



**Universidad de Jaén**

Escuela de Doctorado

## **TESIS DOCTORAL**

# **Integración óptima de recursos energéticos distribuidos en redes eléctricas de distribución para la mejora de sus condiciones operativas, técnicas y económicas**

**PRESENTADA POR:**

**Luis Fernando Grisales Noreña**

**DIRIGIDA POR:**

**Dr. Jesús de la Casa Hernández**

**Dra. Oscar Danilo Montoya Giraldo**

Jaén, 2023  
ISBN





**Universidad de Jaén**

Escuela de Doctorado

**TESIS DOCTORAL**

**Integración óptima de recursos energéticos  
distribuidos en redes eléctricas de distribución para la  
mejora de sus condiciones operativas, técnicas y  
económicas**

**Luis Fernando Grisales Noreña**

**Directores de la Tesis**

**Dr. Jesús de la Casa Hernández**

*Catedrático de Universidad*

**Dr. Oscar Danilo Montoya Giraldo**

*Profesor de Planta, Categoría Asociado*

**Jaén, 2023**





**Universidad de Jaén**

Escuela de Doctorado

**TESIS DOCTORAL**

**Integración óptima de recursos energéticos  
distribuidos en redes eléctricas de distribución para la  
mejora de sus condiciones operativas, técnicas y  
económicas**

**Luis Fernando Grisales Noreña**

El acto de defensa y lectura de Tesis se celebra el día        de        de 2023 en la  
Universidad de Jaén, ante el siguiente Tribunal evaluador quién decide otorgar la calificación  
de: .....

**El Presidente**

**El Secretario**

Dr.  
*Catedrático de Universidad*

Dr.  
*Titular de Universidad*

**Vocal**

**Los vocales  
Suplente**

**Suplente**

Dr.  
*Titular de Universidad*

Dr.  
*Titular de Universidad*

Dr.  
*Titular de Universidad*





**UNIVERSIDAD DE JAÉN**

**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN**



**TESIS DOCTORAL**

**Integración óptima de recursos energéticos  
distribuidos en redes eléctricas de distribución para la  
mejora de sus condiciones operativas, técnicas y  
económicas**

**Luis Fernando Grisales Noreña**

**Director de Tesis:**

**Jesús de la Casa Hernández**

Catedrático de Universidad (Universidad de Jaén)

**Oscar Danilo Montoya Giraldo**

Profesor Titular de Planta (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Colombia)

**TRIBUNAL EVALUADOR**

**Presidente:** Dr.

**Secretario:** Dr.

**Vocal 1º:** Dr.

**Jaén, 2023**



## **AGRADECIMIENTOS**

---

*A Dios por la vida y soporte continuo.*

*A mi familia por el tiempo prestado para llevar a cabo esta labor y por su apoyo.*

*Al Dr. Jesús de la Casa por la oportunidad y apoyo durante el proceso.*

*Al Dr. Oscar Danilo Montoya por incentivar me y apoyarme en este y muchos procesos de mi vida.*



## RESUMEN

---

### RESUMEN

El avance tecnológico en el campo de la electrónica de potencia, junto con el incremento de demanda de energía y la necesidad de descarbonizar el sector eléctrico ha generado la necesidad de replantear las estrategias de la planificación y operación de las redes eléctricas de distribución convencionales. En este contexto, las políticas gubernamentales han favorecido una intensa integración de generación distribuida [GD], en base a recursos renovables, y dispositivos de almacenamiento de energía [DAEs]. Estos recursos energéticos distribuidos [REDs], bajo una gestión inteligente, posibilitan la mejora de las condiciones técnicas, económicas, y medioambientales de la red.

Los beneficios asociados a la integración y operación de REDs solo se alcanzan bajo su correcto tratamiento. Así, una planificación y operación inadecuada incurre en impactos negativos tales como sobrecostos económicos, violaciones técnicas e incremento de emisiones de gases contaminantes. Por tanto, se requiere desarrollar metodologías de planificación y operación inteligentes para estos REDs. Esto involucra el planteamiento de modelos matemáticos, que integren las necesidades antes mencionadas, y el desarrollo posterior de metodologías de solución que permitan ubicar el mayor beneficio. Desde el punto de vista matemático, la integración de REDs en redes de distribución genera modelos matemáticos de naturaleza no lineal, esto es, programación no lineal entera mixta. En el presente estudio se propone la reformulación de dichos modelos matemáticos complejos y el planteamiento de nuevas estrategias de búsqueda de solución óptima.

La presente tesis doctoral presenta un triple objetivo. El primer objetivo es desarrollar metodologías de optimización para la integración y operación de GD fotovoltaica [FV] en redes de distribución que mejoren sus condiciones operativas y económicas, garantizando el conjunto de restricciones técnicas, bajo un entorno de generación y demanda variable. El segundo objetivo es desarrollar metodologías de optimización para la operación óptima de DAEs en redes eléctricas

de distribución que mejoren sus condiciones operativas y económicas de la red. El tercer objetivo es desarrollar metodologías de optimización para la integración y operación de DAEs en redes eléctricas de distribución que mejoren sus condiciones técnicas y medioambientales.

Los resultados dentro del primer objetivo permiten validar la propuesta de dos nuevas metodologías para la integración de GD FV en redes de distribución de corriente alterna [CA] y corriente continua [CC]. La primera metodología combina el algoritmo genético [GA] y el algoritmo de optimización de búsqueda de vórtices [VSA] para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD FV en redes de CC. La segunda metodología, aplicada a redes de CA, usa una versión discreto-continua del algoritmo VSA [CCVSA] que se encarga de la localización y dimensionamiento de la GF FV, en una etapa maestra, mientras que la etapa esclava utiliza el método de flujo de carga de barrido iterativo para calcular el impacto sobre la función objetivo.

Los resultados dentro del segundo objetivo permiten validar la propuesta de una nueva metodología para la operación de DAEs en redes de distribución de CA. La metodología combina una versión paralela del algoritmo de búsqueda de vórtices [PVSA] y el método de aproximaciones sucesivo [HPFSA], aplicada a redes que operan de forma aislada y conectada. Como función objetivo se considera la reducción de costes de operación, de pérdidas de energía y de emisiones de CO<sub>2</sub>. Para redes de CC, la metodología diseñada define una adaptación maestro-esclavo con versiones paralelas de técnicas de optimización metaheurísticas y una herramienta de flujo de carga horario basado en el método de aproximaciones sucesivo. La etapa maestra emplea una versión paralela del método de optimización de enjambre de partículas [PPSO], una versión paralela del algoritmo de búsqueda de vórtices [PVSA] y una versión paralela del algoritmo de optimización de hormiga león [PALO].

Los resultados dentro del tercer objetivo permiten validar la propuesta de una nueva metodología para la integración y operación de DAEs en redes eléctricas de distribución de CA que mejora sus condiciones técnicas y medioambientales. La metodología, de tipo maestro-esclavo, en la etapa maestro utiliza la versión discreta del algoritmo paralelo de Montecarlo [PMC], basado en un proceso de búsqueda aleatoria para localizar la solución de mejor rendimiento. Adicionalmente, se proponen dos versiones paralelas discretas de métodos de optimización continua: el algoritmo genético [PGDA] y de búsqueda de cuervos [PCCSA]. En la etapa esclava se adapta el algoritmo de optimización PSO.



## ABSTRACT

---

### ABSTRACT

Technological progress in the field of power electronics, the increase in energy demand, and the need to decarbonize the electricity sector have created the need to rethink the planning and operation strategies of conventional electrical distribution networks. In this context, government policies have favored an intense integration of distributed generation [DG] based on renewable resources and energy storage devices [ESDs]. Via smart management, these distributed energy resources [DERs] allow improving the technical, economic, and environmental conditions of a network.

The benefits associated with the integration and operation of DERs are only obtained by handling them correctly. Thus, inadequate planning and operation have negative impacts, such as economic overruns, technical violations, and increased emissions of polluting gases. Therefore, it is necessary to develop smart planning and operation methodologies for these DERs. This involves proposing mathematical models that integrate the aforementioned needs, as well as the subsequent development of solution methodologies that allow reaping the greatest benefits. From a mathematical perspective, the integration of DERs in distribution networks generates models of a non-linear nature (*i.e.*, mixed-integer non-linear programming). This study proposes a reformulation of these complex mathematical models, as well as the formulation of new strategies to find optimal solutions.

This doctoral thesis has three objectives. The first objective is to develop optimization methodologies for the integration and operation of distributed photovoltaic generation (PV-DG)

in distribution grids, in order to improve their operating and economic conditions, in addition to observing the set of technical constraints within a context of variable generation and demand. The second objective is to develop optimization methodologies for the optimal operation of ESDs in electrical distribution grids while also aiming to improve their operating and economic conditions. The third objective is to develop optimization methodologies to integrate and operate ESDs in electrical distribution grids, with the aim to improve their technical and environmental conditions.

The results obtained within the framework of the first objective allow validating the proposal of two new methodologies for the integration of PV-DG in alternating current [AC] and direct current [DC] distribution networks. The first methodology combines a genetic algorithm [GA] and the vortex search optimization algorithm (VSA) to solve the problem regarding the optimal location and sizing of PV-DG in DC networks. In its master stage, the second methodology, which is applied to AC networks, uses a discrete-continuous version of the VSA [CCVSA] to deal with the aforementioned problem, while the slave stage uses the iterative sweep load flow method to calculate the impact on the objective function.

The results obtained within the framework of the second objective allow validating the proposal of a new methodology for the operation of ESDs in AC distribution networks. This methodology combines parallel versions of the vortex search algorithm [PVSA] and the successive approximations [HPFSA] method applied to isolated and grid-connected networks. As the objective function, the reduction of operating costs, energy losses, and CO<sub>2</sub> emissions is considered. For DC networks, the designed methodology implements a master-slave strategy with parallel versions of metaheuristic optimization techniques, as well as an hourly load flow tool based on the successive approximations method. The master stage employs a parallel version of the particle swarm optimization [PPSO] method, a parallel version of the vortex search algorithm [PVSA], and a parallel version of the antlion optimization [PALO] algorithm.

The results obtained within the framework of the third objective allow validating the proposal of a new methodology for the integration and operation of ESDs in AC electrical distribution grids, with the aim to improve their technical and environmental conditions. The master stage of this methodology uses the discrete version of the parallel Monte Carlo [PMC] algorithm, based on a random search process to locate the solution with the best performance. Additionally, two discrete-parallel versions of continuous optimization methods are proposed: the genetic algorithm [PGDA] and the crow search algorithm [PCCSA]. In the slave stage, the PSO algorithm is adapted.

## ÍNDICE:

RESUMEN.....	12
ABSTRACT .....	15
1. MEMORIA .....	19
<b>1.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>1.2. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>23</b>
<b>1.3. OBJETIVOS.....</b>	<b>27</b>
<b>1.4. RESULTADOS OBTENIDOS.....</b>	<b>29</b>
<i>1.4.1. Primer objetivo específico.....</i>	<i>30</i>
<i>1.4.2. Segundo objetivo específico .....</i>	<i>33</i>
<i>1.4.3. Tercer objetivo específico .....</i>	<i>37</i>
<i>1.4.4. Cuarto objetivo específico.....</i>	<i>39</i>
<i>1.4.5. Quinto objetivo específico.....</i>	<i>41</i>
<i>1.4.6. Sexto objetivo específico .....</i>	<i>43</i>
<i>1.4.7. Séptimo objetivo específico .....</i>	<i>47</i>
<i>1.4.8. Octavo objetivo específico .....</i>	<i>49</i>
<i>1.4.9. Noveno objetivo específico.....</i>	<i>51</i>
<i>1.4.10. Decimo objetivo específico.....</i>	<i>52</i>
<i>1.4.11. Undécimo objetivo específico.....</i>	<i>53</i>
<i>1.4.12. Decimosegundo objetivo específico.....</i>	<i>54</i>
<b>1.5. CONCLUSIONES.....</b>	<b>55</b>
<b>1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES.....</b>	<b>59</b>
<b>1.7. REFERENCIAS .....</b>	<b>63</b>
2. COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS .....	77
<b>2.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS.....</b>	<b>77</b>
<i>2.1.1. Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks             by minimizing the annual equivalent operative costs through the             discrete-continuous vortex search algorithm.....</i>	<i>77</i>
<i>2.1.2. Optimal Integration of Distributed Generators into CC</i>	

<i>Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms.....</i>	<i>78</i>
<i>2.1.3. A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks .....</i>	<i>78</i>
<i>2.1.4. Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms .....</i>	<i>79</i>
<i>2.1.5. Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO2 Emissions.....</i>	<i>79</i>

# MEMORIA

---

## 1. MEMORIA

### 1.1. INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas de distribución son la parte del sistema eléctrico de potencia que presenta mayores retos en términos operativos y económicos. Así, concentran problemas tales como niveles elevados de pérdidas, violaciones en límites de tensión y carga elevada en las líneas, entre otros [7]. Estas incidencias se encuentran favorecidas por la proximidad con el usuario final que genera una alta variabilidad en los niveles de demanda. Además, existe un porcentaje importante de inclusión en tales usuarios de fuentes de generación estocásticas en base a recursos renovables [8].

Con el objetivo de mejorar la calidad del servicio eléctrico suministrado en las redes de distribución, reducir los costes operativos y el impacto medioambiental asociado a la generación convencional fósil, en las últimas décadas se ha promovido la implementación de recursos energéticos distribuidos [REDs] dentro de tales redes [9]–[11]. Este planteamiento involucra la integración de fuentes de generación renovables y dispositivos de almacenamiento de energía [DAEs] en lugares cercanos al usuario final, eliminando la necesidad de nuevas infraestructuras y reduciendo los costes de inversión. Además, implica una mejora general de las condiciones económicas, técnicas y medioambientales de la red mediante la gestión inteligente de los REDs existentes dentro de la región. Entre los REDs, los dispositivos de generación distribuida fotovoltaica [GD FV] y los DAEs son los elementos fundamentales que concentran la atención en investigación y desarrollo tecnológico en los últimos años [12]–[14]. Es por ello que se plantea como foco de investigación de esta tesis doctoral, tomando como región de análisis el territorio colombiano.

---

Actualmente, existe una necesidad de incentivar la implementación de energías limpias que

reduzcan el impacto medioambiental asociado a las fuentes de generación fósil, además de un requerimiento de gestión inteligente de la energía para un mayor aprovechamiento del recurso renovable existente. Finalmente, está la obligación de promover un suministro de energía de calidad a todos los usuarios conectados a la red eléctrica [20]. Para alcanzar estos objetivos, a nivel mundial, se han desarrollado múltiples políticas y acuerdos que promueven la integración en las redes eléctricas de distribución de DAEs y GD en base a recursos renovables. Un ejemplo se puede apreciar en países como España, Francia, Estados Unidos y Chile, entre otros [21]–[24]. En ellos, las políticas públicas se han orientado a destinar recursos económicos para la investigación y desarrollo de sistemas eléctricos renovables e inteligentes. Estas políticas persiguen principalmente la integración y operación eficiente de GD y DAEs en redes eléctricas como medio para aumentar el porcentaje de participación de recursos renovables, tratando simultáneamente de mitigar la variabilidad de la generación, y los impactos negativos sobre la red ocasionadas por tales REDs (inestabilidad de tensión, incremento de distorsión armónica, aumento de flujo de potencia por las líneas, etc.)

En esta línea de actuación, y apoyado en acuerdos internacionales, el gobierno de Colombia, a través de la unidad de planeamiento minero energético [UPME], ha generado diferentes resoluciones y leyes como son el caso de la Resolución 18-919 de 2010, la Ley 1715 y la Resolución CREG 030 [25]–[27]. Esta legislación plantea planes de acción que promueve la creación de marcos regulatorios e incentivos tributarios para la instalación y uso eficiente de GD y DAEs. Actualmente, se enfoca en GD FV, dado que es el recurso renovable de mayor abundancia en todo el territorio colombiano [28]. Adicionalmente, el organismo encargado de la investigación en Colombia, MINIENCIAS, ha destinado importantes recursos económicos para promover la investigación en esta temática. Así, plantea como eje central la integración y operación de GD FV y DAEs en las redes eléctricas para la mejora de sus condiciones técnicas, económicas y medioambientales. Adicionalmente, se persigue la mejora de las condiciones de vida de las comunidades donde el suministro eléctrico es ausente o de baja calidad.

