



**Institución Universitaria**

**Despacho óptimo de potencia en  
microrredes de corriente continua  
considerando variación en la generación  
eólica y solar y el comportamiento de  
demanda de energía**

**Jauder Alexander Ocampo Toro**

ITM Institución Universitaria

Facultad de ingenierías

Medellín, Colombia

2021



# **Despacho óptimo de potencia en microrredes de corriente continua considerando variación en la generación eólica y solar y el comportamiento de demanda de energía**

**Jauder Alexander Ocampo Toro**

Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Gestión Energética Industrial**

Director:

PhD. Luis Fernando Grisales Noreña

Codirector:

PhD. Oscar Danilo Montoya Giraldo

Línea de Investigación:

Eficiencia energética

Grupo de Investigación:

MATyER – Materiales avanzados y Energía

ITM Institución Universitaria

Facultad de ingenierías

Medellín, Colombia

2021



*Este trabajo está dedicado:*

*A mis hijos, Juan Pablo y Andrés Felipe, quienes son el motivo principal para hacer de mi vida una experiencia académica, laboral, familiar y, sobre todo, de padre, cada vez mejor.*

*A mi esposa Marisol, por el tiempo de familia y de esposo que no le dedique para entregárselo a este trabajo, por su compañía y porque tengamos muchos más logros juntos.*



## **Agradecimientos**

A mis directores de trabajo de grado de maestría, Dr. Luis Fernando Grisales Noreña y Dr. Oscar Danilo Montoya Giraldo, por compartir conmigo sus valiosos conocimientos, por su compromiso y profesionalismo en la orientación de este trabajo, y por la sencillez y calidad humana en el trato conmigo y sus demás estudiantes.

Al grupo de docentes del ITM que orientaron las asignaturas que curse como estudiante de la maestría en gestión energética industrial, por sus aportes y acompañamiento para elevar mi nivel de conocimientos y para mi formación como investigador.

Al ITM Institución Universitaria, por la oportunidad de formación académica y profesional, la calidad de su personal y de sus instalaciones, con lo que el camino para lograr mi título de magister fue más llevadero.





## Resumen

El incremento del consumo energético mundial, los problemas asociados a la generación de electricidad en grandes centrales, el agotamiento de combustibles no renovables, pérdidas de energía y el alto impacto ambiental, han motivado el uso de generadores distribuidos basados en energías renovables e integrados a microrredes DC, las cuales ofrecen ventajas frente a las microrredes AC tales como: la facilidad de integración con dispositivos de almacenamiento de energía y con fuentes de energía renovable que generan en DC, el aumento de la capacidad de las líneas eléctricas, así como la reducción en la complejidad matemática del modelo que representa la microrred, debido a la ausencia de frecuencia y de potencia reactiva, entre otras ventajas. Para satisfacer las necesidades técnicas, operativas y económicas de este tipo de sistemas y de su operador y/o propietario, es necesario realizar un adecuado despacho de la potencia de los generadores distribuidos dentro de la microrred, lo cual se conoce como problema de despacho óptimo de potencia. La solución a este tipo de despacho requiere resolver modelos matemáticos no lineales y no convexos que cumplan con la demanda de energía y las restricciones del sistema, para lo cual se desarrollan estrategias computacionales que determinen en el menor tiempo posible, la mejor configuración de potencias a inyectar en el sistema. Este trabajo propone una estrategia para el despacho óptimo de potencia en microrredes de DC considerando la variación en generación eólica y solar, y en la demanda de potencia en un horizonte de 24 horas que permita mejorar las condiciones técnico-económicas. Para el trabajo se definieron las componentes de la microrred DC, el modelo matemático que representa el problema, los sistemas de prueba, y las técnicas de solución a implementar para los problemas de flujo de potencia y de flujo óptimo de potencia en microrredes DC. Para la programación de los algoritmos propuestos se utilizó el software especializado Matlab. Finalmente, se obtuvo una técnica o metodología de solución computacionalmente eficiente aplicable al problema de despacho óptimo de potencia considerando un periodo de análisis de 24 horas, la cual es aplicable en cualquier topología de microrred DC, que cuente con generación distribuida a base de energía solar y eólica.

