, reducción de pérdidas en la red, impedancia de la red (relación R/X), factor de carga, ciclo de vida de los SAE, repuesta a la demanda, así como criterios económicos con el costo anual, el valor presente neto del sistema, su costo nivelado de energía (LCOE) y el costo del ciclo de vida, son algunas de las formas efectivas de reducir los costos y justificar los altos costos de inversión de estos elementos [22]. Entre las técnicas más utilizadas se tiene Algoritmos de optimización de enjambre de

partículas (PSO), Algoritmo evolutivo de optimización de enjambre de partículas (E-PSO), Algoritmo genético (GA) aleatorio, Algoritmo de colonia de abejas artificiales (ABC), Modelo de programación lineal (LP) Modelo de programación lineal de enteros mixtos (MILP), simulación del Monte Carlo, agrupación y análisis de sensibilidad [23]–[25].

A continuación, se destacan artículos relacionados con el dimensionado y ubicación de los SAE en redes eléctricas mencionando las variables que intervienen y los principales aportes a la temática en análisis.

En [26], se analiza la incorporación de SAE conjuntamente con la demanda de edificios y vehículos eléctricos a los cuales los considera como una demanda flexible y gestionable, el modelo lo resuelven con programación Lineal Entera mixta (MILP) aplicada a un escenario en Finlandia que da como resultado el ahorro

en la facturación de los usuarios y una reducción del consumo.

En [27] se presenta un modelo de participación en el mercado diario y en tiempo real de una planta virtual de energía (VPP del inglés *Virtual Power Plant*) formada por generación no convencional y sistemas de almacenamiento de energía para maximizar las ganancias y participación en el mercado de la VPP, el modelo ubica las VPP estratégicamente utilizando optimización difusa por la aleatoriedad del recurso.

En [23] se propone la integración de SAE en un sistema comunitario residencial con generación fotovoltaica, la ubicación de los mismos se realiza minimizando las pérdidas anuales de energía considerando el criterio de centro de gravedad y un despacho por hora para lograr un factor de carga anual deseado, el modelo se prueba en un sistema de 19 buses y observando la reducción del costo anual de energía comprada, pérdidas de potencia en la red y mejorando el factor de carga.

En [28] se busca la capacidad y ubicación de los SAE en redes de distribución con alta inmersión de energía solar con el objetivo de mejorar la regulación de voltaje la red considerando la matriz de impedancias del sistema y la relación R/X de la red, optimizando la cantidad de potencia activa y reactiva intercambiada por el SAE y la red.

La principal contribución de [29] son estrategias para el control de potencia y gestión de energía en una microred reduciendo la energía generada y las pérdidas de mejorando así la eficiencia de todo el sistema minimizando los costos operativos. Considera un algoritmo evolutivo para controlar los componentes de la microred y almacenamiento de energía.

En [30] se propone un método de optimización de ubicación y dimensionamiento del BESS en función de la respuesta a la demanda considerando costos asociados al ciclo de vida, los ingresos por desplazamiento de carga y la disminución de pérdidas mediante algoritmo genético.

Es necesario mencionar que de los artículos revisados ninguno incluye criterios de georreferenciación como una de las variables adicionales para ubicación de los SAE en redes eléctricas.

4. Metodología y formulación del problema

El presente artículo es de categoría básica debido a su naturaleza experimental empleando procesos de

simulación. Tiene un enfoque cuantitativo, puesto que, se busca determinar la ubicación óptima de SAE además minimizar la variación de voltaje desde el nodo de conexión hasta el primario del transformador de distribución más alejado. Para ello el modelo propone una metodología exploratoria, basado en búsqueda exhaustiva, en la cual, se aplica procesos iterativos para determinar la topología factible a implementar en el caso real de estudio. En el presente artículo, se ha utilizado como escenario la localidad de Pamplona, España con un área de estudio aproximado de 1.33 km^2 .

La metodología propuesta advierte la necesidad de generar un algoritmo iterativo sujeto a condiciones iniciales mediante la observación de restricciones reales en cada caso de estudio tales como, número de segmentaciones, calibre del conductor, y demanda en kVA aleatoria bajo distribución normalizada.