Gracias a estos esfuerzos gubernamentales, en los últimos años la integración de REDs en los sistemas eléctricos de distribución se ha incrementado considerablemente [29]. Este resultado ha estado favorecido por una reducción considerable de los costes de inversión asociados a la GD FV y DAEs, en algunos casos, superiores al 80%. Así, se ha generado un escenario de mayor rentabilidad para los propietarios de REDs y operadores de las redes de distribución [30], [31]. Sin embargo, en la actualidad todavía es posible encontrar sistemas mal diseñados y/o operados, que no aprovechan el potencial completo de recursos renovables existentes, afectando en algunos escenarios la operación de la red eléctrica y a los usuarios. Por tanto, es necesario más investigación y análisis del problema planteado.

El problema de integración y operación óptima de la GD FV y los DAEs en redes eléctricas de distribución es un problema de alta complejidad dado el tipo y número de variables, funciones objetivo y restricciones asociadas [19], [32], [28]. Este problema se representa en la literatura especializada como un problema no lineal entero mixto [15], [16]. Este enfoque se debe a la existencia de variables discretas que modela la selección y localización de los REDs, así como a las no linealidades asociadas al problema de flujo de carga [17], [18]. La alta complejidad del modelado puede ocasionar que el planeamiento de integración y operación de GD y DAEs en un tipo de red pueda incurrir en soluciones inadecuadas, generando efectos contrarios a las ventajas perseguidas. Otras limitaciones importantes al integrar REDs en la red se encuentran asociadas a los costes de inversión y las regulaciones técnicas existentes. En la actualidad son tecnologías de alto coste que requieren replantear las restricciones operativas y legislaciones que gobiernan y promueven la operación del sistema convencional para su correcta integración y operación [19].

Una correcta integración y operación de la GD FV y DAEs dentro de las redes eléctricas de distribución debe basarse en modelos matemáticos y estrategias de solución que representen las metas de los operadores de red, garantizando todas las restricciones operativas impuestas. Además, se debe garantizar la repetitividad de las soluciones alcanzadas en tiempos de procesamiento reducidos. Esta línea de investigación se encuentra en desarrollo, integrando condiciones técnicas y operativas que permiten representar en mejor medida los dispositivos y modo de operación de las redes eléctricas [33]–[36].

Tradicionalmente este problema se ha resuelto mediante una estrategia de dos etapas, basada en una metodología de optimización del tipo maestro-esclavo [37]. La primera etapa conocida como maestra, corresponde a la localización de los dispositivos dentro de la red de distribución. Esta etapa selecciona y ubica los diferentes elementos de generación y almacenamiento de energía, implementando variables discretas que representan el nodo de ubicación y tipo de tecnología a instalar. La segunda etapa se conoce como esclava, ésta corresponde al dimensionamiento y/o operación del dispositivo seleccionado. Esta etapa, fijando un nivel de potencia, propone un esquema de operación para los REDs integrados en la red, el cual varía según el escenario de tiempo, desde un enfoque horario hasta sub/multi-horario. Para la codificación de la etapa esclava se emplean variables continuas que consideran los límites técnicos y operativos de los dispositivos [38]. Esta etapa requiere de un flujo de potencia para evaluar la función objetivo y las restricciones asociadas al problema [19], [39]. Cuando la etapa esclava encuentra una solución al problema, ésta le envía la información a la etapa maestra del dimensionamiento de cada uno de los dispositivos integrados en la red, permitiendo localizar la mejor función objetivo (ver figura 1).



**Figura 1.** Metodología maestro-esclavo para la integración óptima de GD y DAEs.

Una correcta integración y operación de los REDs dentro de las redes eléctricas de distribución persigue una reducción de pérdidas eléctricas, costes de inversión y operación, mejora de niveles de tensión y carga de las líneas, mayor aprovechamiento de la vida útil de los dispositivos que integran la red y reducción del impacto medioambiental, entre otros [40], [41]. En caso contrario se pueden generar sobrecostes de inversión, violación de límites técnicos, colapso de la red por fluctuaciones de tensión/frecuencia y bajos niveles de calidad del servicio. Esto afecta directamente en las ganancias del operador red y/o el propietario de los REDs, obteniendo penalizaciones importantes por parte de reguladores del sistema eléctrico en caso de violación de alguna de las limitaciones impuestas [42].

En este contexto, el planteamiento de esquemas de integración y operación de REDs que permitan mejorar las condiciones técnicas, económicas y medioambientales de la red se debe basar en métodos de optimización de alto nivel. Estos deben proveer soluciones de buena calidad, con una adecuada repetitividad y tiempos de procesamiento reducidos [43], permitiendo a los operadores de red poder analizar el mayor número de escenarios posibles en tiempo cortos. Además, se garantiza el mejor aprovechamiento de los REDs instalados en términos del indicador seleccionado. Para este objetivo, el sector eléctrico e investigadores en el contexto internacional han planteado diferentes estrategias de solución [44], [45]. Inicialmente se han propuesto modelos matemáticos de características no lineales para representar el problema con diferentes funciones objetivo e indicadores. Se destaca la reducción de costes de inversión y adquisición de energía, de pérdidas de energía y de emisiones de CO<sub>2</sub> [46]–[48]. Adicionalmente, los modelos matemáticos propuestos han integrado como restricciones los límites técnicos asociadas a la GD, los DAEs, las líneas de distribución y las cargas de los usuarios. También, se ha incluido el comportamiento de las redes telescópicas en relación con las corrientes, la generación y demanda variable asociado a la región bajo estudio. Se trata de representar el comportamiento real de las redes de estudio.

En relación con las metodologías de solución, en la literatura especializada se encuentran

reportadas diferentes estrategias de solución basadas en *software* comercial, algoritmos inteligentes, métodos numéricos y métodos analíticos [7], [49], [50], [38]. Emplean en su mayoría estrategias maestro-esclavo para resolver el problema de selección, localización y operación de la GD FV y DAEs dentro de la red. El enfoque mono-objetivo es el más explorado en las últimas décadas, analizando un indicador técnico, económico o medioambiental, dependiendo del enfoque de la investigación. En general, se analiza de forma independiente las redes de corriente alterna [CA] y de corriente continua [CC]. Adicionalmente, con el objetivo de reducir los tiempos de procesamiento, la literatura especializada ha reportado estrategias de procesamiento en paralelo [51]–[53]. Específicamente, éstas han sido empleadas en el planeamiento y operación de REDs, obteniendo soluciones de excelente calidad en tiempos reducidos [38], [54].

## 1.2. JUSTIFICACIÓN

Las redes eléctricas de distribución se encuentran en evolución constante debido al avance tecnológico en términos de electrónica de potencia, sistemas de comunicación, sistemas de gestión de energía y control de REDs [55], [56]. Las fuentes de GD y DAEs son los componentes sobre los cuales hay mayor investigación e implementación en los últimos años [57].

La importancia de integrar REDs en las redes eléctricas de distribución ha motivado que gobiernos y organizaciones a nivel mundial generen regulaciones y normas que promuevan su integración [2], [58], [59] para aumentar la cobertura eléctrica, reducir costes de producción, mejorar condiciones técnicas y atenuar el impacto medioambiental del empleo de combustibles fósiles [60]. En el contexto colombiano desde el año 2014, por medio de la Ley 1715, se planteó la hoja de ruta para actualizar las redes eléctricas de distribución, promoviendo la integración de GD FV y DAEs en redes, conectadas al sistema nacional, o aisladas [27], [61]. Esta regulación, junto con incentivos gubernamentales, ha generado un crecimiento considerable en la integración de recursos renovables en los últimos años, pasando del 1% en 2018 al 8% en el 2023. Este resultado además promueve el desarrollo económico de operadores y usuarios de la red [26]. Sin embargo, la falta de análisis y estrategias eficientes en la integración de los REDs dentro de la red ha generado un aprovechamiento ineficiente del recurso renovable existente, además de sobrecostes de inversión y operación. Adicionalmente, esto genera un avance más lento en la transición hacia fuentes renovables comparando con otros países de Latinoamérica, por ejemplo, Chile [62], [63]. No obstante, se deben evitar errores de planificación y operación de los REDs como ha ocurrido en otros países de la región. Así, Chile ha promovido mediante leyes una movilización muy importante de recursos monetarios con la meta de descarbonizar su sistema eléctrico, y alcanzar el objetivo del 30% renovable anual [64]. Sin embargo, en este objetivo se ha originado un desbalance inasumible entre los niveles de generación FV y eólica con la infraestructura de distribución existente, obligando a la reducción de producción renovable en

diferentes regiones, imposibilitando un completo aprovechamiento del recurso existente y afectando a los planes de inversión y retorno monetario de diferentes proyectos [65].

Una adecuada integración y operación de GD y DAEs dentro de la red permite gestionar y aprovechar de manera eficiente el recurso renovable existente obteniendo beneficios económicos, técnicos y medioambientales [2], [66], [39]. En este planteamiento, es de vital importancia incluir el comportamiento preciso de la demanda de los usuarios y la generación asociada a los recursos renovables existentes en la región [67]. En caso contrario, se puede afectar la calidad del servicio, originarse violaciones de los límites técnicos, penalizados por los reguladores [69], y en algunos casos ocasionar el colapso de la red [7], [68].

El impacto de la implantación de un RES sobre los indicadores técnicos, económicos y medioambientales de una red de distribución depende del nodo donde se integre y su nivel de potencia; esta implantación ocasiona en la red variaciones de flujo de potencia, de perfiles de tensión, de frecuencia, de factor de potencia, entre otros [20]. En este contexto, los operadores de red locales están obligados a exigir un análisis de prefactibilidad sobre el circuito eléctrico donde se va a realizar la integración de RED, limitando su potencia si es requerido, según sean las condiciones operativas del circuito [26]. El nivel de carga de las líneas y la tensión de los nudos son los factores de mayor atención dentro de los límites operativos. Actualmente, para realizar este análisis, los operadores emplean *software* comercial como *Digsilent* o *ETAP* [70], [71]. Plantean normalmente escenarios de generación y demanda específicos que, en su mayoría, no representan una operación real del sistema. Por tanto, exploran de forma heurística el espacio de solución del problema identificando soluciones de baja calidad [54]. Este planteamiento genera que, basado en la limitación de potencia asignada al proyecto, no se alcance el mayor aprovechamiento del recurso renovable existente, incurriendo en soluciones no rentables desde el punto de vista financiero. Por tanto, se requieren estrategias de integración óptima de recursos renovables, basadas en algoritmos inteligentes, que permitan identificar los nudos y los niveles de potencia que presenten mayores beneficios para el operador de red (técnicos y económicos) y los propietarios de REDs (económicos).

Partiendo de las necesidades descritas, en primer lugar, la presente tesis doctoral propone una formulación matemática de programación no lineal entera mixta para representar el problema de integración y operación óptima de GD FV en redes eléctricas de distribución. Se consideran varios objetivos simultáneamente, frente a lo reportado en la literatura que considera únicamente un objetivo. Así, la formulación engloba condiciones económicas, tales como reducción de costes de inversión y operación de la GD FV, de pérdidas de energía y de emisiones de CO<sub>2</sub>, sujeto al conjunto de restricciones técnicas de operación de las redes de distribución de CA y CC, bajo un entorno de generación y demanda variable en una región dada de Colombia [72]. La selección de

la GD FV como recurso renovable se basa en su abundancia en todo el territorio nacional, además de presentar costes de inversión y mantenimiento reducidos, comparados con otras fuentes renovables [19]. La formulación matemática ha planteado versiones paralelas de estrategias de optimización metaheurísticas, empleando codificaciones discreto-continuas para resolver el problema de localización y dimensionamiento de la GD FV. La selección de esta metodología, basada en programación secuencial, elimina la necesidad de *software* comercial específico, reduciendo la complejidad de implementación para usuarios y operadores de red [51], [52], [73], [74]. La validación de las metodologías propuesta se ha llevado a cabo en los sistemas de prueba IEEE de 21, 33 y 69 nudos, con condiciones de generación y demanda del territorio colombiano [75]. Adicionalmente, se han empleado metodologías reportadas en la literatura especializada como métodos de comparación. Los resultados demuestran la efectividad de las metodologías propuestas desde el punto de vista de la solución y tiempos de procesamiento.

En segundo lugar, esta tesis doctoral aborda el problema de operación eficiente de baterías (DAEs) en redes eléctricas de distribución de CA y CC, operando de forma aislada y conectada al sistema de transporte. Se plantea nuevamente, a partir de la integración de baterías, la mejora de condiciones económicas, técnicas y medioambientales de la red, incluyendo adicionalmente GD FV. La formulación del problema del caso anterior se expande integrando el conjunto de restricciones asociadas a las baterías, destacando la potencia máxima de carga y descarga, estado máximo de carga y descarga, estado inicial y final de carga [54]. Adicionalmente, se integra en el modelado la limitación de corriente asociada a redes de distribución telescópicas, limitación crucial que está ausente en el estado del arte. Las estrategias de solución planteadas desarrollan versiones paralelas de algoritmos de optimización metaheurística para la configuración de carga y descarga de las baterías, empleando un método de flujo de carga matricial para evaluar las funciones objetivos y restricciones del problema [28]. Para validar la efectividad de las estrategias de solución propuestas, se toman como métodos de comparación estrategias reportadas en la literatura especializada. La validación de las metodologías propuestas se ha llevado a cabo en los sistemas de prueba IEEE 21 y 33 nudos, equivalentes a las redes colombianas. Los resultados demuestran la efectividad de las metodologías propuestas sobre las metodologías reportadas en la literatura especializada. Por tanto, queda refrendada la efectividad del empleo de baterías para reducir las pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, se identifica como una necesidad actual de mercado eléctrico colombiano la integración de fuentes de almacenamiento de energía desde el punto de vista económico.

En tercer lugar, se aborda el problema de integración y operación óptima de DAEs en redes de distribución, planteando el modelo matemático para redes de CA. Se ha empleado como función objetivo la reducción de las pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>. La selección de la red o redes de estudio se ha basado en las necesidades del operador de red o redes colombianas

[76], [77], [48], [78]. La formulación matemática propuesta aborda el problema mediante programación no lineal entero mixto, con variables de localización de baterías discretas y de operación continuas [79]–[81]. Se plantean tres estrategias de optimización basadas en las versiones discreto-continuas de técnicas de optimización metaheurísticas. Incluyen la estrategia de flujo de carga empleada para la operación de evaluación de funciones objetivo y restricciones del problema. Finalmente, la validación de estrategias propuestas emplea un escenario de prueba para redes que operan de forma conectada, y comparando la efectividad en términos de reducción mínima, promedio, desviación estándar.

### 1.3. OBJETIVOS

El primer objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar estrategias de integración de GD FV en redes eléctricas de distribución que mejoren las condiciones operativas y económicas de la red, garantizando el conjunto de restricciones técnicas bajo un entorno de generación y demanda variable.*

El segundo objetivo general de la tesis doctoral es *proponer estrategias de operación para los DAEs en redes eléctricas de distribución que mejoren sus condiciones operativas y económicas, bajo un entorno de GD FV y demanda variable, garantizando el conjunto de restricciones técnicas asociadas a la red y los REDs.*

El tercer objetivo general de la tesis doctoral es *desarrollar metodologías de integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución para la mejora de condiciones técnicas y medioambientales, bajo un entorno de GD FV y demanda variable.*

Para lograr estos tres objetivos principales se han planteado una serie de objetivos específicos.

En relación con el primer objetivo general están:

1. Caracterización de variables eléctricas, parámetros, restricciones operativas, curvas de generación y demanda y sistemas de prueba asociados a las redes eléctricas de distribución bajo un contexto de GD FV, basándose en una revisión bibliográfica.
2. Planteamiento de la formulación matemática que represente el problema de la integración de GD FV en redes de distribución para la mejora de condiciones operativas y económicas.
3. Desarrollo de nuevas estrategias de solución para resolver el problema de integración óptima de GD FV en redes de distribución.
4. Comparación de las estrategias de solución desarrolladas para integrar GD FV en redes de distribución frente a las metodologías de solución propuestas en la literatura especializada para diferentes escenarios de prueba.

En relación con el segundo objetivo general están:

5. Identificación del conjunto de variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba que representan la operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución en un entorno de GD FV y demanda variable.
6. Desarrollo del modelo matemático asociado al problema de la operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución considerando GD FV y demanda variable.
7. Formulación de estrategias de operación óptimas, tanto operativa como económicamente, para los DAEs en redes eléctricas de distribución en un entorno de GD FV y demanda variable.