**Palabras clave:** Microrredes DC, Despacho óptimo de potencia, Flujo óptimo de potencia, Generación distribuida, Técnicas de optimización.

## Abstract

The increase in world energy consumption, the problems associated with the generation of electricity in large power plants, the depletion of non-renewable fuels, energy losses and the high environmental impact, have motivated the use of distributed generators based on renewable energies and integrated into DC microgrids, which offer advantages over AC microgrids such as: the ease of integration with energy storage devices and renewable energy sources that generate in DC, the increase in the capacity of the power lines, as well as the reduction in the mathematical complexity of the model that represents the microgrid, due to the absence of frequency and reactive power, among other advantages. To satisfy the technical, operational and economic needs of this type of system and its operator and / or owner, it is necessary to adequately dispatch the power of the generators distributed within the microgrid, which is known as the optimal power dispatch problem. The solution to this type of dispatch requires solving non-linear and non-convex mathematical models that meet the energy demand and system constraints, for which computational strategies are developed that determine in the shortest possible time, the best configuration of powers at inject into the system. This work proposes a strategy for the optimal power dispatch in DC microgrids considering the variation in wind and solar generation, and in the demand for power in a 24-hour horizon that allows improving the technical-economic conditions. For this work, the components of the DC microgrid, the mathematical model representing the problem, the test systems, and the solution techniques to be implemented for the problems of power flow and optimal power flow in DC microgrids were defined. Matlab specialized software was used to program the proposed algorithms. Finally, an efficient computational solution technique or methodology applicable to the optimal power dispatch problem was obtained considering a 24-hour analysis period, which is applicable in any DC microgrid topology, which has distributed generation based on solar and wind energy.

**Keywords:** DC microgrids, Optimal power dispatch, Optimal power flow, Distributed generation, Optimization techniques.

# Contenido

	<b>Pág.</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Marco teórico y estado del arte</b> .....	<b>7</b>
1.1 Estado del arte .....	7
1.1.1 Microrredes eléctricas (MR).....	9
1.1.2 Planeación y operación de una MR DC .....	11
1.1.3 Estrategias de operación de DG en MR DC .....	12
1.2 Contribución del trabajo de investigación al estado del arte .....	16
<b>2. Formulación matemática</b> .....	<b>19</b>
2.1 Flujo de potencia en la MR DC .....	20
2.2 Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación una hora.....	25
2.2.1 Función objetivo para reducción de pérdidas de potencia activa .....	26
2.2.2 Función objetivo para reducción de costos de producción de energía .....	27
2.2.3 Función objetivo para reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	28
2.2.4 Conjunto de restricciones .....	28
2.3 Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación de 24 horas. ....	29
2.3.1 Función objetivo para reducción de pérdidas de potencia activa para OPF en 24 horas	30
2.3.2 Función objetivo para reducción de costos de producción de energía para OPF en 24 horas	30
2.3.3 Función objetivo para reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> para OPF en 24 horas.....	31
2.3.4 Conjunto de restricciones para OPF en 24 horas.....	32
<b>3. Métodos y técnicas de solución propuestas</b> .....	<b>33</b>
3.1 Métodos de solución para el problema de flujo de potencia en MR DC.....	34
3.1.1 Método de Newton-Raphson (NR).....	34
3.1.2 Método de Gauss-Jacobi (GJ).....	39
3.1.3 Método de Gauss-Seidel (GS).....	42
3.1.4 Método de aproximaciones sucesivas (AS).....	44
3.1.5 Método de linealización por series de Taylor (LST) .....	48
3.2 Métodos de optimización para resolver el problema de OPF en MR DC .....	50