Tabla 1. Notaciones y Variables

Nomenclatura	Descripción
β	Coordenadas de intersecciones.
α	Coordenadas de transformadores.
$A_{(n)}$	Area de estudio
ζ	Vector unión de intersecciones y transformadores.
ξ	Vector usuarios por cada grupo.
kVA_km	Vector de potencia soportada por el conductor por cada kilómetro.
δ	Data georreferenciada del área de estudio
γ	Matriz de conectividad
G	Matriz de distancias en (km)
Go	Matriz auxiliar de distancias (km)
rows	Variable extraer filas ID de Υ
col	Variable extraer columna ID de Υ
ϕ	Índices de topología sobre calles
σ	Índices de transformadores
ψ	# clústeres
Idx	Índices de cada agrupación
mdxy	Centro de masa de cada clúster
ρ	Posición óptima de generación distribuida
TR	Ruta de ρ hacia α de cada clúster
D	Distancia total de cada clúster
matriz	Trazabilidad red primaria de ρ hacia cada α
trayectoria	Topología de potencias nodales de la red primaria
Δd	Variable de distancia

ΔV	Variable de caída de voltaje en %
C	Costo por cada Kilómetro de conductor

El presente artículo pretende determinar el lugar óptimo para emplazar SAE como alternativa para mejorar los perfiles de voltaje logrando proveer a la demanda de la potencia requerida garantizando continuidad de servicio eléctrico. El lugar seleccionado por la heurística para emplazar SAE estará determinado por el centro de masa del conjunto de transformadores pertenecientes a cada clúster. Una vez emplazado SAE se procede a determinar, mediante un proceso exploratorio, la ruta óptima para poder energizar los primarios de los transformadores de distribución que sirven a los usuarios finales.

Al ser la mínima ruta de expansión desde SAE hacia los primarios de los transformadores de distribución aquella topología garantizará reducir la variación de voltaje permitiéndonos reducir el calibre del conductor para transferir la máxima potencia a los usuarios finales, por lo tanto, la presente investigación no solo permitirá planificar el emplazamiento de SAE, sino que además permitirá minimizar y evaluar la variación de voltaje permitiendo al usuario de la heurística propuesta, tomar decisiones confiables.

Existe n transformadores de distribución (α) distribuidos en un área georreferenciada A , $A(n)$. El modelo conoce la topología del área de estudio δ y con ello las intersecciones β definidas en una matriz de conectividad γ , las cuales, permitirá mediante un árbol de mínima expansión determinar la mínima ruta que permitirá relacionar los primarios de los transformadores de distribución con SAE. Al agrupar transformadores de distribución considerando su cercanía se consigue brindar servicio a un grupo de usuarios ξ , tal que, permita minimizar la longitud total del conductor que energizará los primarios de los transformadores de distribución desde SAE. Con el algoritmo 1 óptimo despliegue de sistemas de acumulación de energía (ODSAE) se expone la metodología para el emplazamiento de SAE, enrutamiento y verificación de variables de interés como i) variación de voltaje y ii) distancias acumuladas de cada sistema radial encontrado por el modelo. El número de sistemas radiales existentes en el área de estudio dependerá de ψ quienes a su vez deberán ser definidos por el evaluador indicando el número de usuarios aproximados deseado por cada agrupación, es decir, si de 32 transformadores de distribución emplazados desea

agrupar en 8 usuarios aproximadamente por cada clúster se debe determinar el cociente entre el número de transformadores distribuidos y el número de usuarios por grupo. En la Tabla 1 se expone un sumario indicando la definición de cada variable empleada en el presente artículo.

Algoritmo 1 ODSAE – Óptimo Despliegue SAE.

Paso 1: Variables

$$\zeta = [\beta \ \alpha]$$

Paso 2: Leer OSM

$$\delta = \text{openstreetmap}('belosa.osm')$$

Paso 3: Matriz de Conectividad

$$Y = \text{extraer_matriz}(\delta)$$

$$G = \text{zeros}(\text{longitud}(\gamma))$$

For $i \leftarrow \text{longitud}(\gamma)$

For $j \leftarrow \text{longitud}(\gamma)$

$$G(i,j) = \text{haversine}(\gamma_i, \gamma_j) * \gamma_{i,j}$$

$$G(j,i) = \text{haversine}(\gamma_j, \gamma_i) * \gamma_{j,i}$$

Endfor

Endfor

$$Go \leftarrow G$$

Paso 4: Agrupación Transformadores

$$\text{rows} \leftarrow \text{any}(\gamma, 2); \text{col} \leftarrow \text{any}(\gamma, 1)$$

$$\text{índices} \leftarrow \text{rows.}' | \text{col}$$

$$\phi = \text{encontrar}(\text{índices} == 1)$$

$$\sigma = \phi(1:1:\text{longitud}(\beta))$$

$$\psi = \text{redondear}(\text{longitud}(\alpha) / \xi)$$

$$[\text{Idx} \ \text{mdxy}] = \text{kmedoids}([\zeta_{\sigma i}, \zeta_{\sigma j}], \psi)$$