8. Comparación de las estrategias de solución propuestas para la operación de los DAEs en redes de distribución con los resultados de métodos convencionales reportados en la literatura especializada.

En relación con el tercer objetivo general están:

9. Reconocimiento del conjunto de variables, parámetros y restricciones operativas que mejor representen la integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución, basándose en una revisión bibliográfica.
10. Formulación y adaptación del modelo matemático que representa el problema de la integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución para mejorar sus condiciones técnicas y medioambientales, en un contexto de GD FV y demanda variable.
11. Empleo de nueva metodología de solución para el problema de integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución que mejoren sus condiciones técnicas y medioambientales.
12. Evaluación de la efectividad de la metodología de optimización propuesta para resolver el problema de integración y operación de los DAEs en redes de distribución de energía a través de casos de estudio.

## 1.4. RESULTADOS OBTENIDOS

Esta tesis doctoral aborda el problema de integración óptima de REDs (GD FV y DAEs) en redes eléctricas de distribución para mejorar las condiciones operativas, técnicas y económicas de la red. Inicialmente, se aborda el problema de integración de GD FV. Dentro de este ámbito se analizan redes de CA y CC, generando dos publicaciones de categoría Q2 WOS; queda así refrendado el cumplimiento del primer objetivo general de esta tesis doctoral.

En segundo lugar, se analiza el problema de operación de DAEs en redes eléctricas de distribución bajo un entorno de generación FV. Esta línea ha generado la publicación de dos artículos de categoría Q1 WOS; queda así refrendado el cumplimiento del segundo objetivo general dentro de esta tesis doctoral.

En tercer lugar, se analiza el problema de integración y operación de DAEs en redes de distribución. Esta línea ha generado la publicación de un artículo categoría Q1 WOS; queda así refrendado el cumplimiento del tercer objetivo general dentro de esta tesis doctoral.

Se presenta en la siguiente tabla la descripción de la información de los artículos que se han generado durante la realización de esta tesis doctoral.

1. **Grisales-Noreña, L. F.**, Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. **Q2 WOS.**
2. Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F.**, Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. *Sensors*, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. **Q2 WOS.**
3. **Grisales-Noreña, L. F.**, Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Hernández, J. C., & Alcalá, G. (2023). A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, 65, 107199. DOI: 10.1016/j.est.2023.107199. **Q1 WOS.**
4. **Grisales-Noreña, L. F.**, Ocampo-Toro, J. A., Montoya-Giraldo, O. D., Montano, J., & Hernández, J. C. (2023). Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms. *Journal of Energy Storage*, 65, 107240. DOI: 10.1016/j.est.2023.107240. **Q1 WOS.**

- 5. Grisales-Noreña, L. F., Montoya, O. D., & Perea-Moreno, A. J. (2023). Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO2 Emissions. Mathematics, 11(7), 1604. DOI: 10.3390/math11071604. Q1 WOS.**

A continuación, se presentan los distintos trabajos cuyo contenido se ha desarrollado con el fin de alcanzar los objetivos específicos listados en el apartado anterior:

#### 1.4.1. Primer objetivo específico

*“Caracterización de variables eléctricas, parámetros, restricciones operativas, curvas de generación y demanda y sistemas de prueba asociados a las redes eléctricas de distribución bajo un contexto de GD FV, basándose en una revisión bibliográfica.”*

El primer objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca en realizar una revisión del estado del arte para la identificación de todas las variables, parámetros, restricciones técnicas y operativas que representan los diferentes dispositivos que componen una red de distribución, bajo un entorno de GD FV y demanda variable de energía. Esta información se requiere para la construcción de modelos matemáticos y planteamiento de diferentes sistemas de prueba para la validación de nuevas estrategias de solución.

**Grisales-Noreña, L. F., Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. Arabian Journal for Science and Engineering, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. Q2 WOS.**

Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F., Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. Sensors, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. Q2 WOS.**

La revisión del estado del arte sobre el problema de integración de GD en redes de distribución se realiza dentro de la sección 1ª de los dos artículos publicados en esta temática, presentados en el recuadro anterior. Dentro de este análisis se detecta que es posible abordar el problema tanto para redes de CA como CC [82]. Ambos sistemas se encuentran compuestos por un generador principal que garantiza el balance de potencia en la red (conocido como nodo *slack*), así como de nudos y líneas de distribución que se interconectan formando diferentes topologías. En la revisión se identifica que se emplean sistemas de prueba para validar la efectividad de diferentes estrategias propuestas de integración de REDs en el sistema eléctrico de potencia [SED], siendo los sistemas más extensos los de 21, 33 y 69 nudos [44]. Estos sistemas permiten garantizar un

escenario base para la evaluación de la efectividad en términos de calidad de la solución y tiempos de procesamiento de las estrategias de solución. En este sentido, en la sección 4ª de las contribuciones 1ª y 2ª de esta tesis doctoral se presentan y describen las redes eléctricas usadas y sus escenarios base. Se corresponden con las versiones de CA y CC de los sistemas mencionados [83].

Continuando con el análisis de la literatura especializada dentro de este objetivo específico, es posible apreciar que las principales limitaciones técnicas y operativas del problema abordado se encuentran en el balance de potencia del sistema (activa y/o reactiva, según el tipo de red) y el límite de potencia máxima de la GF FV. Así, el nivel máximo penetración de GD permitido, corresponde según la literatura al 40% de la capacidad instalada, tanto en redes de CA como de CC [75]. En términos operativos se consideran adicionalmente los límites de tensión en los nudos y de corrientes por las líneas. En el contexto colombiano, caso de análisis de esta tesis doctoral, el límite de tensión corresponde al  $\pm 10\%$  de la tensión nominal [19]. Con respecto al límite de corriente por las líneas, esta tesis doctoral lo identifica como una restricción vital en la operación de la red, siendo ignorado en los principales sistemas de prueba reportados en la literatura. Se establece la corriente que circula en la hora de mayor demanda como escenario crítico para el criterio de selección. Posteriormente, se emplea el Reglamento Técnico Colombiano de Instalaciones Eléctricas para el dimensionado de conductores de cada sistema [84]. Esta primera etapa del sistema tiene en cuenta redes no-telescópicas.

**Grisales-Noreña, L. F., Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. Arabian Journal for Science and Engineering, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. Q2 WOS.**

En la contribución resaltada en el recuadro anterior se analiza el problema de integración de GD en redes eléctricas desde un enfoque tradicional, esto es, sin importar el tipo de tecnología de generación, despreciando el perfil temporal [85]. Este enfoque emplea escenarios de hora única de demanda, asociados a la hora de mayor demanda para identificar la localización y nivel de potencia de la GD dentro de la red. El análisis del estado del arte realizado en la sección 1ª de esta contribución permite descubrir que el problema de integración de GD ha sido ampliamente investigado en últimas décadas [81]. Múltiples estudios han sido reportados para resolver el problema en redes de CA [9, 10]. Se emplean diferentes índices técnicos, económicos y medioambientales incluidos en la función objetivo, tales como la reducción de pérdidas de energía, mejora de perfiles de tensión, nivel de carga en las líneas, reducción de emisiones contaminantes, reducción de costes de inversión y operativos, entre otros [86]–[89]. Mientras que la integración óptima de REDs en las redes de CA ha sido explorada en profundidad, no ocurre

lo mismo para el caso de las redes de CC. Reconocida esta necesidad, dentro de esta tesis doctoral se aborda el problema de integración óptima de GD en redes de CC desde el enfoque de hora única.

Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F.**, Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. *Sensors*, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. **Q2 WOS.**

A partir del aprendizaje de la primera contribución de esta tesis doctoral ha sido posible identificar la necesidad de proponer estrategias de integración de GD que consideran las curvas horarias de generación y demanda, la tasa de crecimiento de demanda y la tasa de retorno de inversión para la GD, entre otros aspectos. Esta información se encuentra reportada en la sección 1ª de la segunda contribución de esta tesis doctoral (ver recuadro anterior). La revisión ha identificado trabajos que abordan el problema de integración de GD desde un enfoque multiperiodo (generación y demanda variable). Estos emplean funciones objetivos basadas en criterios económicos. Sin embargo, esta tesis doctoral encuentra como nicho de investigación la no existencia de una metodología para la integración de GD FV, mayor recurso renovable colombiano, considerando la mejora de condiciones operativas y económicas de la red, y garantizando el conjunto de restricciones técnicas bajo un entorno de generación y demanda variable; este planteamiento es adecuado tanto para redes de CA como CC.

Este trabajo realiza la caracterización de las curvas de generación y demanda para integrar GD FV dentro de redes de distribución de CA y CC. Se utilizan las curvas típicas diarias de generación y demanda colombianas [54]. Esta información se describe en la sección 3ª de la segunda contribución de esta tesis doctoral; es posible apreciar que la máxima demanda se produce en la hora 20 - 21, mientras que las unidades de FV tendrán disponibilidad de 7 - 20 h, presentando su pico de generación en el intervalo de 13 - 14 h.

### 1.4.2. Segundo objetivo específico

“Planteamiento de la formulación matemática que represente el problema de la integración de GD FV en redes de distribución para la mejora de condiciones operativas y económicas.”

Los dos modelos matemáticos que se han planteado para la integración de GD FV en redes de distribución de CC y CA se encuentran reflejado en la sección 2ª de las siguientes publicaciones:

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. Q2 WOS.

Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. *Sensors*, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. Q2 WOS.

El primer modelo matemático desarrollado en esta tesis doctoral para la integración de GD FV en redes de CC se presenta en la sección 2ª de la primera publicación del recuadro anterior. Este artículo presenta el modelado detallado, empleando como función objetivo la reducción de las pérdidas de energía en la red. El modelo integra todas las restricciones que representan la operación de una red de CC bajo un entorno de GD.

En la formulación matemática se emplea una única función objetivo asociada a la reducción de pérdidas de energía de la red de distribución de CC, ecuación (1):

$$\min P_{Loss} = \min \sum_{i \in \mathcal{N}} \left[ \left( \sum_{j \in \mathcal{N}} G_{ij} v_i v_j \right) - G_{i0} v_i^2 \right] \quad (1)$$

El conjunto de restricciones que representan el problema se describe en las ecuaciones (2) a (8). La ecuación (2) considera el balance de potencia activa en la red de CC; las ecuaciones (3) y (4) describen el límite de tensión en los nudos y corriente en las líneas; la ecuación (5) describe el límite de potencia activa máxima y mínima inyectada por las unidades de GD integradas en la red, mientras la ecuación (6) limita el número máximo de unidades de GD. La ecuación (7) representa el límite de nivel de penetración de GD en la red; finalmente, la ecuación (8) representa una variable binaria que permite evaluar la integración o no de unidades de GD en los diferentes nudos de la red de distribución:

$$p_i^s - p_i^d = \sum_{j \in \mathcal{N}} G_{ij} v_i v_j \quad (2)$$

$$V^{min} \leq v_i \leq V^{max} \quad (3)$$

$$I_{ij} \leq I_{ij}^{max} \quad (4)$$

$$P_{dg}^{min} x_i^{dg} \leq p_i^{dg} \leq P_{dg}^{max} x_i^{dg} \quad (5)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i^{dg} \leq NDG_{max} \quad (6)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} p_i^{dg} x_i^{dg} \leq P_{DG}^{max} \quad (7)$$

$$x_i^{dg} \in \{0,1\} \quad (8)$$

La sección 2ª de la segunda contribución de esta tesis doctoral propone un modelo matemático para la integración de GD FV en redes de distribución de AC. La ecuación (9) define la función objetivo del problema, constituida por la suma de costes anuales de compra de energía a los generadores convencionales de la red durante el periodo de vida útil de los módulos FV ( $f_1$ ), ecuación (10). Los costes anuales de inversión, mantenimiento y operación de la GD FV ( $f_2$ ) se expresan por la ecuación (11). Las ecuaciones (12) y (13) determinan el cálculo del factor de anualidad y aumento del coste de energía para el periodo de vida útil de la GD FV; se considera una tasa de rentabilidad prevista para la inversión y el porcentaje de aumento previsto del coste de energía durante el horizonte de tiempo de análisis (vida útil de la GD FV).

$$\min \text{Acost} = \min (f_1 + f_2) \quad (9)$$

$$f_1 = C_{kWh} T F_a F_c \left( \sum_{h \in \Omega_h} \sum_{i \in \Omega_N} p_{i,h}^{cg} \Delta t \right) \quad (10)$$

$$f_2 = C_{fv} F_a \left( \sum_{i \in \Omega_{fv}} p_i^{fv} \right) + T \left( \sum_{h \in \Omega_h} \sum_{i \in \Omega_{fv}} C_{O\&M}^{fv} p_i^{fv} C_h^{fv} \Delta t \right) \quad (11)$$

$$F_a = \left( \frac{t_a}{1 - (1 + t_a)^{-N_t}} \right) \quad (12)$$

$$F_c = \left( \sum_{t \in T} \left( \frac{1 + t_e}{1 + t_a} \right)^t \right) \quad (13)$$

El problema de la ubicación y el dimensionamiento óptimo de la GD FV está sujeto al conjunto de restricciones técnicas y operativas relacionadas con el límite de regulación de tensión, el equilibrio de la potencia en cada nodo y la capacidad de potencia de los dispositivos, entre otros aspectos [90]. El conjunto de restricciones identificadas en la revisión del estado del arte se enumera desde la ecuación (14) hasta (22):

$$p_{i,h}^{cg} + p_i^{fv} C_h^{fv} - P_{i,h}^d = v_{i,h} \sum_{j \in \Omega_N} Y_{ij} v_{j,h} \cos(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}), \{ \forall i \in \Omega_N, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (14)$$

$$q_{i,h}^{cg} - Q_{i,h}^d = v_{i,h} \sum_{j \in \Omega_N} Y_{ij} v_{j,h} \sin(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}), \{ \forall i \in \Omega_N, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (15)$$

$$p_i^{cg,\min} \leq p_{i,h}^{cg} \leq p_i^{cg,\max}, \{ \forall k \in \Omega_N, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (16)$$

$$q_i^{cg,\min} \leq q_{i,h}^{cg} \leq q_i^{cg,\max}, \{ \forall i \in \Omega_N, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (17)$$

$$x_i p_i^{fv,\min} \leq p_i^{fv} \leq x_i p_i^{fv,\max}, \{ \forall i \in \Omega_N \} \quad (18)$$

$$v_i^{\min} \leq v_{i,h} \leq v_i^{\max}, \{ \forall i \in \Omega_N, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (19)$$

$$I_{ij,h} \leq I_{ij}^{\max} \{ \forall ij \in \Omega_N, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (20)$$

$$\sum_{i \in \Omega_{fv}} x_i \leq N_{fv}^{disp} \quad (21)$$

$$x_i \in \{0,1\}, \{ \forall i \in \Omega_N \} \quad (22)$$

Las restricciones de igualdad planteadas en las ecuaciones (14) y (15) presentan los balances de potencia activa y reactiva para cada nodo del sistema en cada periodo de tiempo. Estas

ecuaciones son las restricciones más complejas del problema debido a su naturaleza no lineal y no convexa; requiere que se utilicen métodos numéricos para su resolución. Las restricciones de desigualdad propuestas por las ecuaciones (16) y (17) plantean el límite inferior y superior de la inyección de potencia activa y reactiva en las fuentes de generación convencionales (red eléctrica y generadores de combustible fósiles). La ecuación (18) propone la restricción de desigualdad que define el límite mínimo y máximo de generación de potencia activa de la GD FV; la ecuación (19) plantea el límite inferior y superior de regulación de tensión para todos los nudos y períodos de tiempo. La ecuación (20) establece el límite de corriente por las líneas, fijado por factores constructivos. La ecuación (21) define el número máximo de unidades de GD FV disponibles para su integración en la red. Por último, la ecuación (22) denota la naturaleza binaria de la variable de decisión  $x_i$ ; toma un valor de 1 en el caso que en el nodo  $i$  se encuentre instalado una unidad de GD FV y 0 en caso contrario.

Es importante resaltar que el modelo planteado aborda el funcionamiento tanto de redes de CA como de CC. Para analizar las redes de CC solo hace falta despreciar las componentes reactivas del modelo.

### 1.4.3. Tercer objetivo específico

“Desarrollo de nuevas estrategias de solución para resolver el problema de integración óptima de GD FV en redes de distribución.”