3.2.1	Algoritmo genético continuo para OPF en MR DC.....	51
3.2.2	Optimización de enjambre de partículas para OPF en MR DC .....	53
3.2.3	Optimización basada en agujeros negros para OPF en MR DC.....	57
3.2.4	Optimización de hormiga leona para OPF en MR DC .....	60
<b>4.</b>	<b>Sistemas de prueba .....</b>	<b>66</b>
4.1	Sistema de prueba radial de 10 nodos.....	66
4.2	Sistema de prueba radial de 21 nodos.....	67
4.3	Sistema de prueba radial de 33 nodos.....	69
4.4	Sistema de prueba radial de 69 nodos.....	69
4.5	Sistema de prueba mallado de 10 nodos.....	72
<b>5.</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>73</b>
5.1	Flujo de potencia en MR DC.....	74
5.2	Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación una hora.....	80
5.2.1	Resultados del OPF en MR DC para una hora, minimizando las pérdidas de potencia en la MR .....	82
5.2.2	Resultados del OPF en MR DC para una hora, minimizando el costo de la producción de energía .....	91
5.2.3	Resultados del OPF en MR DC para una hora, minimizando emisiones de CO <sub>2</sub> producidas por los DG de la MR .....	95
5.3	Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación de 24 horas .....	98
5.3.1	Resultados del OPF en MR DC para 24 horas, minimizando las pérdidas de potencia en la MR .....	101
5.3.2	Resultados del OPF en MR DC para 24 horas, minimizando el costo de la producción de energía .....	110
5.3.3	Resultados del OPF en MR DC para 24 horas, minimizando emisiones de CO <sub>2</sub> producidas por los DG de la MR .....	116
<b>6.</b>	<b>Conclusiones .....</b>	<b>122</b>
6.1	Recomendaciones .....	126

## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.1</b> : Participación de renovables en las adiciones de capacidad bruta esperada por región entre 2018 y 2040 [13].....	8
<b>Figura 2.1:</b> Sistema eléctrico de tres nodos.....	21
<b>Figura 4.1:</b> Configuración eléctrica del sistema de prueba radial de 10 nodos [24] [59].....	66
<b>Figura 4.2:</b> Configuración eléctrica para el sistema de prueba radial de 21 nodos [58] [59].....	68
<b>Figura 4.3:</b> Configuración eléctrica para el sistema de prueba radial de 33 nodos [34] .....	69
<b>Figura 4.4:</b> Configuración eléctrica para el sistema de prueba radial de 69 nodos [34]. .....	70
<b>Figura 4.5:</b> Configuración eléctrica del sistema de prueba mallado de 10 nodos [24] [59]. .....	72
<b>Figura 5.1:</b> Comparación de los errores promedio de los voltajes nodales obtenidos con los métodos de AS y LST respecto a los calculados con NR.....	78
<b>Figura 5.2</b> : Comparación en porcentaje de reducción de tiempo de cómputo de los métodos de AS y LST respecto a los calculados con NR.....	79
<b>Figura 5.3</b> : Comparación en porcentaje de las pérdidas de potencia obtenidas con los métodos de AS y LST respecto a las calculadas con NR. ....	80
<b>Figura 5.4:</b> Gráficas de valores de pérdidas de potencia frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del: (a) 20%, (b) 40% y (c) 60%. ....	86
<b>Figura 5.5:</b> Valores de pérdidas de potencia en [p.u] frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del: (a) 20%, (b) 40% y (c) 60%. ....	90
<b>Figura 5.6:</b> Gráficas de promedios de pérdidas de potencia en [p.u] frente a promedios de tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos (b) 69 nodos.....	91
<b>Figura 5.7:</b> Costos de producción de energía frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	95
<b>Figura 5.8:</b> Emisiones de CO <sub>2</sub> frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando emisiones de CO <sub>2</sub> para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	98
<b>Figura 5.9:</b> Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada por el nodo slack y de potencia máxima permitida para los GD para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	101