$$\rho = \alpha(\text{mdxy})$$

Paso 5: Ruta Óptima Red Primaria 6.3 kV

For $k \leftarrow \text{longitud}(\gamma)$

$$\text{inicio} \leftarrow \rho(k)$$

$$\text{final} \leftarrow \alpha(\text{encontrar}(\text{Idx} == k))$$

$$[\text{TR} \ \text{D}] =$$

$$\text{shortestpathtree}(\text{Go}, \text{inicio}, \text{final})$$

For $l \leftarrow \text{longitud}(\text{TR})$

$$\text{temp} = \text{TR}\{l\}$$

For $h \leftarrow \text{longitud}(\text{temp})$

$$\text{matriz}(f,h) = \text{temp}(h)$$

Endfor

Endfor

$$\text{rows} = \text{any}(\text{matriz}, 2); \text{col} = \text{any}(\text{matriz}, 1)$$

$$\text{índices} = \text{rows.}' | \text{col}$$

$$\min \sum_{i,j}^{\alpha} \Delta V_{ij} * C + \min \sum_{i,j}^{\alpha} \Delta d_{ij} * C \quad (1)$$

Sujeto a:

$$\alpha_{ij} \in A_{(\rho)}, \forall \rho \in \mathbb{R}^+ \neq 0 \quad (2)$$

$$\xi \in A_{(\rho)}, \forall \xi \in \mathbb{R}^+ \geq 1 \quad (3)$$

$$\gamma \in A(\beta, \alpha), Y(\beta, \alpha) \in \gamma_{n \times n} \quad (4)$$

$$\Psi \geq 1, \forall \Psi \in \mathbb{R}^+ \text{ enteros} \quad (5)$$

$$\Delta d \geq 1, \in \Delta V\% \neq 0, \forall \Delta d \in \mathbb{R}^+ \neq 0 \quad (6)$$

$$d = 2R \operatorname{asin} \sqrt{\begin{matrix} \sin^2\left(\frac{\Delta lat}{2}\right) \\ + \cos(lat1) \cos(lat2) \\ + \sin^2\left(\frac{\Delta lon}{2}\right) \end{matrix}} \quad (7)$$

trayectoria(k) = γ (índices)

Endfor

Paso 6: Computo Caída de Voltaje

For m ← 1: longitud (trayectoria)

$\Delta d = \text{encontrar}(\text{Go}(\text{trayectoria}(m)))$

$\Delta V(m) \leftarrow (\text{trayectoria}(m) * \Delta d) / \text{kVA_km}$

Endfor

Paso 7: Tabular Información

La ecuación 1 representa la función objetivo, misma que, expresa minimizar la caída de voltaje y la reducción en km de la longitud total del conductor en la red primaria de distribución. Con la ecuación 2 se garantiza la nulidad de una coordenada en latitud y longitud, además, verifica la pertenencia de dicha coordenada al área de estudio. En la ecuación 3 se verifica que al menos exista un clúster de tal manera que se pueda dar paso a la creación de la red primaria de los transformadores de distribución. Las matrices de conectividad generadas en el modelo deben ser $n \times n$, es decir cuadrada, con la ecuación 4 se verifica lo expuesto. Para dar origen a una agrupación se debe garantizar que el cociente entre el número de usuarios y el número deseado aproximado de transformadores de distribución por grupo se un valor entero con la ecuación 5 se puede verificar. Con la ecuación 6 se expone que necesariamente debe existir una longitud diferente de cero para que existe caída de voltaje.

5. Análisis de resultados

En esta sección se presenta la discusión de los resultados obtenidos en los procesos de simulación durante la evaluación del modelo. El modelo es finito y aplicable a diferentes escenarios debido a su flexibilidad para adaptarse a nuevas condiciones. Con la tabla 2 se expone los parámetros de simulación con los que fue evaluado y validado la heurística propuesta. En la figura 1 se presenta el escenario inicial en el cual se desarrolla la evaluación del modelo propuesto en el presente artículo. Con la figura, se evidencia que el modelo necesariamente debe conocer la topología, el área geográfica y las relaciones nodales que existe mediante su matriz de conectividad.

Tabla 2. Óptima ubicación y dimensionamiento de generación distribuida y SAE.

Despliegue	Transformadores de distribución	32 unidades
	Área de Estudio	1.133 km^2
	Área geográfica	Urbano
	Ubicación de GD	Georreferenciado
Aplicación	Usuarios	Variable
	Demanda	Variable
	Tipo de Red	AC
	Nivel de Voltaje	6.8 kV

Además, en la figura 1 se puede apreciar que las trayectorias consideradas en el modelo son bidireccionales, de tal manera que, el modelo pueda elegir la mejor ruta en cada caso de estudio con el mayor número de opciones posibles; las líneas de color azul con sus respectivos pesos indican la dirección y longitud en kilómetros de la trazabilidad de la ruta. El escenario seleccionado es un área ubicada en España en la localidad de Belosa en la ciudad de Pamplona-Navarra.