Para cada una de las formulaciones matemáticas propuestas en el anterior objetivo específico se desarrolla una metodología de solución eficiente, empleando metodologías híbridas basadas en algoritmos de optimización metaheurísticos que evitan el uso de *software* especializado.

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. Q2 WOS.

En la sección 3ª del artículo descrito en el recuadro anterior se propone una metodología híbrida para resolver el problema de la ubicación y el dimensionamiento óptimos de GD FV en redes de distribución de CC. La metodología utiliza la estrategia maestro-esclavo que combina dos algoritmos de optimización basados en programación secuencial: el algoritmo genético [GA] y el algoritmo de optimización de búsqueda de vórtices [VSA]. En la etapa maestra, el GA [91] resuelve el problema de ubicación de la GD FV. En la etapa esclava, el algoritmo VSA [92] resuelve el problema de dimensionamiento utilizando un método basado en aproximaciones sucesivas para resolver el problema de flujo de potencia [93]. La función objetivo se define a partir de una ecuación que considera la reducción de pérdidas de energía en las líneas y múltiples penalizaciones que representan todas las restricciones de la red de CC.

Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. *Sensors*, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. Q2 WOS.

En la sección 3ª del artículo descrito en el recuadro anterior se propone una metodología para resolver el problema de la ubicación y el dimensionamiento óptimos de GD FV en redes de distribución de CA. La función objetivo minimiza el coste operativo total anual de la compra de energía y el coste de inversión y mantenimiento de las unidades de GD FV. Se propone como estrategia de solución la implementación de una versión discreto-continua del algoritmo VSA [CCVSA]; se realiza una adaptación al VSA tradicional [94]. Se persigue que este algoritmo de optimización trabaje con variables discretas y continuas dentro de la misma codificación, asociadas al problema de localización y dimensionamiento de GD FV en la red. La estrategia de

solución propuesta se basa en una estrategia maestro-esclavo. El algoritmo CCVSA se encarga de la localización y dimensionamiento de la GF FV, dentro de la etapa maestra, considerando la operación de estos dispositivos en el punto de máxima potencia. Mientras en la etapa esclava, se utiliza el método de flujo de carga de barrido iterativo para calcular el impacto sobre la función objetivo propuesta. La implementación de algoritmos metaheurísticos basados en codificaciones discreto-continuos es un importante aporte de esta tesis doctoral, dado que reduce los tiempos de procesamiento y mejora la calidad de la solución.

#### 1.4.4. Cuarto objetivo específico

“Comparación de las estrategias de solución desarrolladas para integrar GD FV en redes de distribución frente a las metodologías de solución propuestas en la literatura especializada para diferentes escenarios de prueba.”

La comparación de resultados obtenidos con diferentes metodologías de optimización que se han presentado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descrita en la sección 5ª de dos publicaciones.

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. Q2 WOS.

La sección 5ª del anterior artículo evalúa la efectividad y robustez de la metodología de solución propuesta para la integración óptima de GD FV en redes de distribución de CC. Los escenarios propuestos son diseñados sobre dos sistemas eléctricos de prueba de CC compuestos por 21 y 69 nudos [95]; estos sistemas de prueba son ampliamente usados en la literatura especializada para validar estrategias de planificación y operación de redes de CC. Los parámetros de ambos sistemas de prueba se describen en las subsecciones 4.1 y 4.2.

Como metodologías de comparación se utilizan ocho metodologías híbridas basadas en técnicas metaheurísticas reportadas en la literatura, presentadas en la sección 4.3. Así, la validación de la efectividad y robustez de la metodología propuesta GA/VSA, en términos de calidad de solución y tiempo de procesamiento, es contrastada frente a diferentes métodos de solución propuestos en la literatura. De esta forma, se utiliza el algoritmo de aprendizaje incremental basado en población [PBIL] [20] y una versión paralela del algoritmo Monte-Carlo [PMC] [96]. El problema de dimensionamiento se resuelve utilizando tres algoritmos de optimización; el método de optimización por enjambre de partículas [PSO], el algoritmo de optimización basado en agujeros negros [BH] y una versión continua de GA [CGA] [97], [98]. La combinación de los métodos de solución anteriormente mencionados provee nueve técnicas diferentes para comparar y evaluar el desempeño de la metodología GA/VSA. Es importante resaltar que el criterio para la selección de las metodologías de comparación es que todas son reportadas en la literatura para resolver el problema de integración óptima de GD FV en redes eléctricas. También, que los métodos de solución se basan en metodologías de programación secuencial con el objetivo de evitar el uso de *software* especializado. Todos los algoritmos de optimización son sintonizados de forma heurística con el objetivo de obtener el mejor rendimiento posible.

Las simulaciones realizadas en este estudio demuestran que la metodología GA/VSA propuesta provee una reducción promedio en las pérdidas del 84,70%, con un tiempo de procesamiento promedio de 17,79 s, con respecto al caso base que considera en ambos sistemas un escenario ausente de GD FV. La metodología GA/VSA es superior en ambos escenarios de validación superando en un 15,99% y un 84,40% a todas las metodologías de comparación, con respecto a la reducción de pérdidas y tiempo de procesamiento. El enfoque GA/VSA propuesto en esta tesis doctoral es la mejor opción en términos de calidad de solución y tiempo de procesamiento, cuando se trata de resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD en redes de CC. Sin embargo, esta metodología sacrifica un poco de precisión con respecto a los métodos de comparación para mejorar su impacto en la calidad de la solución y tiempos de procesamiento.

Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F.**, Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. *Sensors*, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. Q2 WOS.

La sección 5<sup>a</sup> del artículo anterior evalúa la efectividad y robustez de la metodología de solución propuesta para la integración óptima de GD FV en redes de distribución de CA. Los escenarios propuestos son diseñados sobre dos sistemas eléctricos de prueba de 33 y 69 nudos en sus versiones de CA y CC. En ellos se incluyen las curvas de generación y demanda horarias típicas de Colombia; se asigna a cada una de las líneas el límite de corriente basado en la regulación nacional [84].

Como metodologías de comparación se emplea el algoritmo genético de Chu & Beasley, utilizando la misma codificación discreta-continúa usada por el algoritmo CCVSA, su acrónimo dentro del artículo es CCCBGA. Además, se emplea el solucionador BONMIN del *software* especializado GAMS. Ambos métodos de comparación son reportados en [99]. En el caso del algoritmo CCVSA propuesto se emplean como parámetros 10 individuos, 1000 iteraciones y 100 evaluaciones consecutivas; estos valores se determinan de forma heurística. Los parámetros de los algoritmos de optimización usados como comparación son tomados de la literatura.

Las simulaciones realizadas en este estudio demuestran que el algoritmo CCVSA presenta una reducción de los costes de inversión y operación del 27,04% y 27,15%, respectivamente para los sistemas de 33 y 69 nudos en su versión de CA. Mientras tanto, en el caso de la versión de CC, la reducción es del 26,94% y 27,03%, respectivamente. Adicionalmente, la metodología propuesta presenta el menor valor de desviación en su versión de CA, alcanzando 1154,08 \$/año y 2666,46

\$/año, respectivamente. En el caso de redes de CC estos valores son de 1652,82 \$/año y 2710,94 \$/año, respectivamente.

#### 1.4.5. Quinto objetivo específico

*“Identificación del conjunto de variables, parámetros, restricciones operativas y escenarios de prueba que representan la operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución en un entorno de GD FV y demanda variable.”*

El quinto objetivo específico de esta tesis doctoral se enfoca en realizar una revisión del estado del arte sobre la operación de los DAEs dentro de las redes de distribución para identificar todas las variables, parámetros y restricciones operativas asociadas. Esta revisión permite modelar la inyección y absorción de potencia de los DAEs bajo un entorno de GD y generar escenarios de prueba que permitan validar el efecto de diferentes estrategias de operación para los DAEs.

**Grisales-Noreña, L. F., Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Hernández, J. C., & Alcalá, G. (2023).** A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, 65, 107199. DOI: 10.1016/j.est.2023.107199. **Q1 WOS.**

**Grisales-Noreña, L. F., Ocampo-Toro, J. A., Montoya-Giraldo, O. D., Montano, J., & Hernández, J. C. (2023).** Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms. *Journal of Energy Storage*, 65, 107240. DOI: 10.1016/j.est.2023.107240. **Q1 WOS.**

La revisión del estado del arte sobre este problema se realiza dentro de la sección 1ª de los dos artículos publicados en esta temática, presentados en el recuadro anterior. A partir de esta revisión es posible identificar que muchos autores han hecho un esfuerzo notable en la proposición de algoritmos inteligentes de solución basados, en mayor medida, en métodos de programación secuencial [35], [100], [101], para evitar el empleo de *software* comercial. Además, la operación inteligente de los DAEs busca en términos generales la mejora de indicadores técnicos, económicos y medioambientales de las redes de distribución [101]–[103]. El esfuerzo de cada trabajo reportado se focaliza sobre un indicador en particular para la mayoría de los casos reportados. Esto genera una oportunidad de mejora, dado que se requiere una metodología que permita abordar la valoración conjunta de los principales indicadores técnicos, económicos y medioambientales, adaptándose a las necesidades de cada operador.

Las metodologías de operación a proponer deben alcanzar soluciones de buena calidad y deben ser repetibles, con tiempos de procesamiento reducidos; este objetivo se puede lograr usando métodos de procesamiento paralelo [104], [105]. Además, dichas metodologías deben ofrecer la

posibilidad de ser altamente eficientes tanto en redes que operan conectadas ó aisladas, operando en CA y CC. Analizando los diferentes trabajos reportados en la literatura, es posible apreciar que el mayor esfuerzo se ha realizado en redes conectadas; las redes aisladas no se abordan en gran medida. Sin embargo, las redes aisladas son las que presentan los mayores retos desde el punto de vista económico y medioambiental debido al uso intensivo que realizan de combustibles fósiles para su operación, debido a su localización generalmente en zonas remotas.

La formulación del problema de operación de los DAEs en la literatura define funciones objetivo que consideran aspectos técnicos, económicos y medioambientales de la red. Se identifica que los principales indicadores se encuentran asociados con los costes de compra de energía, costes de mantenimiento de la GD FV, costes de baterías y factores de emisiones, además de curvas de generación FV y demanda, entre otros [27], [106]–[109]. Por tanto, se requieren datos y parámetros reportados por los reguladores de red [28]. Dentro de las restricciones técnicas se observa que las baterías involucran un nuevo conjunto de restricciones de alta complejidad, afectando directamente a la exploración del espacio solución [1], [2], [110]. Estas se encuentran asociadas con la potencia máxima de carga y descarga de cada batería, el límite del estado de carga y descarga, y el límite de corriente asociado a los sistemas de prueba. Por tanto, se identifica la necesidad de considerar redes telescópicas cuando se diseñan las restricciones de corriente por las líneas.

La planificación de escenarios de prueba para el análisis de la operación eficiente de los DAEs requiere la caracterización temporal de curvas de generación y demanda en regiones específicas que puedan operar en modo conectado o aislado. Ambos tipos de redes pueden representar tradicionalmente todo el territorio colombiano: zona urbana (conectada) y rural (aislada). Así, en esta tesis doctoral se utilizan dos sistemas de prueba adaptados para incluir las características de generación y demanda de dos regiones colombianas [39]; el primer sistema corresponde a una red aislada de 27 nudos adaptado con datos de generación [39] y demanda de un área rural conocida como Capurganá, departamento del Choco-Colombia; este sistema opera por medio de generadores diésel; el segundo sistema de prueba corresponde a una red conectada al sistema nacional colombiano, compuesta por 33 nudos, adaptado con los datos de generación [39] y demanda de la ciudad de en Medellín [19], departamento de Antioquia-Colombia. Los dos sistemas de prueba consideran los costes energéticos, costes de mantenimiento y factores de emisión relacionados con cada una de las regiones. Las metodologías para la obtención de las curvas de generación y demanda, así como las ecuaciones y parámetros empleados están descritos en la sección 4ª de los dos artículos publicados en esta temática.

#### 1.4.6. Sexto objetivo específico

“Desarrollo del modelo matemático asociado al problema de la operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución considerando GD FV y demanda variable.”

Los dos modelos matemáticos que se han planteado para la operación de DAEs en redes de distribución en CA (primera publicación) y CC (segunda publicación) se encuentran reflejados en la sección 2ª de las siguientes publicaciones:

**Grisales-Noreña, L. F.,** Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Hernández, J. C., & Alcalá, G. (2023). A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, 65, 107199. DOI: 10.1016/j.est.2023.107199. Q1 WOS.

**Grisales-Noreña, L. F.,** Ocampo-Toro, J. A., Montoya-Giraldo, O. D., Montano, J., & Hernández, J. C. (2023). Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms. *Journal of Energy Storage*, 65, 107240. DOI: 10.1016/j.est.2023.107240. Q1 WOS.

Ambas formulaciones matemáticas se desarrollan mediante la implementación de un modelo de programación no lineal, con variables de decisión asociadas a la acción de carga/descarga de las baterías ubicadas en la red. Los parámetros de las redes de distribución de CA y CC se incluyen como datos de entrada. La inyección de potencia de la GD FV es otro dato de entrada. Se considera como restricciones el límite mínimo y máximo de potencia de los generadores convencionales, de los generadores distribuidos y de las baterías ubicadas en la red. También, el límite mínimo y máximo del estado de carga de las baterías. Otros límites incluyen la regulación de tensión establecida por el operador de la red y la corriente máxima por las líneas, considerando redes telescópicas. Es importante resaltar que esta formulación considera la variación horaria de generación y demanda a lo largo de un día.

El primer modelo matemático desarrollado en esta tesis doctoral para la operación de los DAEs en redes de CA se presenta en la sección 2ª de la primera publicación del recuadro anterior. En la formulación matemática se emplea una función objetivo que incluye aspectos económicos, técnicos y medioambientales, sobre la operación anual en una base horaria, ecuación (23):

$$\min \text{Cope} = \min(f_3 + f_4) \quad (23)$$

La ecuación (23) establece la reducción de costes operativos de la microrred (Cope), a partir de la operación óptima de la/s batería/s en un año operación; se usan los datos de un día promedio anual de generación, demanda y almacenamiento.