<b>Figura 5.10:</b> Perfiles de tensión nodal para en el escenario base, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	103
<b>Figura 5.11:</b> Corrientes máximas en las líneas para en el escenario base en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos. ....	104
<b>Figura 5.12:</b> Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada y de potencia entregada por los GD, de la solución del OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	105
<b>Figura 5.13:</b> Comparación de las pérdidas de potencia de los escenarios base y optimizado para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	107
<b>Figura 5.14:</b> Perfiles de tensión nodal después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de pérdidas de potencia, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos. ....	108
<b>Figura 5.15:</b> Corrientes máximas en las líneas después de optimizar la MR DC con la función objetivo de minimización de pérdidas de potencia en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos. ....	109
<b>Figura 5.16:</b> Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada y de potencia entregada por los GD, de la solución del OPF en MR DC minimizando costos de producción de energía para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	110
<b>Figura 5.17:</b> Comparación de los costos de producción de energía de los escenarios base y optimizado para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos. ....	112
<b>Figura 5.18:</b> Perfiles de tensión nodal después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de costos de producción de energía, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos. ....	113
<b>Figura 5.19:</b> Corrientes máximas en las líneas después de optimizar la MR DC con la función objetivo de minimización de costos de producción de energía en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	115
<b>Figura 5.20:</b> Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada y de potencia entregada por los GD, de la solución del OPF en MR DC minimizando emisiones de CO <sub>2</sub> para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	117
<b>Figura 5.21:</b> Comparación de las emisiones de CO <sub>2</sub> de los escenarios base y optimizado para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.....	118

**Figura 5.22:** Perfiles de tensión nodal después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos..... 119

**Figura 5.23:** Corrientes máximas en las líneas después de optimizar la MR DC con la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos. 121

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 4.1:</b> Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 10 nodos [24] y [59].	67
<b>Tabla 4.2:</b> Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 21 nodos [58] [59].	68
<b>Tabla 4.3:</b> Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 33 nodos [34].	70
<b>Tabla 4.4:</b> Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 69 nodos [34].	71
<b>Tabla 4.5:</b> Parámetros eléctricos adicionales para el sistema de prueba de 10 nodos mallado [24] [59].	72
<b>Tabla 5.1:</b> Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 10 nodos.	76
<b>Tabla 5.2:</b> Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 21 nodos.	76
<b>Tabla 5.3:</b> Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 33 nodos.	76
<b>Tabla 5.4:</b> Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 69 nodos.	77
<b>Tabla 5.5:</b> Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba mallado de 10 nodos.	77
<b>Tabla 5.6:</b> Ubicación y límite máximo de potencia de los DG en los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos.	81
<b>Tabla 5.7:</b> Escenario base para los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos.	82
<b>Tabla 5.8:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del 20%.	83
<b>Tabla 5.9:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del 40%.	83
<b>Tabla 5.10:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del 60%.	84
<b>Tabla 5.11:</b> Reducción de pérdidas de potencia respecto al escenario base y diferencias entre los métodos de OPF en MR DC en el sistema de prueba de 21 nodos.	84
<b>Tabla 5.12:</b> Aumento de tiempo de cómputo empleado por cada método de optimización respecto al ALO, en el sistema de prueba de 21 nodos, para la minimización de pérdidas de potencia.	85



<b>Tabla 5.13:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del 20%. .....	87
<b>Tabla 5.14:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del 40%. .....	87
<b>Tabla 5.15:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del 60%. .....	87
<b>Tabla 5.16:</b> Reducción de pérdidas de potencia respecto al escenario base y diferencias entre los métodos de OPF en MR DC en el sistema de prueba de 69 nodos.....	88
<b>Tabla 5.17:</b> Aumento de tiempo de cómputo empleado por cada método de optimización respecto al ALO, en el sistema de prueba de 69 nodos, para la minimización de pérdidas de potencia.....	89
<b>Tabla 5.18:</b> Escenarios de operación los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, con costos según fuentes energéticas.....	92
<b>Tabla 5.19:</b> Potencia entregada en el nodo slack y costo total de energía en los escenarios base.	93
<b>Tabla 5.20:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando costos de energía para el sistema de prueba 21 nodos. ....	93
<b>Tabla 5.21:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando costos de energía para el sistema de prueba 69 nodos. ....	93
<b>Tabla 5.22:</b> Reducción de costos de producción de energía respecto al escenario base y diferencias entre los métodos de OPF en MR DC en cada sistema de prueba.....	94
<b>Tabla 5.23:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando emisiones de CO <sub>2</sub> para el sistema de prueba 21 nodos. ....	96
<b>Tabla 5.24:</b> Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando emisiones de CO <sub>2</sub> para el sistema de prueba 69 nodos. ....	96
<b>Tabla 5.25:</b> Comparación respecto al ALO de resultados de los métodos de OPF en MR DC, minimizando las emisiones de CO <sub>2</sub> , en cada sistema de prueba. ....	97
<b>Tabla 5.26:</b> Generación a partir de energía solar y eólica, demanda de potencia y factor de costos de producción de energía, para cada hora en un periodo de 24 horas [12]. ....	99
<b>Tabla 5.27:</b> Porcentajes de pérdidas de potencia en los sistemas de prueba en los escenarios base y optimizado, en las horas de mayor demanda de potencia del sistema.....	106
<b>Tabla 5.28:</b> Costos de producción de energía en los sistemas de prueba en los escenarios base y optimizado, en las horas de mayor demanda de potencia del sistema. ....	112