Figura 1. Relación a nivel de trayectorias geolocalizadas y exposición gráfica de matriz de conectividad. Fuente Autores.

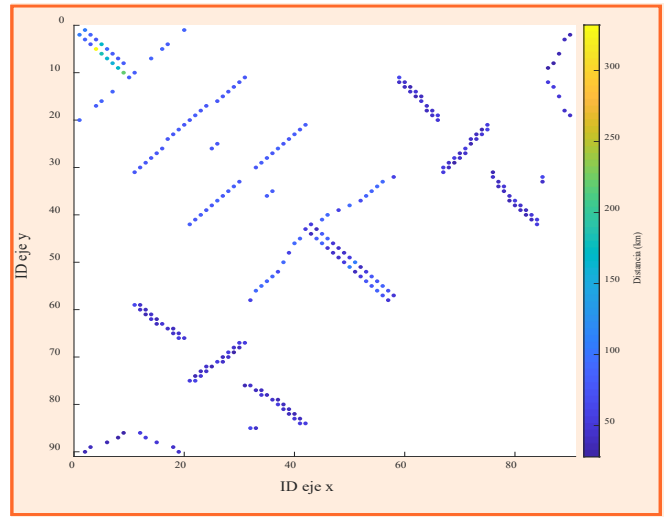


Figura 3. Matriz de adyacencia o de conectividad. Fuente Autores.

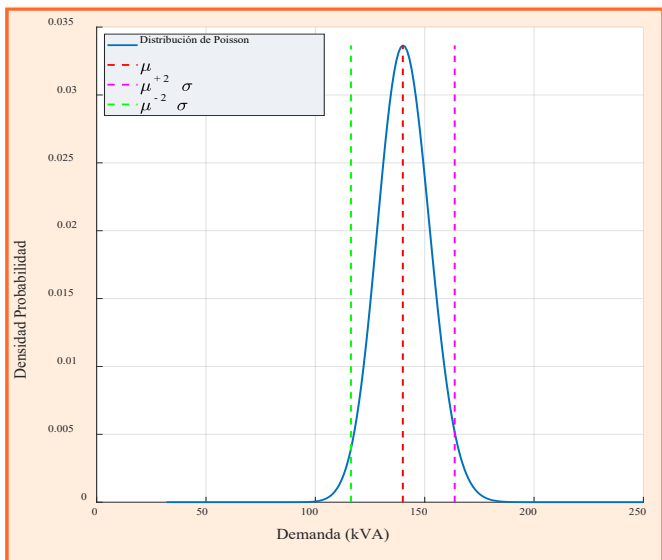


Figura 2. Asignación aleatoria de la demanda bajo distribución de Poisson. Fuente Autores.

La figura 2 ilustra la demanda emplazada en los transformadores de distribución. Es importante mencionar que esta demanda puede ser ajustada de manera arbitraria para cada escenario real en el que se desee evaluar al modelo. Los valores de potencia asignado a cada transformador oscilan entre 110 y 160kVA. Esta carga permitirá determinar la magnitud de caída de voltaje y en consecuencia permitirá dimensionar el conductor a emplearse en función de la variación de voltaje.

En la Figura 3 se expone la matriz de conectividad, la cual, revela la longitud existente entre cada nodo del escenario, además, podemos apreciar cómo se relacionan las intersecciones entre sí, es decir, la topología alcanzada como resultados necesariamente debe ajustarse a las trayectorias habilitadas en la figura 3. Otro detalle que se ilustra la figura 3 es la bidireccionalidad del trazado de las rutas y se verifica con la diagonal, puesto que, el lado superior es simétrico al inferior.

Tabla 3. Planeación de SAE

Max. # Usuarios	Cluster/Trafos	Conductor km	Potencia MVA
2	2	0.10	0.35
	2	0.09	0.42
	2	0.16	0.21
	3	0.24	0.29
	2	0.16	0.40
	1	0.00	0.16
	1	0.00	0.09
	2	0.19	0.29
	2	0.08	0.31
	2	0.15	0.30
	3	0.19	0.48
	2	0.17	0.12
	1	0.00	0.06
	4	0.38	0.53
1	0.00	0.23	
2	0.09	0.27	
4	4	0.32	0.52

	3	0.20	0.48
	4	0.38	0.53
	3	0.26	0.29
	4	0.34	0.62
	5	0.36	0.83
	5	0.56	0.77
	4	0.55	0.46
8	9	1.16	1.13
	10	1.47	1.57
	9	1.35	1.34
	4	0.55	0.44
16	14	2.33	2.02
	18	3.21	2.48
32	32	9.85	4.50