La variable  $f_3$ , ecuación (24), evalúa el coste de compra de energía proveniente de generadores convencionales; estos generadores son representados por la red (caso red conectada), o representan los generadores de combustible fósil (caso de red aislada). La variable  $f_4$ , ecuación (25), evalúa el coste de mantenimiento de las baterías. Las ecuaciones (26) y (27) evalúan el efecto de pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>, respectivamente, a lo largo de un año de operación:

$$f_3 = \left( \sum_{h \in \Omega_{\mathcal{H}}} \sum_{i \in \Omega_{cg}} costs_{i,h}^{cg} P_{i,h}^{cg} \Delta t \right) T, \{ \forall i \in \Omega_{cg}, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (24)$$

$$f_4 = \left( \sum_{h \in \mathcal{H}} \sum_{i \in \Omega_B} |P_{i,h}^B| C_{i,O\&M}^B \Delta t \right) T, \{ \forall i \in \Omega_B, \forall h \in \Omega_{\mathcal{H}} \} \quad (25)$$

$$\min P_{Loss} = \left( \sum_{h \in \Omega_{\mathcal{H}}} \sum_{i \in \Omega_N} \sum_{j \in \Omega_N} Y_{ij} v_{i,h} v_{j,h} \cos(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}) \Delta t \right) T \quad (26)$$

$$\min \text{Emisiones} = \left( \sum_{h \in \Omega_{\mathcal{H}}} \sum_{i \in \Omega_{cg}} P_{i,h}^{cg} CE_i^{cg} \Delta t + \sum_{h \in \Omega_{\mathcal{H}}} \sum_{i \in \Omega_{gd}} P_i^{gd} C_h^{gd} CE_i^{gd} \Delta t \right) T \quad (27)$$

El conjunto de restricciones que representa el problema de operación de baterías en un entorno de GD FV se modela mediante las ecuaciones (28) a (43):

$$P_{i,h}^{cg} + P_i^{gd} C_h^{gd} \pm P_{i,h}^B - P_{i,h}^d = v_{i,h} \sum_{j \in \Omega_N} Y_{ij} v_{j,h} \cos(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}) \quad (28)$$

$$q_{i,h}^{cg} + q_i^{gd} C_h^{gd} - Q_{i,h}^d = v_{i,h} \sum_{j \in \Omega_N} Y_{ij} v_{i,h} \sin(\theta_{i,h} - \theta_{j,h} - \varphi_{ij}) \quad (29)$$

$$P_i^{cg,\min} \leq P_{i,h}^{cg} \leq P_i^{cg,\max} \quad (30)$$

$$Q_i^{cg,\min} \leq q_{i,h}^{cg} \leq Q_i^{cg,\max} \quad (31)$$

$$P_i^{gd,\min} \leq P_i^{gd} \leq P_i^{gd,\max} \quad (32)$$

$$Q_i^{gd,\min} \leq q_i^{gd} \leq Q_i^{gd,\max} \quad (33)$$

$$P_{B,i}^{charg_{max}} \leq p_{i,h}^B \leq P_{B,i}^{disch_{max}} \quad (34)$$

$$P_{B,i}^{disch_{max}} = \frac{C_i^B}{td_i^B} \quad (35)$$

$$P_{B,i}^{charg_{max}} = -\frac{C_i^B}{tc_i^B} \quad (36)$$

$$SOC_{i,h}^B = SOC_{i,h-1}^B - \phi_i^B P_{i,h}^B \Delta t - SOC_i^{AD} \Delta t \quad (37)$$

$$\phi_i^B = \frac{1}{td_i^B P_{B,i}^{disch_{arg_{max}}}} = \frac{1}{tc_i^B P_{B,i}^{charg_{max}}} \quad (38)$$

$$SOC_{i,h=1} = SOC_i^0 \quad (39)$$

$$SOC_{i,h=24} = SOC_i^f \quad (40)$$

$$SOC_i^{\min} \leq SOC_{i,h}^B \leq SOC_i^{\max} \quad (41)$$

$$v_i^{\min} \leq v_{i,h} \leq v_i^{\max} \quad (42)$$

$$I_{ij,h} \leq I_{ij}^{\max} \quad (43)$$

La ecuación (28) establece el equilibrio de potencia activa dentro de la red de distribución, considerando la inyección de potencia por parte de las unidades de GD, la demanda de usuarios y la inyección/absorción de potencia activa por parte de los DAEs. La ecuación (29) permite garantizar el balance de potencia reactiva; esta ecuación no considera la interacción de la potencia gestionada por la batería, pero sí la proveniente de los generadores y cargas que componen el sistema. Las ecuaciones (30)-(33) garantizan que los generadores convencionales y distribuidos operen dentro de rangos permitidos de potencia activa y reactiva. La ecuación (34) establece el límite de potencia de carga y descarga de los DAEs ubicados en la red, evaluando el nivel de potencia en cada hora de operación.

El cálculo del límite de potencia de carga y descarga se modela mediante las ecuaciones (35) y (36), respectivamente; este límite evalúa la capacidad nominal de la batería y tiempos de carga y descarga. La ecuación (37) permite calcular el estado de carga de la batería en cada hora de operación a partir de la potencia inyectada o absorbida. La ecuación (38) determina el coeficiente

de carga de las diferentes baterías, siendo función del tiempo y la potencia de carga y descarga de la batería. Las ecuaciones (39) y (40) determinan el estado inicial y final de carga de los DAEs. Adicionalmente, se debe garantizar en cada periodo de tiempo que el estado de carga de la batería se encuentre dentro del límite mínimo y máximo, ecuación (41). Las ecuaciones (42) y (43) establecen el límite de tensión nodal y de corriente por las líneas, respectivamente, basado en datos regulados por el operador de red y limitaciones constructivas de la red.

#### 1.4.7. Séptimo objetivo específico

*“Formulación de estrategias de operación óptimas, tanto operativa como económicamente, para los DAEs en redes eléctricas de distribución en un entorno de GD FV y demanda variable.”*

Para cada una de las formulaciones matemáticas propuestas en el anterior objetivo específico se desarrolla una metodología de solución eficiente. En la sección 3ª del artículo descrito en el recuadro siguiente se propone una metodología de solución basada en una estrategia maestro-esclavo que combina la versión paralela del VSA y un método de flujo de potencia horario basado en el método de aproximaciones sucesivo [HPFSA]. Ambos permiten resolver el problema de la operación óptima de los DAEs en redes de distribución.

**Grisales-Noreña, L. F.,** Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Hernández, J. C., & Alcalá, G. (2023). A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, 65, 107199. DOI: 10.1016/j.est.2023.107199. Q1 WOS.

La primera metodología propuesta se selecciona por su alta eficiencia para resolver problemas de flujo de potencia óptimo en redes de CA en un entorno de REDs [94], [111]. Mientras la selección del segundo método se basa en el excelente desempeño en términos de convergencia y tiempos de procesamiento reportado en la literatura [20].

En la sección 3ª del artículo descrito en el recuadro siguiente se propone la metodología para la operación óptima de los DAEs en una red de CC que contiene GD FV.

**Grisales-Noreña, L. F.,** Ocampo-Toro, J. A., Montoya-Giraldo, O. D., Montano, J., & Hernández, J. C. (2023). Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms. *Journal of Energy Storage*, 65, 107240. DOI: 10.1016/j.est.2023.107240. Q1 WOS.

La metodología se implementa mediante una adaptación maestro-esclavo con versiones paralelas de técnicas de optimización metaheurísticas y una herramienta de flujo de carga horario basado en el método de aproximaciones sucesivo. La etapa maestra emplea una versión paralela del método de optimización de enjambre de partículas [PPSO] [112], una versión paralela del algoritmo de búsqueda de vórtices [PVSA] [94] y una versión paralela del algoritmo de optimización de hormiga león [PALO] [98]. Estas tres metodologías de solución se seleccionan por sus excelentes resultados en la solución del problema de flujo de potencia óptimo, según es reportado en la literatura, donde el procesamiento paralelo agregado a los métodos tradicionales permite reducir tiempos de procesamiento. El flujo de carga horario se emplea para la evaluación de la función objetivo y el conjunto de restricciones del problema, siendo una adaptación del

HPFSA propuesta para redes de CA en esta tesis doctoral.

#### 1.4.8. Octavo objetivo específico

*“Comparación de las estrategias de solución propuestas para la operación de los DAEs en redes de distribución con los resultados de métodos convencionales reportados en la literatura especializada.”*

Este objetivo trata de plantear la comparación de la solidez y eficacia numérica del método propuesto frente a los referenciados en la literatura. Los sistemas de distribución de prueba descritos en el objetivo específico quinto sirven de base para la implementación y comparación de algoritmos.

**Grisales-Noreña, L. F.**, Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Hernández, J. C., & Alcalá, G. (2023). A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, 65, 107199. DOI: 10.1016/j.est.2023.107199. Q1 WOS.

La sección 5ª del artículo descrito en el recuadro anterior valida la efectividad de la estrategia de optimización propuesta para la operación de los DAEs en redes de CA. Se considera que estas redes de distribución pueden operar tanto conectadas a la red de transporte como aisladas de ésta.

La comparación de resultados de las metodologías en la red rural (aislada), con respecto al caso base (inexistencia de baterías), muestra que el método PPSO logra una reducción media del 0,012% en costes operativos, del 7,37% en pérdidas de energía y del 0,08% en emisiones de CO<sub>2</sub>. En todas las funciones objetivo analizadas, el algoritmo PVSA logra la mayor reducción en relación con las metodologías de comparación, con una reducción del 0,01%, 3,08% y 0,034% en los indicadores económicos, técnicos y medioambientales, respectivamente. La reducida disminución de costes de energía se debe a que la energía gestionada por las baterías es tomada de la red, siendo su coste fijo para redes aisladas, y difícil, por tanto, que la estrategia de solución mejore significativamente el indicador financiero; las baterías deben absorber la energía de red e inyectarla al mismo coste (costes fijos).

La ejecución de cada algoritmo 1000 veces revela que el algoritmo PVSA determina la menor desviación estándar, con un valor de  $3,76 \times 10^{-4} \%$  y  $1,91 \times 10^{-3} \%$  para la red conectada y aislada, respectivamente; se alcanzan las mejores soluciones desde el punto de vista de la calidad de la solución. Adicionalmente, esta tesis doctoral analiza los tiempos de procesamiento requeridos por los métodos de optimización. El algoritmo PVSA alcanza el segundo lugar, siendo el método PCGA el más rápido en ambos escenarios de prueba. La velocidad del algoritmo genético está asociada al no empleo de un procesamiento poblacional que avanza con los individuos en cada iteración. Esto reduce los tiempos de procesamiento, sin embargo, la baja exploración genera soluciones de baja calidad. A pesar de ocupar el segundo lugar, el tiempo medio de procesamiento

requerido por el algoritmo PVSA es inferior a dos minutos, representando un tiempo reducido para el problema de análisis de 24 horas. En consecuencia, la metodología propuesta es altamente efectiva en términos de calidad de solución y tiempo de procesamiento para redes eléctricas urbanas y rurales.

**Grisales-Noreña, L. F.,** Ocampo-Toro, J. A., Montoya-Giraldo, O. D., Montano, J., & Hernández, J. C. (2023). Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms. *Journal of Energy Storage*, 65, 107240. DOI: 10.1016/j.est.2023.107240. Q1 WOS.

La sección 5ª del artículo descrito en el recuadro anterior valida la efectividad de la estrategia de optimización propuesta para la operación de los DAEs en redes de CC. Se considera que las redes de distribución operan conectadas al sistema de transporte o aisladas de éste.

Los resultados muestran que el algoritmo PVSA determina los mejores resultados para la red aislada en términos de reducciones de costes operativos, pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>; se logra una reducción promedio del 0,007%, 10,84% y 0,078%, respectivamente, con respecto al escenario base, y una reducción del 0,061%, 0,33% y 0,0023% cuando se compara frente a las otras metodologías. EL algoritmo PVSA determina la mejor solución en términos repetitividad, presentando una desviación estándar inferior al 1,12%, con tiempos de procesamiento menores a 18,29 s. En un año promedio de operación el algoritmo PVSA logra una reducción de costes de energía de 425,8 \$, de pérdidas de energía de 15,17 MW y una reducción de 4,05 toneladas en las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El algoritmo PALO localiza el mejor resultado para la red de CC conectada en términos de reducción mínima/media de la función objetivo, con una desviación estándar del 0,78% y tiempos de procesamiento inferiores a 108,75 s en promedio. En este escenario, el algoritmo PALO reduce el coste operativo de la red en 1226,40 \$ cuando el precio de compra de energía se establece como fijo. Además, reduce este coste en 32671,15 \$ para el caso de coste variable (disminución del 96,24%). Adicionalmente, es posible una reducción media diaria de 101,63 kW en pérdidas de energía y de 16,69 kg en emisiones de CO<sub>2</sub>; extrapolando para un año promedio de operación representa aproximadamente 37.095 MW en pérdidas de energía y 6.093 toneladas de CO<sub>2</sub> menos, respectivamente.

#### 1.4.9. Noveno objetivo específico

*“Reconocimiento del conjunto de variables, parámetros y restricciones operativas que mejor representen la integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución, basándose en una revisión bibliográfica.”*

Como punto de partida, es necesario realizar un estudio del estado del arte sobre todas las variables, parámetros, restricciones técnicas y operativas que representan los diferentes dispositivos que componen una red de distribución bajo un entorno de integración y operación de DAEs. La revisión del estado del arte relacionado con este problema se encuentra descrito en la sección 1ª de la siguiente publicación. Las características de generación y demanda utilizadas, provenientes de la ciudad de Medellín (Colombia), están descritas en la sección 4ª de la siguiente publicación:

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya, O. D., & Perea-Moreno, A. J. (2023). Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO<sub>2</sub> Emissions. *Mathematics*, 11(7), 1604. DOI: 10.3390/math11071604. Q1 WOS.

Esta revisión identifica la necesidad actual de estudiar la integración de baterías para la reducción de pérdidas de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>, factores que impactan directamente sobre los operadores de red y usuarios. Adicionalmente, logra establecer el sistema de restricciones técnicas y operativas, así como los indicadores económicos y medioambientales empleados en el segundo objetivo general de esta tesis, además de modelar el problema abordado en el tercer objetivo general. A partir de este punto, es necesario únicamente integrar en el modelo matemático las variables y limitaciones técnicas asociadas a la integración de las baterías [1], [113]–[115]. Se identifica también que el número máximo de baterías integradas sea tres, basándose en la literatura especializada [12].

La planificación de escenarios de prueba para el análisis requiere de un sistema de distribución de prueba. Así, en esta tesis doctoral se utilizan el sistema de prueba de red conectada de 33 nudos.

#### 1.4.10. Decimo objetivo específico

“Formulación y adaptación del modelo matemático que representa el problema de la integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución para mejorar sus condiciones técnicas y medioambientales, en un contexto de GD FV y demanda variable.”

Una vez que ha sido seleccionado el modelo, se procede a formular matemáticamente el problema de integración y operación de DAEs en redes eléctricas de distribución. La formulación matemática utilizada durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descrita en la sección 2ª de la siguiente publicación:

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya, O. D., & Perea-Moreno, A. J. (2023). Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO2 Emissions. *Mathematics*, 11(7), 1604. DOI: 10.3390/math11071604. **Q1 WOS.**

Este modelo plantea como función objetivo la reducción de pérdidas de energía y de emisiones de CO<sub>2</sub>. Se consideran todas las restricciones asociadas a la red eléctrica (balance de potencia, límite de corriente en líneas y de tensión en nudos), a los generadores convencionales y distribuidos (límite de potencia) y a los DAEs (límite de potencia de carga/descarga, límite de estado de carga y número máximo de DAEs a integrar). Esta formulación es del tipo no lineal entero mixto, dado que se consideran variables discretas en la integración y variables continuas para la operación de los DAEs. Adicionalmente, la formulación matemática considera variable la generación asociada a la GD FV y la demanda de los usuarios.

La formulación de las pérdidas de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>, en este objetivo específico, se diseña a través de las ecuaciones ya reportadas (26) y (27), y está sujeta a las restricciones técnicas y operativas presentadas por las ecuaciones (28) a (43).

#### 1.4.11. Undécimo objetivo específico

*“Empleo de nueva metodología de solución para el problema de integración y operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución que mejoren sus condiciones técnicas y medioambientales.”*

La presentación de la metodología de resolución del problema de integración y operación de los DAEs en redes de distribución de CA se encuentra reflejada en la sección 2<sup>a</sup> de la siguiente publicación:

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya, O. D., & Perea-Moreno, A. J. (2023). Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO2 Emissions. *Mathematics*, 11(7), 1604. DOI: 10.3390/math11071604. **Q1 WOS.**

Se propone una metodología maestro-esclavo para resolver el problema de integración y operación de DAEs en redes de CA. En la etapa maestra se utiliza la versión discreta del algoritmo paralelo de Montecarlo [PMC] [96], basado en un proceso de búsqueda aleatoria para localizar la solución de mejor rendimiento. El uso de procesamiento paralelo que utiliza todos los procesadores de la computadora permite reducir los tiempos de procesamiento. Adicionalmente, se proponen dos versiones paralelas discretas de dos métodos de optimización continua: el algoritmo genético [PGDA] y de búsqueda de cuervos [PCCSA]. En la etapa esclava se adapta el algoritmo PSO propuesto en las metodologías anteriores.

La combinación de los tres métodos de optimización propuestos en la etapa maestra, con el algoritmo PSO de la etapa esclava, permite determinar tres nuevas metodologías maestro-esclavo para resolver el problema: PMC/PSO, PGDA/PSO y PCCSA/PSO. La evaluación de la función objetivo se lleva a cabo mediante un flujo de potencia horario matricial basado en el método de aproximaciones sucesivo [28]. Este enfoque permite evaluar la variación de generación y demanda.

#### 1.4.12. Decimosegundo objetivo específico

*“Evaluación de la efectividad de la metodología de optimización propuesta para resolver el problema de integración y operación de los DAEs en redes de distribución de energía a través de casos de estudio.”*

La comparación de resultados obtenidos con diferentes metodologías de optimización que se han presentado durante el desarrollo de la presente tesis se encuentra descrita en la sección 5ª de la siguiente publicación:

**Grisales-Noreña, L. F., Montoya, O. D., & Perea-Moreno, A. J. (2023).** Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO<sub>2</sub> Emissions. *Mathematics*, 11(7), 1604. DOI: 10.3390/math11071604. **Q1 WOS.**

La validación de estrategias propuestas permite apreciar que todas logran excelentes resultados en términos de calidad de solución y tiempos de procesado. Se obtiene una reducción promedio del 4,72% y 0,20% en relación con las pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>, respectivamente, para un día de operación promedio en la ciudad de Medellín (Colombia); extrapolando para todo un año de operación equivale a 42,89 MWh y 7,37 toneladas de CO<sub>2</sub>. Estos valores son significativos para la operación de la red distribución en modo conectada, puesto que implican beneficios económicos y medioambientales. Adicionalmente, las metodologías de solución propuestas reportan una baja desviación estándar, con un valor promedio de 0,3220% y 0,01124% para pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>, respectivamente.