**Tabla 5.29:** Emisiones de CO<sub>2</sub> en los sistemas de prueba en los escenarios base y optimizado, en las horas de mayor demanda de potencia del sistema..... 118

# Introducción

En los últimos años el consumo energético mundial ha crecido de forma exponencial debido al desarrollo económico y el crecimiento poblacional [1]. Este incremento de demanda de energía, ha generado la necesidad de aumentar la infraestructura eléctrica y la oferta de energía centralizada, utilizando tecnologías convencionales, generalmente a base de combustibles fósiles, en lugares alejados al consumidor final [2], lo que genera problemas como agotamiento y encarecimiento de combustibles no renovables, pérdidas de energía asociadas a su transporte, altos costos de operación y alto impacto ambiental [3].

Esto ha motivado en las últimas décadas, el interés y el incremento en la utilización de fuentes de energía renovable dentro los procesos de generación de energía eléctrica [1], las cuales pueden ser ubicadas en lugares remotos o cercanos al consumo en diferentes escalas [4], eliminando la alta dependencia de los grandes generadores y con ello las problemáticas descritas en el párrafo anterior. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), en el 2018 la contribución de la energía solar fotovoltaica a la demanda mundial de electricidad fue del 2,6%; además que la capacidad instalada mundial de energía renovable se expandirá de 2500 GW en 2018, hasta un 50% más en 2024. La energía solar fotovoltaica por sí sola representa casi el 60% del crecimiento esperado, mientras que la energía eólica terrestre representa un 25% [5], lo cual demuestra la importancia de estos dos recursos energéticos renovables en los sistemas de generación a nivel mundial.

En este sentido, la generación distribuida y su integración en los sistemas eléctricos representa una solución económica, flexible y de bajo impacto ambiental para expandir la cobertura energética a nivel mundial, puesto que permite explotar al máximo las capacidades de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables y al mismo tiempo reducir el impacto ambiental asociado a los

sistemas de generación. La integración de este tipo de dispositivos en sistemas de potencia a mediana y baja escala generan la microrred, la cual es un conjunto de cargas, elementos almacenadores de energía y fuentes de generación distribuida interconectadas entre sí, dentro de unos límites claramente definidos para actuar como una sola entidad controlable [4]. La microrred puede ser gestionada como si fuera una unidad predecible de generación y consumo. Esta aproximación permite obtener diferentes beneficios tales como continuidad y aumento en la disponibilidad del suministro de energía, reducción de costos de operación e impacto ambiental, entre otros [6]. Gracias a su naturaleza controlable, este tipo de sistema eléctrico aporta a la modernización de las redes eléctricas, permitiendo enviar en tiempo real datos importantes de las variables del sistema, empleando técnicas de optimización para su operación inteligente y permitiéndole a terceros construir proyectos locales, evitando así grandes inversiones e intervenciones perjudiciales para los ecosistemas.

Es importante resaltar que las microrredes promueven la independencia energética de las comunidades y les permiten ser parte del suministro de electricidad [4] mejorando la calidad de vida de los usuarios que habitan en ella. Para obtener beneficios como los anteriormente mencionados, las microrredes deben contar con un sistema de gestión de la energía que administre de forma inteligente la generación de cada una de las fuentes de energía que la componen [7], para aprovechar todo su potencial y permitir la explotación intencionada y segura de la microrred. Es por esto que actualmente existe una creciente necesidad de desarrollar estrategias optimización eficientes y adaptables para solucionar continuamente el problema del despacho de la potencia eléctrica en la microrred [4].