Con la tabla 3 se expone los resultados de la planeación bajo diferentes condiciones iniciales. En la columna 1 se considera el número de usuarios promedio requerido para definir las segmentaciones en que se dividirá el área de estudio. El número de SAE a emplazar dependerá el número de segmentaciones encontradas por el modelo. En consecuencia, la demanda que deberá satisfacer SAE es la sumatoria de las potencias parciales de los transformadores de distribución emplazados en el área de estudio. En la columna 2 se expone el número de transformadores de distribución pertenecientes a un mismo circuito y la longitud del vector de la columna 2 expresa el número de agrupaciones encontrada por el modelo. Es notorio apreciar, que a al aumentar la capacidad de agrupar transformadores el número de clústeres disminuye. Otro detalle que se desvela en la tabla 3 es la reducción de los clústeres cuando aumenta la potencia instalada requerida por cada SAE. En las columnas 3 y 4 de la tabla 3 se presenta la distancia total del conductor y potencia total requerida en cada agrupación. Por ejemplo, si nos ubicamos en la columna 2, fila 1 indica que existe 2 transformadores en esa agrupación y la longitud total del conductor a emplear es de 100 metros (columna 3, fila 1) y la potencia para satisfacer la demanda es de 350MVA (columna 4, fila 1). De manera similar se puede interpretar la Tabla 3 para todos los casos ensayados. Por lo tanto, el modelo ha demostrado ser práctico y confiable en cuanto a los resultados obtenidos y queda demostrada la funcionalidad de la heurística propuesta en esta investigación. La metodología aplicada para determinar

la variación de voltaje en el presente artículo se basa en el método de administración de electrificación rural con sus siglas en inglés REA. Este método permite estimar la demanda en función del número de usuarios asociados a los secundarios de los transformadores de distribución.

Es importante mencionar que cada método de cómputo para determinar la variación de voltaje puede ser ajustado a las diferentes realidades en las que se pretenda aplicar la metodología propuesta en el presente artículo. Con la figura 4 se ilustra la magnitud de variación de voltaje en función del calibre del conductor por cada clúster. Los kVA/m seleccionados para evaluar al modelo corresponde para redes de calibre 4, 2, 1/0, 2/0, 3/0 y 4/0 correspondiente a la leyenda de la Figura 4 de menor a mayor.

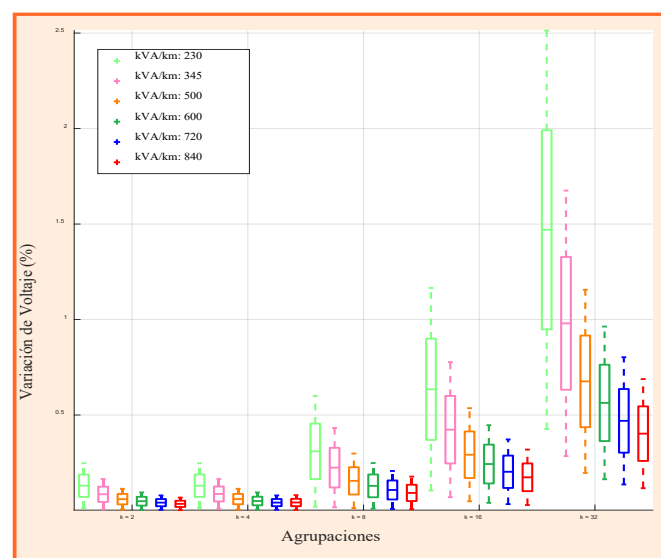


Figura 4. Variación de voltaje en función del calibre del conductor. Fuente Autores.

Por lo tanto, en la figura 4 se pueden apreciar 5 agrupaciones para un valor de k diferente en cada caso.

El valor de k representa el número de transformadores promedio a agrupar en cada clúster. Cuando k incrementa como se expone en la figura 4, se distingue que la magnitud de variación de voltaje total aumenta a medida que el número de usuarios paralelamente también lo hace y esto se explica, ya que, a medida que el número de usuarios a agrupar aumenta disminuye los clústeres resultantes y con ello, la potencia tiene una magnitud mayor, por lo que, dará como resultado un incremento sustancial en la caída de voltaje. Un detalle adicional de la figura 4 es que el calibre del conductor es una variable

fundamental para minimizar las variaciones de voltaje en cada primario de los transformadores de distribución. A medida que se incrementa el calibre del conductor la variación de voltaje disminuye, si se observa en la figura 4 cuando $k = 2$ la máxima caída de voltaje no supera el 0.25%, sin embargo, cuando $k = 32$ solo se dispone de 1 clúster, por lo tanto, la potencia total acumulada será la sumatoria de las demandas parcial del escenario, es decir, de los 32 transformadores de distribución emplazados, por lo que, la demanda será muy alta y técnicamente no será viable con conductores AWG 4, 2 y 1/0. Sin embargo, para $k = 32$ es técnicamente viable para calibres 2/0, 3/0 y 4/0 como se ilustra en la figura 2, puesto que, no se supera el 1% de caída de voltaje indicado en las normativas internacionales. En este punto, se puede mencionar que a medida que el calibre del conductor aumenta o disminuye su costo también lo hace y en esta investigación no se lo ha considerado.