La implementación del perfil horario, basada en aproximaciones sucesivas, permite una reducción de tiempos de procesamiento de un 68%, con 6792,92 y 7440,96 s para pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>. Se puede concluir que estas estrategias permiten solucionar el problema de selección, ubicación y operación de múltiples DAEs en redes conectadas en aproximadamente 2 h. Este tiempo de procesado habilita al operador de red a evaluar múltiples escenarios de generación y demanda, así como diferentes sistemas eléctricos, en tiempos reducidos.

Todas las estrategias maestro-esclavo propuestas en el tercer objetivo general de esta tesis doctoral son adecuadas para resolver el problema a partir de los resultados presentados. Sin embargo, la metodología PMC/PSO es la mejor en términos de calidad de la solución, repetitividad y tiempos de procesamiento, con un promedio de reducción del 5,13%, 29,03% y 99,42%, respectivamente, cuando se compara con otras estrategias propuestas.

## 1.5. CONCLUSIONES

Mediante el conjunto de trabajos que conforman esta tesis doctoral se pretende contribuir al desarrollo de herramientas y metodologías que permitan una integración y gestión eficiente de GD FV y DAEs en redes de distribución. Este objetivo general se va articulando de forma progresiva a través de diferentes objetivos generales parciales. Así, en primer lugar, la investigación se focaliza en la búsqueda de nuevas metodologías que habiliten la integración y gestión de GD FV en redes de distribución de CA y CC. A continuación, el estudio se centra sobre propuestas de nuevas metodologías para gestionar la operación de DAEs en redes de distribución de CA y CC. Finalmente, la exploración concluye con propuestas de nuevas metodologías que habiliten simultáneamente la integración y operación de DAEs en redes de distribución de CA.

El estudio se ha realizado en MATLAB como entorno de programación, además del uso del software GAMS. Se ha partido de una serie de metodologías referenciadas en la bibliografía que han sido reformuladas y mejoradas, para, posteriormente ser implementadas en sistemas de distribución de prueba donde, se han considerado diferentes escenarios de integración y condiciones diarias de demanda y generación FV.

En el contexto de integración de GD FV en redes eléctricas de distribución para la mejora de condiciones operativas y económicas de la red, esta tesis doctoral desarrolla dos metodologías de solución para brindar solución al problema en redes de CA y CC. La primera metodología combina el GA y el algoritmo VSA para resolver el problema de ubicación y dimensionamiento óptimo de GD FV en redes de CC, persiguiendo la reducción de pérdidas de energía. El GA determina la ubicación de la GD FV, mientras que el algoritmo VSA es responsable de su dimensionamiento. En la segunda metodología, aplicada a redes de CA, el algoritmo CCVSA se encarga de la localización y dimensionamiento de la GF FV, en una etapa maestra, mientras que la etapa esclava utiliza el método de flujo de carga de barrido iterativo para calcular el impacto sobre la función objetivo, la minimización de costes operativos anuales de la red.

En el contexto de la operación de DAEs en redes eléctricas de distribución para la mejora de sus condiciones operativas y económicas, esta investigación propone para las redes de CA una estrategia maestro-esclavo que combina el algoritmo PVSA y HPFSA aplicada a redes operando de forma aislada y conectada. Como función objetivo se considera la reducción de costes de operación, de pérdidas de energía y de emisiones de CO<sub>2</sub>. Para redes de CC, la metodología diseñada implementa una adaptación maestro-esclavo con versiones paralelas de técnicas de optimización metaheurísticas y una herramienta de flujo de carga horario basado en el método de aproximaciones sucesivo. La etapa maestra emplea una versión paralela del método de PPSO, una

versión PVSA y una versión de PALO.

Finalmente, en el contexto simultáneo de integración y operación de DAEs en redes eléctricas de distribución de CA para la mejora de sus condiciones técnicas y medioambientales se propone una metodología maestro-esclavo. En la etapa maestra se utiliza la versión discreta del algoritmo PMC, basada en un proceso de búsqueda aleatoria para localizar la solución de mejor rendimiento. Adicionalmente, se proponen dos versiones paralelas discretas de métodos de optimización continua: el algoritmo PGDA y el algoritmo PCCSA. En la etapa esclava se adapta el algoritmo de optimización PSO.

A continuación, se recogen las principales conclusiones que se han derivado de los resultados presentados en esta tesis doctoral. Las conclusiones asociadas al estudio de integración de GD FV en redes eléctricas de distribución, para mejorar las condiciones operativas y económicas de la red, son las siguientes:

- Los sistemas de prueba elegidos, de 21, 33 y 69 nudos, integran de forma bastante precisa las condiciones asociadas a la operación de redes eléctricas dentro del territorio colombiano.
- La metodología GA/VSA alcanza los mejores resultados para la red de CC con respecto al caso base (ausencia de GD FV), superando en un 15,99% y 84,40% a todas las metodologías de comparación, en reducción de pérdidas de energía y tiempo de procesamiento. Sin embargo, esta metodología sacrifica ligeramente la precisión en relación con métodos de solución que utilizan el algoritmo PBIL en la etapa maestra.
- La metodología CCVSA provee una reducción de costes de inversión y operación respecto al caso base de 27,04% y 27,15%, para los sistemas de prueba de 33 y 69 nudos en su versión CA. En el caso de CC, la reducción es del 26,94% y 27,03%, respectivamente. Adicionalmente, la metodología CCVSA determina la mejor solución mínima y media en relación con métodos de comparación, con un menor valor de desviación estándar; se confirma por tanto la efectividad y robustez de CCVSA.

Las conclusiones asociadas al estudio de nuevas metodologías para la operación de los DAEs en redes eléctricas de distribución, para mejorar sus condiciones económicas, técnicas y medioambientales, son las siguientes:

- Para redes de CA aisladas, el método PPSO logra una reducción media del 0,012% en costes operativos, del 7,37% en pérdidas de energía y del 0,08% en emisiones de CO<sub>2</sub>. En todas las funciones objetivo analizadas, el algoritmo PVSA logra la mayor reducción en relación con las metodologías de comparación, con una reducción del 0,01%, 3,08%

---

y 0,034% en los indicadores económicos, técnicos y medioambientales, respectivamente.

- Se detecta la necesidad de emplear escenarios de costes variables que dinamicen la gestión energética en términos de costes operativos. Cuando una red de distribución opera con costes fijos (red rural) solo se alcanza el ahorro de pocos dólares diarios; la operación de DAEs es económicamente poco atractiva. Este resultado revela la importancia de promover nuevas políticas de costes variables para las redes aisladas colombianas. Sin embargo, para redes conectadas se puede operar bajo escenarios de costes fijos o variables. Es posible observar una reducción del 97,01% cuando se comparan costes variables frente a fijos. Por tanto, es importante implementar costes variables dentro del sistema de interconexión nacional colombiano para todo tipo de usuarios.
- La ejecución de cada algoritmo propuesto 1000 veces revela que el algoritmo PVSA determina la menor desviación estándar, con un valor de  $3,76 \times 10^{-4} \%$  y  $1,91 \times 10^{-3} \%$ , respectivamente, para la red conectada y aislada; se alcanzan por tanto las mejores soluciones desde el punto de vista de la calidad de la solución.
- Para redes de CC el algoritmo PVSA determina los mejores resultados para la red aislada en términos de reducciones de costes operativos, pérdidas de energía y emisiones de CO<sub>2</sub>; se logra una reducción promedio del 0,007%, 10,84% y 0,078%, respectivamente, con respecto al escenario base, y una reducción del 0,061%, 0,33% y 0,0023% cuando se compara frente a las otras metodologías. El algoritmo PALO localiza los mejores resultados para la red de CC conectada en términos de reducción mínima/media de la función objetivo, con una desviación estándar del 0,78% y tiempos de procesamiento inferiores a 108,75 s en promedio. En este escenario, el algoritmo PALO reduce el coste operativo de la red en 1226,40 \$ cuando el precio de compra es fijo.
- Al igual que en la red de CA, los resultados de redes de CC demuestran la importancia de los costes variables de energía cuando se considera la operación de los DAEs. Por tanto, está confirmando la necesidad de que en Colombia se impulsen y promuevan leyes y reglamentos que implementen costes variables para todo tipo de usuarios en redes conectadas y aisladas del sistema de potencia.

Las conclusiones asociadas al estudio de nuevas metodologías de integración y operación de DAEs en redes eléctricas de distribución, para mejorar sus condiciones técnicas y medioambientales, son las siguientes:

- La totalidad de metodologías propuestas logra excelentes resultados en términos de calidad de la solución y tiempos de procesamiento; se requiere un tiempo promedio de computación de aproximadamente 2 horas. Este tiempo de procesado es compatible para habilitar al operador de red a evaluar *off-line* múltiples escenarios de generación y demanda sobre diferentes sistemas eléctricos para procesos de licitación pública y análisis de despacho económico.
- La metodología PMC/PSO es la mejor en términos de calidad de la solución, repetitividad y tiempos de procesamiento, con un promedio de reducción del 5,13%, 29,03% y 99,42%, respectivamente, cuando se compara con otras estrategias propuestas.

Como trabajos futuros relacionados con la integración y operación de GD FV en redes de CA y CC se identifica la necesidad de empleo de herramientas de procesamiento paralelo para mejorar la eficiencia de las metodologías. Adicionalmente, estas nuevas estrategias deben considerar la integración de otras fuentes de generación renovable, así como extender su rango de aplicación a dispositivos de compensación reactiva. Obviamente, siempre persiguiendo el objetivo de mejorar las condiciones técnicas, económicas y medioambientales de las redes de distribución.

Dentro de la línea de investigación futura relacionadas con la operación de DAEs en redes de CA y CC se deben plantear nuevas metodologías de optimización que puedan ofrecer mejores soluciones, en términos de efectividad y tiempos de procesamiento. Además, se debe profundizar en la definición de funciones multiobjetivo más integradoras que aborden aspectos técnicos, económicos y medioambientales, y ver su aplicación tanto en redes aisladas como conectadas al sistema de potencia. Adicionalmente, la formulación matemática y estrategia de solución deben integrar el control de la generación renovable, por ejemplo, para generadores FV u otros tipos de recursos renovables despachables. De igual forma, se debe extender la operación inteligente a dispositivos de control de reactiva tales como compensadores estáticos, ultracondensadores, etc.

Dentro de las líneas de investigación futuras relacionadas con la integración y operación de DAEs en las redes de distribución se debe considerar la implementación de nuevos métodos de optimización, adicionales a los ya analizados en esta tesis doctoral, que permitan mejorar los resultados reportados en este estudio. Otra línea futura de investigación está relacionada con la inclusión de otro tipo de REDs, como la generación eólica, celdas de combustible, condensadores y compensadores estáticos reactivos, entre otros. Finalmente, la formulación matemática planteada debe incluir indicadores económicos en la función multiobjetivo que permita la mejora simultánea de indicadores técnicos, económicos y medioambientales.

---

## 1.6. CONCLUSIONS AND FUTURE RESEARCH LINES

The set of works that make up this doctoral thesis seeks to contribute to the development of tools and methodologies that allow for the efficient integration and management of PV-DG and ESDs in distribution networks. This general goal is progressively articulated through different partial objectives. Thus, first of all, this research focuses on the search for new methodologies that enable the integration and management of PV-DG in AC and DC distribution networks. Next, the study focuses on proposals for new methodologies to deal with the operation of ESDs in AC and DC distribution networks. Finally, this exploration concludes with proposals for new methodologies that allow for the simultaneous integration and operation of ESDs in AC distribution networks.

This study was carried out in the MATLAB programming environment while also using the GAMS software. It was based on a series of methodologies referenced in the literature, which were reformulated and improved for their subsequent implementation in test feeders while considering different integration scenarios and daily demand and PV generation conditions.

In the context of integrating PV-DG to improve the operating and economic conditions of distribution networks, this doctoral thesis develops two solution methodologies for AC and DC systems. The first methodology combines a GA and the VSA to solve the problem regarding the optimal location and sizing of PV-DG in DC networks, with the aim to reduce energy losses. The GA determines the PV-DG location, while the VSA deals with its sizing. In the master stage of the second methodology, which is applied to AC networks, the CCVSA is entrusted with the location and sizing of PV-DG, while the slave stage uses the iterative sweep load flow method to calculate the impact on the objective function, *i.e.*, the minimization of the annual operating costs of the network.

Regarding the operation of ESDs to improve the operating and economic conditions of electrical distribution networks, this research proposes a master-slave strategy for AC grids that combines the PVSA and the HPFSA method, which is applied to both isolated and grid-connected networks. As the objective function, the reduction of operating costs, energy losses, and CO<sub>2</sub> emissions is considered. For DC networks, the designed methodology implements a master-slave strategy with parallel versions of metaheuristic optimization techniques, as well as an hourly load flow tool based on the successive approximations method. The master stage employs a version of the PPSO method, a version of the PVSA, and a version of the PALO algorithm.

Finally, within the framework of the simultaneous integration and operation of ESDs to improve the technical and environmental conditions of AC electrical distribution grids, a master-slave methodology is also proposed. In the master stage, the discrete version of the PMC

algorithm is used, based on a random search process to locate the best-performing solution. Additionally, two parallel-discrete versions of continuous optimization methods are proposed: the PGDA and the PCCSA. In the slave stage, the PSO algorithm is adapted.

The main conclusions derived from the results presented in this doctoral thesis are set out below. The conclusions associated with the study of the integration of PV-DG to improve the operating and economic conditions of electrical distribution networks are as follows:

- The selected test systems (with 21, 33, and 69 nodes) quite accurately integrate the conditions associated with the operation of electrical networks in the Colombian territory.
- The GA/VSA methodology obtains the best results for the DC network with respect to the base case (i.e., the absence of PV-DG), outperforming all the methodologies used for comparison by 15,99% and 84,40%. This, in terms of the reduction of energy losses and processing times. However, this methodology slightly sacrifices accuracy with respect to the solution methods that employ the PBIL algorithm in the master stage.
- The CCVSA methodology provides reductions of 27,04% and 27,15% in investment and operating costs with respect to the base case for the 33- and 69-node AC test systems. In the case of DC networks, these reductions are 26,94% and 27,03%, respectively. Additionally, this methodology determines the best minimum and average solutions with regard to the comparison methods, with a lower standard deviation value, thus confirming the effectiveness and robustness of the CCVSA.

The conclusions associated with the study of new ESD operation methodologies to improve the economic, technical, and environmental conditions of electrical distribution networks are as follows:

- For isolated AC networks, the PPSO method achieves average reductions of 0,012% in operating costs, 7,37% in energy losses, and 0,08% in CO<sub>2</sub> emissions. For all the objective functions analyzed, the PVSA achieves the greatest reductions with respect to the comparison methodologies, i.e., 0,01%, 3,08%, and 0,034% in the economic, technical, and environmental indicators, respectively.
- This work detected a need to employ variable cost scenarios that dynamize energy management in terms of operating costs. When a distribution grid operates with fixed costs (rural network), only a few dollars per day are saved; the operation of ESDs is unattractive from an economic point of view. These findings demonstrate the importance of promoting new variable cost policies for Colombian isolated networks. However, grid-connected networks can be operated under fixed or variable cost scenarios. A reduction of 97,01% was observed when comparing both scenarios.

---

Therefore, it is important to implement variable costs within the Colombian national interconnected system for all types of users.

- After running each proposed algorithm 1000 times, the PVSA reported the lowest standard deviation, with values of  $3,76 \times 10^{-4}$  % and  $1,91 \times 10^{-3}$  % for the grid-connected and isolated networks, respectively. Therefore, the best results in terms of solution quality were obtained.
- Regarding DC networks, the PVSA algorithm showed the best results for the isolated network. This, in terms of reducing operating costs, energy losses, and CO2 emissions. With respect to the base scenario, average reductions of 0,007%, 10,84%, and 0,078% were obtained, respectively, as well as reductions of 0,061%, 0,33%, and 0,0023% in comparison with the other methodologies. The PALO algorithm exhibited the best results for the grid-connected DC network in terms of the minimum/average reduction in the objective function, with a standard deviation of 0,78% and average processing times of less than 108,75 s. In this scenario, the PALO algorithm reduced the operating cost of the network by \$1226,40 with a fixed purchasing price.
- As in the AC grid, the results obtained for DC grids demonstrate the importance of variable energy costs when considering the operation of ESDs. This confirms the need for Colombia to promote laws and regulations that implement variable costs for all types of users in networks connected to and isolated from the power system.