Paralelo al desarrollo de las microrredes, la tecnología actual en transmisión enfrenta retos debido a aspectos como la operación en corriente continua (DC, de sus siglas en inglés *Direct Current*) de los paneles solares y los sistemas de almacenamiento de energía o la generación en corriente alterna (AC, de sus siglas en inglés *Alternating Current*) de frecuencia variable de los parques eólicos. Para dar atención a esto, a nivel mundial se han empleado sistemas de transmisión en DC, sobre los que se investigan nuevas configuraciones para mejorar su desempeño [7], generando un gran interés en este tipo de sistemas debido a sus múltiples ventajas con respecto a las redes AC, tales como: la facilidad de integración con diferentes fuentes de energía renovable que generan en

DC y con dispositivos de almacenamiento de energía, el aumento de la capacidad de las líneas eléctricas, así como la reducción en la complejidad matemática del modelo que representa la microrred, debido a la ausencia de frecuencia y de potencia reactiva [8] [9], entre otras ventajas.

Reconociendo la importancia de las microrredes DC y la alta implementación de sistemas de generación distribuidos a base de recursos energéticos renovables, principalmente a base de energía solar fotovoltaica y eólica, es necesario proponer estrategias de despacho óptimo de potencia en microrredes DC que consideren generación distribuida con fuentes de energía renovable (fotovoltaica y eólica) y el comportamiento en la demanda por parte de los usuarios que componen la microrred, en busca de mejorar condiciones técnico-económicas del sistema eléctrico, tales como reducción de pérdidas de energía y de costos de operación, mejoras en el perfil de tensión, entre otros.

## **Descripción del problema**

La implementación de las microrredes de DC ha aumentado considerablemente en los últimos años, debido a la evolución de la electrónica de potencia, así como la reducción de costos en su proceso de producción, que han permitido la evolución y alta implementación de este tipo de sistemas [10] [11]. Sin embargo, la investigación en este tipo de redes eléctricas es un tema aun en desarrollo, por lo que los trabajos reportados en la literatura son escasos en comparación con una amplia cantidad de investigaciones sobre redes de AC. Por lo cual es importante plantear estrategias para la gestión de la energía de los dispositivos que componen este tipo de sistemas.

Uno de los principales componentes de las microrredes DC son los generadores distribuidos (DG, de sus siglas en inglés *Distributed Generator*), los cuales permiten la integración de recursos energéticos a base de energías renovables y no renovables en busca de mejorar las condiciones técnico-operativas de la red; como es el caso de la reducción de pérdidas de energía, costos de operación, mejora de los perfiles de tensión, entre otros. El impacto de este tipo de generación en las microrredes DC depende del despacho de la potencia hora a hora a partir de las variaciones de generación y demanda. Por lo cual se requieren evaluar múltiples escenarios de generación con el objetivo de obtener el despacho óptimo de potencia, en el escenario de tiempo establecido (generalmente 24 horas).

Para obtener un adecuado despacho de potencia de los generadores distribuidos, existentes dentro de la microrred, es necesario aplicar estrategias, métodos o herramientas de optimización para resolver el problema de flujo óptimo de potencia, que permitan identificar los niveles de potencia a inyectar hora a hora por parte de los generadores distribuidos, en busca de alcanzar el objetivo impuesto por el operador o propietario de la microrred DC (función objetivo), cumpliendo en todo momento con los requerimientos en demanda de potencia y las limitaciones en generación asociadas a los recursos energéticos renovables. Adicionalmente, para evaluar cada configuración de potencia entregada por el flujo óptimo de potencia en un tiempo de análisis específico, es necesario emplear un método de solución para el problema de flujo de potencia, por medio del cual se obtienen las variables del sistema (corriente en las líneas y tensiones nodales), las cuales permitirán analizar el impacto de cada configuración en la función objetivo.