La heurística propuesta es una herramienta versátil que permite seleccionar o decidir sobre el calibre del conductor que se debería emplear en cada caso de estudio, además, permite conocer la longitud real requerido para la implementación de SAE. Un detalle adicional que influye sobre la mejor topología para emplazar SAE es la tecnología y capacidad disponible, de tal manera que, el presente modelo puede ajustarse a las diferentes realidades y proporcionar múltiples opciones que permitirá sin lugar a duda al diseñador decidir sobre alguna u otra solución propuesta por el modelo.

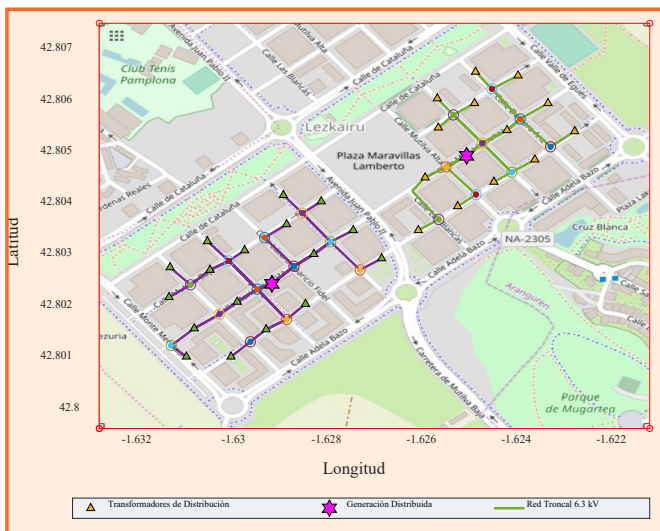


Figura 5. Óptimo despliegue georreferenciado de SAE para $k = 16$. Fuente Autores.

La figura 5 ilustra uno de los mejores posibles escenarios, es decir, la heurística proporciona soluciones globales a nivel de trayectoria (topología), sin embargo, por las múltiples variables de ingreso y criterios de diseño la solución óptima global lo será únicamente para cada caso específico respondiendo a las variables de ingreso (sección del conductor y número de usuarios aproximado por cada agrupación).

Por lo tanto, la solución es global para cada caso, sin embargo, la solución final estará sujeta a las prácticas de diseño de cada región.

Existe 5 soluciones posibles en cada valor de k , sin embargo, el costo del conductor será un parámetro fundamental para decidir en el precio final de SAE. Por lo tanto, de las 5 opciones que no supera el 1% de variación de voltaje el menos costoso es el de menor sección, que, para el caso es de AWG 2.

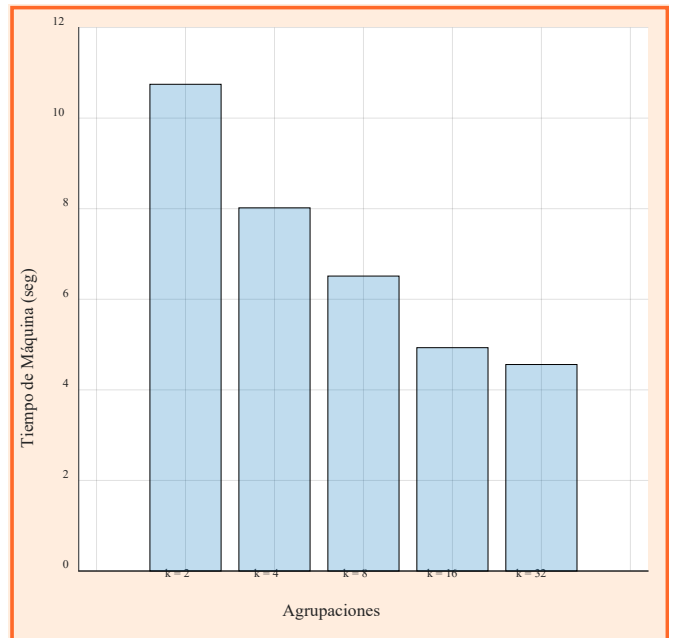


Figura 6. Rendimiento del algoritmo en función de la variación de segmentos. Fuente Autores.