The conclusions associated with the study of new ESD operation methodologies to improve the economic, technical, and environmental conditions of electrical distribution networks are as follows:

- All proposed methodologies obtain excellent results in terms of solution quality and processing times; an average computation time of approximately 2 hours is required. This value allows grid operators to evaluate, in an off-line manner, multiple generation and demand scenarios for different electrical systems within the framework of public bidding processes and economic dispatch analyses.
- The PMC/PSO methodology is the best in terms of solution quality, repeatability, and processing times, with reduction averages of 5,13%, 29,03%, and 99,42%, respectively, in comparison with the other proposed strategies.

Regarding the integration and operation of PV-DG in AC and DC networks, as future work, the need to employ parallel processing tools to improve the efficiency of the proposed methodologies was identified. Additionally, these new strategies must consider the integration of other renewable generation sources, as well as extending their range of application to reactive

compensation devices, always with the aim of improving the technical, economic, and environmental conditions of distribution networks.

Within the lines of research related to the operation of ESDs in AC and DC networks, new optimization methodologies should be proposed which can offer better solutions in terms of effectiveness and processing times. In addition, more integrative multi-objective functions should be defined to address technical, economic, and environmental aspects, in addition to evaluating their application in networks both isolated from and connected to the power system. Additionally, mathematical formulations and solution strategies should integrate renewable generation control, e.g., for PV generators or other types of dispatchable resources. Similarly, smart operation should be extended to reactive power control devices, such as static compensators and ultracapacitors, etc.

Within the lines of research related to the integration and operation of ESDs in distribution networks, the implementation of new optimization methods should be considered in order to improve the results of this study. Another future line of research is related to the inclusion of other types of DERs, such as wind generation, fuel cells, and reactive static capacitors and compensators, among others. Finally, the mathematical formulations proposed should include economic indicators in their multi-objective functions, in order to allow for the simultaneous improvement of technical, economic, and environmental indicators.

---

## 1.7. REFERENCIAS

- [1] O. Palizban, K. Kauhaniemi, and J. M. Guerrero, “Microgrids in active network management—Part I: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 36, pp. 428–439, Aug. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.016.
- [2] D. Lee and C.-C. Cheng, “Energy savings by energy management systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 760–777, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.067.
- [3] W. Ouyang, H. Cheng, X. Zhang, and L. Yao, “Distribution network planning method considering distributed generation for peak cutting,” *Energy Convers Manag*, vol. 51, no. 12, pp. 2394–2401, Dec. 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2010.05.003.
- [4] M. R. AlRashidi and M. F. AlHajri, “Optimal planning of multiple distributed generation sources in distribution networks: A new approach,” *Energy Convers Manag*, vol. 52, no. 11, pp. 3301–3308, 2011, doi: 10.1016/j.enconman.2011.06.001.
- [5] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J.-W. Jung, “AC-microgrids versus CC-microgrids with distributed energy resources: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 387–405, Aug. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.067.
- [6] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, “A review on distributed energy resources and MicroGrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 9, pp. 2472–2483, 2008, doi: 10.1016/j.rser.2007.06.004.
- [7] L. F. Grisales Noreña, B. J. Restrepo Cuestas, and F. E. Jaramillo Ramirez, “Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: Una revisión,” *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, vol. 27, no. 2, pp. 157–176, Aug. 2017, doi: 10.18359/rcin.2344.
- [8] Z. Sun and X. Zhang, “Advances on Distributed Generation Technology,” *Energy Procedia*, vol. 17, pp. 32–38, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.02.058.
- [9] A. Saif, V. Ravikumar Pandi, H. H. Zeineldin, and S. Kennedy, “Optimal allocation of distributed energy resources through simulation-based optimization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 104, pp. 1–8, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.05.019.
- [10] G. Mavromatidis, K. Orehounig, and J. Carmeliet, “A review of uncertainty characterisation approaches for the optimal design of distributed energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88, pp. 258–277, May 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.02.021.

- [11] A. Bayat, A. Bagheri, and R. Noroozian, "Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 77, pp. 360–371, May 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.11.039.
- [12] O. Montoya, W. Gil-González, and J. Hernández, "Optimal Selection and Location of BESS Systems in Medium-Voltage Rural Distribution Networks for Minimizing Greenhouse Gas Emissions," *Electronics (Basel)*, vol. 9, no. 12, p. 2097, Dec. 2020, doi: 10.3390/electronics9122097.
- [13] S. Gaurav, C. Birla, A. Lamba, S. Umashankar, and S. Ganesan, "Energy Management of PV – Battery Based Microgrid System," *Procedia Technology*, vol. 21, pp. 103–111, 2015, doi: 10.1016/j.protcy.2015.10.016.
- [14] Y. E. Abu Eldahab, N. H. Saad, and A. Zekry, "Enhancing the design of battery charging controllers for photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 646–655, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.061.
- [15] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo, and D. Proto, "Optimal integration of distributed energy storage devices in smart grids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 985–995, 2013, doi: 10.1109/TSG.2012.2231100.
- [16] F. Molina-Martin, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, J. C. Hernández, and C. A. Ramírez-Vanegas, "Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS," *Electronics (Basel)*, vol. 10, no. 9, p. 1002, Apr. 2021, doi: 10.3390/electronics10091002.
- [17] Y. Latreche, H. R. E. H. Bouchekara, F. Kerrou, K. Naidu, H. Mokhlis, and M. S. Javaid, "Comprehensive review on the optimal integration of distributed generation in distribution systems," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 10, no. 5, p. 055303, Sep. 2018, doi: 10.1063/1.5020190.
- [18] A. Picciariello, K. Alvehag, and L. Soder, "State-of-art review on regulation for distributed generation integration in distribution systems," in *2012 9th International Conference on the European Energy Market*, IEEE, May 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/EEM.2012.6254769.
- [19] B. Restrepo-Cuestas, B. Cortés-Caicedo, J. Montano, A. Rosales-Muñoz, and M. Rivera, "Optimal Location and Sizing of Distributed Generators and Energy Storage Systems in

- 
- Microgrids: A Review,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 1, p. 106, Dec. 2022, doi: 10.3390/en16010106.
- [20] L. Grisales-Noreña, D. Gonzalez Montoya, and C. Ramos-Paja, “Optimal Sizing and Location of Distributed Generators Based on PBIL and PSO Techniques,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 4, p. 1018, Apr. 2018, doi: 10.3390/en11041018.
- [21] World Energy Council-Conseil Mondial de L’energie, “World Energy Perspective,” 2013.
- [22] M. Barnes *et al.*, “Real-World MicroGrids-An Overview,” in *2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering*, IEEE, Apr. 2007, pp. 1–8. doi: 10.1109/SYSOSE.2007.4304255.
- [23] A. Rezaee Jordehi, “Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 893–905, Apr. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.086.
- [24] Y. Liu, S. Yu, Y. Zhu, D. Wang, and J. Liu, “Modeling, planning, application and management of energy systems for isolated areas: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, no. June 2016, pp. 460–470, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.063.
- [25] CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Propuesta para remunerar la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica en las ZNI,” Bogota, 2014.
- [26] C. de regulación de energía y Gas, “Resolución No. 030 de 2018,” Bogota, 2018. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>
- [27] Congreso de Colombia, “Ley N° 1715 del 13 de mayo de 2014,” *Upme*, no. May, p. 26, 2014, doi: 10.1007/s13398-014-0173-7.2.
- [28] L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, B. Cortés-Caicedo, F. Zishan, and J. Rosero-García, “Optimal Power Dispatch of PV Generators in AC Distribution Networks by Considering Solar, Environmental, and Power Demand Conditions from Colombia,” *Mathematics*, vol. 11, no. 2, p. 484, Jan. 2023, doi: 10.3390/math11020484.
- [29] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben-Brahim, M. Haouari, and N. A. Al-Emadi, “Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from
-

- renewable energy sources,” *Renew Energy*, vol. 113, pp. 266–280, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.05.087.
- [30] S. Griffiths, “Renewable energy policy trends and recommendations for GCC countries,” *Energy Transitions*, vol. 1, no. 1, p. 3, Jun. 2017, doi: 10.1007/s41825-017-0003-6.
- [31] A. M. Bouzid, J. M. Guerrero, A. Cheriti, M. Bouhamida, P. Sicard, and M. Benghanem, “A survey on control of electric power distributed generation systems for microgrid applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 751–766, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.016.
- [32] L. F. Grisales Noreña, B. J. Restrepo Cuestas, and F. E. Jaramillo Ramirez, “Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: Una revisión,” *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, vol. 27, no. 2, pp. 157–176, Aug. 2017, doi: 10.18359/rcin.2344.
- [33] L. Meng *et al.*, “Review on Control of CC Microgrids,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 5, no. 3, pp. 1–1, 2017, doi: 10.1109/JESTPE.2017.2690219.
- [34] W.-Y. Chang, “A Literature Review of Wind Forecasting Methods,” *Journal of Power and Energy Engineering*, vol. 02, no. 04, pp. 161–168, 2014, doi: 10.4236/jpee.2014.24023.
- [35] L. Olatomiwa, S. Mekhilef, M. S. Ismail, and M. Moghavvemi, “Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 821–835, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.040.
- [36] Mar. 2022. D. Kanakadhurga, D. Kanakadhurga and N. Prabakaran, “Demand side management in microgrid: A critical review of key issues and recent trends,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 156, p. 111915 and N. Prabakaran, “Demand side management in microgrid: A critical review of key issues and recent trends,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, p. 111915, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111915.
- [37] L. F. Grisales, O. D. Montoya, A. Grajales, R. A. Hincapie, and M. Granada, “Optimal Planning and Operation of Distribution Systems Considering Distributed Energy Resources and Automatic Reclosers,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 1, pp. 126–134, Jan. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8291464.
- [38] L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and C. A. Ramos-Paja, “An energy management system for optimal operation of BSS in CC distributed generation environments based on a parallel PSO algorithm,” *J Energy Storage*, vol. 29, p. 101488, Jun. 2020, doi:

- 
- 10.1016/j.est.2020.101488.
- [39] L. F. Grisales-Noreña, J. A. Ocampo-Toro, A. A. Rosales-Muñoz, B. Cortes-Caicedo, and O. D. Montoya, “An Energy Management System for PV Sources in Standalone and Connected CC Networks Considering Economic, Technical, and Environmental Indices,” *Sustainability*, vol. 14, no. 24, p. 16429, Dec. 2022, doi: 10.3390/su142416429.
- [40] F. Mumtaz, M. H. Syedy, M. Al Hosani, and H. H. Zeineldin, “A simple and accurate approach to solve the power flow for balanced islanded microgrids,” in *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, IEEE, Jun. 2015, pp. 1852–1856. doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165454.
- [41] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, and G. Hu, “Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids,” *IEEE Trans Power Electron*, vol. 26, no. 10, pp. 2762–2773, 2011, doi: 10.1109/TPEL.2011.2116808.
- [42] L. F. Grisales, A. Grajales, O. D. Montoya, R. A. Hincapie, and M. Granada, “Optimal location and sizing of Distributed Generators using a hybrid methodology and considering different technologies,” in *2015 IEEE 6th Latin American Symposium on Circuits & Systems (LASCAS)*, IEEE, Feb. 2015, pp. 1–4. doi: 10.1109/LASCAS.2015.7250486.
- [43] A. Merabet, A. Al-Durra, and E. F. El-Saadany, “Energy management system for optimal cost and storage utilization of renewable hybrid energy microgrid,” *Energy Convers Manag*, vol. 252, p. 115116, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115116.
- [44] M. Kumawat, N. Gupta, N. Jain, and D. Saxena, “Optimal distributed generation placement in power distributed networks: A review,” in *2015 International Conference on Electrical, Electronics, Signals, Communication and Optimization (EESCO)*, IEEE, 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/EESCO.2015.7254023.
- [45] L. F. Grisales, B. J. Restrepo Cuestas, and F. E. Jaramillo, “Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida: una revisión TT - Location and sizing of distributed generation: a review,” *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, vol. 27, no. 2, pp. 157–176, 2017.
- [46] T. Costa *et al.*, “Development of a Method for Sizing a Hybrid Battery Energy Storage System for Application in AC Microgrid,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 3, p. 1175, Jan. 2023, doi: 10.3390/en16031175.
- [47] K. Mahmoud, N. Yorino, and A. Ahmed, “Optimal Distributed Generation Allocation in Distribution Systems for Loss Minimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 960–969, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2418333.
-

- [48] M. F. Roslan, M. A. Hannan, P. Jern Ker, R. A. Begum, T. Indra Mahlia, and Z. Y. Dong, "Scheduling controller for microgrids energy management system using optimization algorithm in achieving cost saving and emission reduction," *Appl Energy*, vol. 292, p. 116883, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116883.
- [49] W. Gil-González, O. D. Montoya, E. Holguín, A. Garces, and L. F. Grisales-Noreña, "Economic dispatch of energy storage systems in CC microgrids employing a semidefinite programming model," *J Energy Storage*, vol. 21, 2019, doi: 10.1016/j.est.2018.10.025.
- [50] S. Whaite, B. Grainger, and A. Kwasinski, "Power Quality in CC Power Distribution Systems and Microgrids," *Energies (Basel)*, vol. 8, no. 12, pp. 4378–4399, May 2015, doi: 10.3390/en8054378.
- [51] D. J. Tylavsky *et al.*, "Parallel processing in power systems computation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 629–638, May 1992, doi: 10.1109/59.141768.
- [52] C. Lemaitre and B. Thomas, "Two applications of parallel processing in power system computation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 246–253, 1996, doi: 10.1109/59.486102.
- [53] J. A. Corea-Araujo, J. A. Martinez-Velasco, and J. Magnusson, "Optimum design of hybrid HVCC circuit breakers using a parallel genetic algorithm and a MATLAB-EMTP environment," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 12, pp. 2974–2982, 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2016.1500.
- [54] L. F. Grisales-Noreña, O. D. Montoya, and C. A. Ramos-Paja, "An energy management system for optimal operation of BSS in CC distributed generation environments based on a parallel PSO algorithm," *J Energy Storage*, vol. 29, p. 101488, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101488.
- [55] F. Capitanescu, "Critical review of recent advances and further developments needed in AC optimal power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 57–68, 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.02.008.
- [56] N. D. Hatziargyriou, A. G. Tsikalakis, N. D. Hatziargyriou, and S. Member, "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation Central Controller Strategy to Optimize Microgrids Operation," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, no. November 2015, pp. 1–8, 2011.
- [57] A. Ehsan and Q. Yang, "State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active

- 
- distribution network planning: A review,” *Appl Energy*, vol. 239, pp. 1509–1523, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.211.
- [58] B. Singh and J. Sharma, “A review on distributed generation planning,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, no. March, pp. 529–544, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.034.
- [59] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez de Alegría, and E. Ibarra, “AC and CC technology in microgrids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 726–749, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.11.067.
- [60] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, W. T. Amin, L. A. Rojas, and J. Campillo, *Vortex Search Algorithm for Optimal Sizing of Distributed Generators in AC Distribution Networks with Radial Topology*, vol. 1052. 2019. doi: 10.1007/978-3-030-31019-6\_21.
- [61] F. R. Torres Fernández, “Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014,” Universidad Nacional de Colombia, 2016. [Online]. Available: [https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/59813/TRABAJO\\_DE\\_GRADO\\_REV\\_0.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/59813/TRABAJO_DE_GRADO_REV_0.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [62] D. F. Chacón Serna, C. M. Moreno Amaya, and A. Hernández Mora, “Centrales fotovoltaicas: contexto colombiano frente a latinoamérica continental de habla hispana,” *ELEMENTOS*, vol. 6, no. 6, p. 31, Oct. 2016, doi: 10.15765/e.v6i6.817.
- [63] M. de M. y E. (UPME), “Proyección Regional De Demanda De Energía Eléctrica Y Potencia Máxima En Colombia,” 2017.
- [64] Gobierno de Chile, “Histórico: Por primera vez en Chile la energía solar y eólica superan al carbón en la generación de electricidad,” *Gobierno transparente*, Oct. 22, 2020.
- [65] Revista Nueva Minería & Energía, “Vertimiento de energía renovable se triplicó durante el último año.”
- [66] Baochao Wang, M. Sechilariu, and F. Locment, “Intelligent CC microgrid with smart grid communications: Control strategy consideration and design,” in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2013, pp. 1–1. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672112.
- [67] L. F. Grisales, A. Grajales, O. D. Montoya, R. A. Hincapie, M. Granada, and C. A. Castro, “Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using
-