En la figura 6 se ilustra el tiempo de máquina empleado por el ordenador para resolver cada uno de los casos ensayados en el presente artículo. El modelo fue evaluado en un ordenador Intel Core i7 con 8 RAM.

Se puede observar que a medida que el número de segmentaciones disminuye también lo hace el tiempo de máquina empleado para dar solución al problema.

Esto se debe porque, a mayor número de segmentaciones, existe mayor número de exploraciones posibles que debe ejecutar el ordenador, por lo tanto, cuando existe un único segmento las múltiples combinaciones son reducidas ya que el área está limitada por las trayectorias trazadas en el escenario estudiado.

Por lo tanto, el modelo ha demostrado ser flexible, versátil y finito y es capaz de dar solución al emplazamiento geolocalizado de SAE considerando variables de entrada reales. Adicionalmente, permite al diseñador tomar decisiones basándose en fundamentos técnicos y económicos.

6. Conclusiones

En el artículo se ha comprobado la eficacia de la heurística planteada, se ha determinado la ubicación óptima dentro de una red de distribución georreferenciada, en el escenario analizado, se puede evidenciar que, entre todas las posibles configuraciones de sitios factibles, conductores y carga aleatoria, la óptima se consigue con la mayor parte de usuarios conectados y con pérdidas en el orden de xxx%, dando valor agregado a la investigación con datos de usuarios y distancia geolocalizados.

En futuros trabajos se evaluará el modelo adicionando una variable de decisión asociada a los costos de inversión, mantenimiento y reemplazo, convirtiendo el modelo en un problema de optimización multiobjetivo.

REFERENCIAS

- [1] H. T. Marcondes dos Santos and J. A. Perrella Balestieri, "Spatial analysis of sustainable development goals: A correlation between socioeconomic variables and electricity use," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 97, no. July, pp. 367–376, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.037.
- [2] J. Gunawan, P. Permatasari, and C. Tilt, "Sustainable development goal disclosures: Do they support responsible consumption and production?," *J. Clean. Prod.*, vol. 246, p. 118989, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118989.
- [3] I. Dusparic, A. Taylor, A. Marinescu, V. Cahill, and S. Clarke, "Maximizing renewable energy use with decentralized residential demand response," *2015 IEEE 1st Int. Smart Cities Conf. ISC2 2015*, pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/ISC2.2015.7366212.
- [4] A. Kavvada and A. Held, "Analysis-ready earth observation data and the united nations sustainable development goals," *Int. Geosci. Remote Sens. Symp.*, vol. 2018-July, pp. 434–436, 2018, doi: 10.1109/IGARSS.2018.8519405.
- [5] V. Akuraju, P. Pradhan, D. Haase, J. P. Kropp, and D. Rybski, "Relating SDG11 indicators and urban scaling – An exploratory study," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 52, no. October 2019, p. 101853, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2019.101853.
- [6] N. AlQattan, M. Acheampong, F. M. Jaward, F. C. Ertem, N. Vijayakumar, and T. Bello, "Reviewing the potential of Waste-to-Energy (WTE) technologies for Sustainable Development Goal (SDG) numbers seven and eleven," *Renew. Energy Focus*, vol. 27, no. December, pp. 97–110, 2018, doi: 10.1016/j.ref.2018.09.005.
- [7] W. G. Santika, M. Anisuzzaman, P. A. Bahri, G. M. Shafiullah, G. V. Rupf, and T. Urmee, "From goals to joules: A quantitative approach of interlinkages between energy and the Sustainable Development Goals," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 50, no. July 2018, pp. 201–214, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2018.11.016.
- [8] S. Hajiaghasi, A. Salemnia, and M. Hamzeh, "Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review," *J. Energy Storage*, vol. 21, no. December 2018, pp. 543–570, 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.12.017.
- [9] H. Deng and T. Ikegami, "Fuel cost reduction effects by introducing storage batteries in a power system," *Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT Asia 2018*, pp. 1135–1140, 2018, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2018.8467918.
- [10] P. Chandhra Sekhar, R. A. Deshpande, and V. Sankar, "Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system," *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, no. November 2001, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/NPSC.2016.7858838.
- [11] Z. Parvini, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Moeini-Aghtaie, "Operational Reliability Studies of Power Systems in the Presence of Energy Storage Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 3691–3700, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2771521.
- [12] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud, and D. Habibi, "Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 91, no. November 2016, pp. 1205–1230, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.068.
- [13] C. Root, H. Presume, D. Proudfoot, L. Willis, and R. Masiello, "Using battery energy storage to reduce renewable resource curtailment," *2017 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2017*, pp. 1–5, 2017, doi: 10.1109/ISGT.2017.8085955.
- [14] T. Li, M. Dong, and S. Member, "Residential Energy Storage Management With Bidirectional Energy Control," *IEEE Trans. SMART GRID*, vol. 10, no. 4, pp. 3596–3611, 2019.
- [15] S. Koohi-Kamali, V. V. Tyagi, N. A. Rahim, N. L. Panwar, and H. Mokhlis, "Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, pp. 135–165, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.056.
- [16] C. Parthasarathy, S. Dasgupta, and A. Gupta, "Optimal sizing of energy storage system and their impacts in hybrid microgrid environment," *2017 IEEE Transp. Electrification Conf. ITEC-India 2017*, vol. 2018-January, pp. 1–6, 2018, doi:

- 10.1109/ITEC-India.2017.8333862.
- [17] J. C. Beardsall, C. A. Gould, and M. Al-Tai, "Energy storage systems: A review of the technology and its application in power systems," *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, vol. 2015-Novem, pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/UPEC.2015.7339794.
- [18] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. Bin Mansor, and F. Blaabjerg, "Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143–35164, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2841407.
- [19] Y. S. Mohammed, A. A. Maruf, S. Thomas, G. Koyunlu, U. Usman, and S. A. Adeshina, "A Synopsis for Utilization of Energy Storage Systems in Distributed Power Generation," *IEEE PES/IAS PowerAfrica Conf. Power Econ. Energy Innov. Africa, PowerAfrica 2019*, pp. 204–208, 2019, doi: 10.1109/PowerAfrica.2019.8928863.
- [20] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. Selim Ustun, "Review of Smart and Innovative Energy Storage Systems," *Proc. - Int. Conf. Vis. Towar. Emerg. Trends Commun. Networking, ViTECoN 2019*, pp. 1–6, 2019, doi: 10.1109/ViTECoN.2019.8899397.
- [21] S. O. Showers and A. K. Raji, "Benefits and Challenges of Energy Storage Technologies in High Penetration Renewable Energy Power Systems," *IEEE PES/IAS PowerAfrica Conf. Power Econ. Energy Innov. Africa, PowerAfrica 2019*, pp. 209–214, 2019, doi: 10.1109/PowerAfrica.2019.8928644.
- [22] J. Liu, X. Chen, S. Cao, and H. Yang, "Overview on hybrid solar photovoltaic-electrical energy storage technologies for power supply to buildings," *Energy Convers. Manag.*, vol. 187, no. December 2018, pp. 103–121, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.02.080.
- [23] J. Sardi, N. Mithulananthan, and D. Q. Hung, "Strategic allocation of community energy storage in a residential system with rooftop PV units," *Appl. Energy*, vol. 206, no. August, pp. 159–171, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.186.
- [24] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, P. Taylor, J. B. Ekanayake, S. L. Walker, and S. Padmanaban, "Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network," *J. Energy Storage*, vol. 21, no. December 2018, pp. 489–504, 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.12.015.
- [25] H. Saboori, R. Hemmati, S. M. S. Ghiasi, and S. Dehghan, "Energy storage planning in electric power distribution networks – A state-of-the-art review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 79, no. May, pp. 1108–1121, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.171.
- [26] A. T. Eseye, M. Lehtonen, T. Tukia, S. Uimonen, and R. J. Millar, "Exploiting Flexibility of Renewable Energy Integrated Buildings for Optimal Day-Ahead and Real-Time Power Bidding Considering Batteries and EVs as Demand Response Resources," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2019-Septe, 2019, doi: 10.1109/EEM.2019.8916277.
- [27] Y. Kuang, X. Wang, and Z. Zhu, "Optimal Bidding Strategy for a RES Virtual Power Plant in the Spot Market," pp. 1480–1485, 2020, doi: 10.1109/ispec48194.2019.8975382.
- [28] H. Nazaripouya, Y. Wang, P. Chu, H. R. Pota, and R. Gadh, "Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2015-Septe, pp. 1–5, 2015, doi: 10.1109/PESGM.2015.7286059.
- [29] M. Parol, T. Wójtowicz, K. Księżyk, and C. Wenge, "Electrical Power and Energy Systems Optimum management of power and energy in low voltage microgrids using evolutionary algorithms and energy storage," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 119, no. April 2019, p. 105886, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.105886.
- [30] J. Zhuang, G. Shen, J. Yu, T. Xiang, and X. Wang, "Micro-grid energy storage location and sizing optimization method based on demand response," *Proc. - 2016 Int. Conf. Intell. Transp. Big Data Smart City, ICITBS 2016*, no. 4, pp. 517–520, 2017, doi: 10.1109/ICITBS.2016.21.