- multi-objective approach,” *IEEE Latin America Transactions*, 2017, doi: 10.1109/TLA.2017.7932696.
- [68] S. Twaha and M. A. M. Ramli, “A review of optimization approaches for hybrid distributed energy generation systems: Off-grid and grid-connected systems,” *Sustain Cities Soc*, vol. 41, pp. 320–331, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.scs.2018.05.027.
- [69] Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 0570 del 23 de marzo de 2018, “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proy,” 2018.
- [70] DIgSILENT GmbH, “PowerFactory,” 2016. <https://www.digsilent.de/en/>
- [71] Operationg Technology inc, “Etap,” 2018. <https://etap.com/>
- [72] O. D. Montoya, W. Gil-González, and L. F. Grisales-Noreña, “Relaxed convex model for optimal location and sizing of GDs in CC grids using sequential quadratic programming and random hyperplane approaches,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 115, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105442.
- [73] L. F. Grisales-Noreña, C. A. Ramos-Paja, D. Gonzalez-Montoya, G. Alcalá, and Q. Hernandez-Escobedo, “Energy Management in PV Based Microgrids Designed for the Universidad Nacional de Colombia,” *Sustainability*, vol. 12, no. 3, p. 1219, Feb. 2020, doi: 10.3390/su12031219.
- [74] M. Tegmark, “Parallel Universes (Multiverse),” *Posthuman Glossary*, 2003, doi: 10.5040/9781350030275.article-094.
- [75] L. F. Grisales, A. Grajales, O. D. Montoya, R. A. Hincapie, and M. Granada, “Impact of optimal location and sizing of distributed generation and automatic reclosers in distribution systems,” *International Journal of Power and Energy Conversion*, vol. 10, no. 1, 2019, doi: 10.1504/IJPEC.2019.096724.
- [76] International Conference on Large Electric Systems (CIGRE), “Distribution Systems and Dispersed Generation.” [Online]. Available: <http://www.cigre.org/Technical-activities/Study-Committees-Working-Groups/SC-C6-Distribution-Systems-and-Dispersed-Generation>
- [77] R. Billinton and R. N. Allan, “Distribution systems—basic techniques and radial networks,” in *Reliability Evaluation of Power Systems*, Boston, MA: Springer US, 1996,

- 
- pp. 220–248. doi: 10.1007/978-1-4899-1860-4\_7.
- [78] N. Khalesi, N. Rezaei, and M.-R. Haghifam, “GD allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 288–295, 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.08.024.
- [79] F. Molina-Martin, O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, J. C. Hernández, and C. A. Ramírez-Vanegas, “Simultaneous Minimization of Energy Losses and Greenhouse Gas Emissions in AC Distribution Networks Using BESS,” *Electronics (Basel)*, vol. 10, no. 9, p. 1002, Apr. 2021, doi: 10.3390/electronics10091002.
- [80] R. Baños, F. Manzano-Agugliaro, F. G. Montoya, C. Gil, A. Alcayde, and J. Gómez, “Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 4, pp. 1753–1766, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.12.008.
- [81] R. Viral and D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 7, pp. 5146–5165, Sep. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.05.020.
- [82] L. F. Grisales Noreña, O. D. Garzón Rivera, J. A. Ocampo Toro, C. A. Ramos Paja, and M. A. Rodríguez Cabal, “Metaheuristic Optimization Methods for Optimal Power Flow Analysis in CC Distribution Networks,” *Transactions on Energy Systems and Engineering Applications*, vol. 1, no. 1, pp. 13–31, 2020, doi: 10.32397/tesea.vol1.n1.2.
- [83] R. H. Inman, H. T. C. Pedro, and C. F. M. Coimbra, “Solar forecasting methods for renewable energy integration,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 39, no. 6, pp. 535–576, 2013, doi: 10.1016/j.pecs.2013.06.002.
- [84] Unidad de Planeamiento Minero Energético UPME, “Reglamento de Instalaciones Eléctricas RETIE,” Bogota, Jul. 2006.
- [85] M. H. Moradi and M. Abedini, “A novel method for optimal GD units capacity and location in Microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 75, pp. 236–244, Feb. 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.09.013.
- [86] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, and A. Y. Abdelaziz, “Ant Lion Optimization Algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generations,” *Renew Energy*, vol. 101, pp. 1311–1324, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.09.023.
-

- [87] D. Klienschmidt and S. Blazewicz, “Distributed Generation: Understanding the Economics the Economics,” 1999. [Online]. Available: <http://www.encorp.com/ADLittleWhitePaper-GDUnderstandingtheEconomics.pdf>
- [88] A. Yadav and L. Srivastava, “Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues,” in *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*, IEEE, 2014, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517.
- [89] A. Yadav and L. Srivastava, “Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues,” in *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*, IEEE, Jan. 2014, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPSCICON.2014.6887517.
- [90] P. Gupta, M. Pandit, and D. P. Kothari, “A review on optimal sizing and siting of distributed generation system: Integrating distributed generation into the grid,” in *2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, IEEE, 2014, pp. 1–6. doi: 10.1109/POWERI.2014.7117648.
- [91] M. H. Moradi and M. Abedini, “A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal GD location and sizing in distribution systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 66–74, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.08.023.
- [92] O. D. Montoya, W. Gil-Gonzalez, and L. F. Grisales-Norena, “Vortex Search Algorithm for Optimal Power Flow Analysis in CC Resistive Networks with CPLs,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 67, no. 8, pp. 1439–1443, 2020, doi: 10.1109/TCSII.2019.2938530.
- [93] O. D. Montoya, V. M. Garrido, W. Gil-Gonzalez, and L. F. Grisales-Norena, “Power Flow Analysis in CC Grids: Two Alternative Numerical Methods,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 66, no. 11, pp. 1865–1869, 2019, doi: 10.1109/TCSII.2019.2891640.
- [94] A. Paz-Rodríguez, J. F. Castro-Ordoñez, O. D. Montoya, and D. A. Giral-Ramírez, “Optimal Integration of Photovoltaic Sources in Distribution Networks for Daily Energy Losses Minimization Using the Vortex Search Algorithm,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 10, p. 4418, May 2021, doi: 10.3390/app11104418.
- [95] O. D. Montoya, V. M. Garrido, W. Gil-Gonzalez, and L. F. Grisales-Norena, “Power Flow

- 
- Analysis in CC Grids: Two Alternative Numerical Methods,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, vol. 66, no. 11, 2019, doi: 10.1109/TCSII.2019.2891640.
- [96] J. A. Martinez and G. Guerra, “A parallel Monte Carlo method for optimum allocation of distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 2926–2933, 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2317285.
- [97] L. F. Grisales-Noreña, O. D. Garzon-Rivera, O. Danilo Montoya, and C. A. Ramos-Paja, *Hybrid Metaheuristic Optimization Methods for Optimal Location and Sizing GDs in CC Networks*, vol. 1052. 2019. doi: 10.1007/978-3-030-31019-6\_19.
- [98] O. D. Garzon-Rivera, L. F. Grisales-Noreña, J. A. Ocampo, O. D. Montoya, and J. J. Rojas-Montano, “Optimal Power Flow in Direct Current Networks Using the Antlion Optimizer,” *Statistics, Optimization and Information Computing*, vol. 8, no. 4, pp. 846–857, 2020, doi: 10.19139/soic-2310-5070-1022.
- [99] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, L. Alvarado-Barrios, A. Arias-Londoño, and C. Álvarez-Arroyo, “Efficient Reduction in the Annual Investment Costs in AC Distribution Networks via Optimal Integration of Solar PV Sources Using the Newton Metaheuristic Algorithm,” *Applied Sciences*, vol. 11, no. 23, p. 11525, Dec. 2021, doi: 10.3390/app112311525.
- [100] K. K. Matrawy, A.-F. Mahrous, and M. S. Youssef, “Energy management and parametric optimization of an integrated PV solar house,” *Energy Convers Manag*, vol. 96, pp. 377–383, May 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.02.088.
- [101] C. Chen, S. Duan, T. Cai, B. Liu, and G. Hu, “Smart energy management system for optimal microgrid economic operation,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, no. 3, p. 258, 2011, doi: 10.1049/iet-rpg.2010.0052.
- [102] A. M. Dizqah, A. Maheri, K. Busawon, and A. Kamjoo, “A Multivariable Optimal Energy Management Strategy for Standalone CC Microgrids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2278–2287, Sep. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2360434.
- [103] A. Ahmad Khan, M. Naeem, M. Iqbal, S. Qaisar, and A. Anpalagan, “A compendium of optimization objectives, constraints, tools and algorithms for energy management in microgrids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1664–1683, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.259.
- [104] P. R. Rinaldi, E. A. Dari, M. J. Vénere, and A. Clause, “A Lattice-Boltzmann solver for
-

- 3D fluid simulation on GPU,” *Simul Model Pract Theory*, vol. 25, pp. 163–171, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.simpat.2012.03.004.
- [105] N. Lukač and B. Žalik, “GPU-based roofs’ solar potential estimation using LiDAR data,” *Comput Geosci*, vol. 52, pp. 34–41, Mar. 2013, doi: 10.1016/j.cageo.2012.10.010.
- [106] U. de P. M. E. UPME, “Proyección de Demanda de Energía en Colombia,” *Energía, Minero*, p. 90, 2010.
- [107] UPME and BID, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015. [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)
- [108] M. Antonio, C. Camargo, W. Javier, and H. Ramirez, “Atlas potencial hidroenergetico de Colombia,” *UPME*, vol. 1, pp. 1–160, 2015, [Online]. Available: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Primer-Atlas-hidroenergetico-revela-gran-potencial-en-Colombia.aspx>
- [109] Alejandro Rendón Cortés, “Estudio de conexión para un parque fotovoltaico de 250 mw bajo los lineamientos de la UPME-CREG,” Universidad de los andes, 2020.
- [110] K. Zhou, C. Fu, and S. Yang, “Big data driven smart energy management: From big data to big insights,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, no. 2016, pp. 215–225, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.050.
- [111] H. Rezk, A. Fathy, and A. Y. Abdelaziz, “A comparison of different global MPPT techniques based on meta-heuristic algorithms for photovoltaic system subjected to partial shading conditions,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, no. August 2016, pp. 377–386, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.051.
- [112] M. Gomez-Gonzalez, A. López, and F. Jurado, “Optimization of distributed generation systems using a new discrete PSO and OPF,” *Electric Power Systems Research*, vol. 84, no. 1, pp. 174–180, Mar. 2012, doi: 10.1016/j.epsr.2011.11.016.
- [113] R. Alford, M. Dean, P. Hoontrakul, and P. Smith, “Power systems of the future: The case for energy storage, distributed generation, and microgrids,” 2012. [Online]. Available: [https://building-microgrid.lbl.gov/sites/all/files/THE\\_CASE\\_FOR\\_ENERGY\\_STORAGE\\_DISTRIBUTED.pdf](https://building-microgrid.lbl.gov/sites/all/files/THE_CASE_FOR_ENERGY_STORAGE_DISTRIBUTED.pdf)
-

- [114] S. X. Chen, H. B. Gooi, and M. Q. Wang, "Sizing of Energy Storage for Microgrids," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, Mar. 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2160745.
- [115] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, and M. Loddo, "Optimal integration of energy storage in distribution networks," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, IEEE, Jun. 2009, pp. 1–7. doi: 10.1109/PTC.2009.5282268.



# COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

---

## 2. COMPENDIO DE TRABAJOS PUBLICADOS

Esta tesis doctoral cumple el requisito establecido en el artículo 25 del Reglamento de los Estudios de Doctorado de la Universidad de Jaén (modificado por el Consejo de Gobierno de la Universidad de Jaén de fecha 18 de febrero de 2019) para ser presentada como conjunto de trabajos publicados en el que son necesarios al menos dos artículos publicados o aceptados, o capítulos de libro, o un libro, siendo el doctorando o doctoranda el primer autor en al menos uno de ellos según unos criterios mínimos de calidad establecidos por la Comisión Nacional Evaluadora de la Actividad Investigadora (CNEAI).

Durante el desarrollo de esta tesis se han generado 5 artículos, ya aceptados. Dos ubicados en segundo cuartil y tres en el primer cuartil (primer cuartil) del Web of Science (WOS): Journal Citation Report (JCR). En estos artículos el doctorando es el primer autor en 4 de los 5 trabajos.

### 2.1. ARTÍCULOS PUBLICADOS

#### 2.1.1. *Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm*

Cortés-Caicedo, B., Molina-Martin, F., **Grisales-Noreña, L. F.**, Montoya, O. D., & Hernández, J. C. (2022). Optimal design of PV Systems in electrical distribution networks by minimizing the annual equivalent operative costs through the discrete-continuous vortex search algorithm. *Sensors*, 22(3), 851. DOI: 10.3390/s22030851. **Q2 WOS.**

Estado / Status: Published / Publicado

Índice de impacto / Impact factor: 3,9

---

Editorial: MDPI

Categoría / Category: ENGINEERING, ELECTRICAL AND ELECTRONIC

Ranking (2022): 100/275 (Q2)

Índice de citas / Citation index: WOS: 19; Scopus: 20; Google Scholar: 25

*2.1.2. Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms*

**Grisales-Noreña, L. F.,** Montoya-Giraldo, O. D., & Gil-González, W. (2022). Optimal Integration of Distributed Generators into CC Microgrids Using a Hybrid Methodology: Genetic and Vortex Search Algorithms. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 1-16. DOI: 10.1007/s13369-022-06866-7. **Q2 WOS.**

Estado / Status: Published / Publicado

Índice de impacto / Impact factor: 0,56

Editorial: SPRINGER HEIDELBERG

Categoría / Category: MULTIDISCIPLINARY SCIENCES

Ranking (2022): 35/73 (Q2)

Índice de citas / Citation index: WOS: 4; Scopus: 4; Google Scholar: 4

*2.1.3. A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks*

**Grisales-Noreña, L. F.,** Cortés-Caicedo, B., Montoya, O. D., Hernández, J. C., & Alcalá, G. (2023). A battery energy management system to improve the financial, technical, and environmental indicators of Colombian urban and rural networks. *Journal of Energy Storage*, 65, 107199. DOI: 10.1016/j.est.2023.107199. **Q1 WOS.**

Estado / Status: Aceptado / Accepted

Editorial: ELSEVIER

Índice de impacto / Impact factor: 9,1

Categoría / Category: ENERGY & FUELS

Ranking (2022): 19/115 (Q1)

Índice de citas / Citation index: WOS: 0; Scopus: 0; Google Scholar: 0

2.1.4. *Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms*

**Grisales-Noreña, L. F.**, Ocampo-Toro, J. A., Montoya-Giraldo, O. D., Montano, J., & Hernández, J. C. (2023). Optimal operation of battery storage systems in standalone and grid-connected CC microgrids using parallel metaheuristic optimization algorithms. *Journal of Energy Storage*, 65, 107240. DOI: 10.1016/j.est.2023.107240. **Q1 WOS.**

Estado / Status: Aceptado / Accepted

Editorial: ELSEVIER

Índice de impacto / Impact factor: 9,1

Categoría / Category: ENERGY & FUELS

Ranking (2022): 19/115 (Q1)

Índice de citas / Citation index: WOS: 0; Scopus: 0; Google Scholar: 2

2.1.5. *Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO2 Emissions*

**Grisales-Noreña, L. F.**, Montoya, O. D., & Perea-Moreno, A. J. (2023). Optimal Integration of Battery Systems in Grid-Connected Networks for Reducing Energy Losses and CO2 Emissions. *Mathematics*, 11(7), 1604. DOI: 10.3390/math11071604. **Q1 WOS.**

Estado / Status: Aceptado / Accepted

Publisher name: MDPI

Índice de impacto / Impact factor: 2,9

Categoría / Category: MATHEMATICS

Ranking (2022): 23/329 (Q1)

Índice de citas / Citation index: WOS: 1; Scopus: 1; Google Scholar: 1