Por medio del análisis del estado del arte realizado en esta propuesta se pudo identificar que, la dificultad principal para resolver el problema de despacho óptimo de potencia en microrred DC radica en que el flujo óptimo de potencia es un problema matemático complejo de resolver, debido a que corresponde formulaciones matemáticas no lineales y no convexas [2], lo que implica altos esfuerzos matemáticos y computacionales para su solución. Adicionalmente, se precisa que los tiempos de procesamiento requeridos sean reducidos, ya que en los diferentes proyectos energéticos es necesario evaluar múltiples escenarios en corto tiempo dentro de las estrategias de planeamiento y operación de este tipo de sistemas [12]. Siendo importante tener en cuenta que la eficiencia, tanto en solución como en tiempos computacionales requeridos, se encuentra directamente ligada a los métodos de solución seleccionados para el flujo de potencia y flujo óptimo de potencia [13].

Por todo lo anterior, se resalta la necesidad actual de implementar estrategias computacionales que permitan despachar de manera óptima la potencia de los generadores distribuidos dentro de la microrred DC, con el fin de mejorar los indicadores técnico-económicos propuestos por el propietario o usuario de la microrred. Para esto, se deben desarrollar modelos matemáticos que consideren la variación de la generación eléctrica a partir de los principales recursos de energía renovable (eólica y fotovoltaica), y de la demanda de potencia por parte de los usuarios que componen la microrred. También se deben plantear métodos de solución eficientes, tanto para

resolver el problema de flujo de potencia, como para el de flujo de potencia óptimo, que permitan mejorar el impacto de los generadores distribuidos en los aspectos técnico-económicos de la microrred, reduciendo a la vez los tiempos requeridos de procesamiento computacional.

## **Objetivo general**

Proponer una estrategia para el despacho óptimo de potencia en microrredes de corriente continua, que permita mejorar las condiciones técnico-económicas de la red, considerando la variación en generación eólica y solar, y en la demanda de potencia en un horizonte de 24 horas.

## **Objetivos específicos**

- Obtener el modelo matemático del problema de flujo de potencia y despacho óptimo en microrredes DC considerando la variación en la generación eólica y solar, y en demanda de potencia, para evaluar las condiciones técnico-económicas de la red.
- Evaluar o proponer estrategias de solución para resolver el problema de flujo de potencia y despacho óptimo de potencia en microrredes de DC en una hora específica de generación eólica y solar, y demanda de potencia.
- Proponer una estrategia para resolver el problema de despacho de potencia en microrredes de DC mediante algoritmos que consideren variación en generación y demanda de potencia, con la cual mejorar las condiciones técnico-económicas de la microrred en un horizonte de 24 horas de operación.
- Validar la estrategia propuesta de despacho óptimo de potencia en escenarios de prueba considerando la variación en generación eólica y solar, y en la demanda de potencia en un horizonte de 24 horas.

## **Organización del resto del documento**

Este documento se compone de 6 capítulos, 11 anexos, y finaliza con las referencias bibliográficas. En el Capítulo 1 se presenta el marco teórico y el estado del arte abordado para dar inicio a este trabajo de grado. En el Capítulo 2, se presenta la propuesta metodológica con la formulación matemática del problema de flujo de potencia en una microrred DC, y del problema de flujo de potencia óptimo en una microrred DC, tanto para un periodo de una hora como para un periodo de 24 horas. En el Capítulo 3 se describen los cinco métodos seleccionados y su adaptación para

solucionar el flujo de potencia de una microrred DC. También se presentan los cuatro métodos seleccionados para optimizar el flujo de potencia de una microrred DC, de acuerdo a tres funciones objetivo descritas en el Capítulo 2. En el Capítulo 4 se da la descripción de los cinco sistemas de prueba utilizados para verificar los métodos de solución propuestos, tanto para el flujo de potencia, como para el flujo de potencia óptimo en la microrred DC. En el Capítulo 5 se presentan los resultados de aplicar los métodos de solución para el flujo de potencia, así como para la optimización del despacho de potencia de la microrred DC, en periodos de una hora y de 24 horas. En el último capítulo se dan las conclusiones y las recomendaciones del presente trabajo de grado.



# 1. Marco teórico y estado del arte

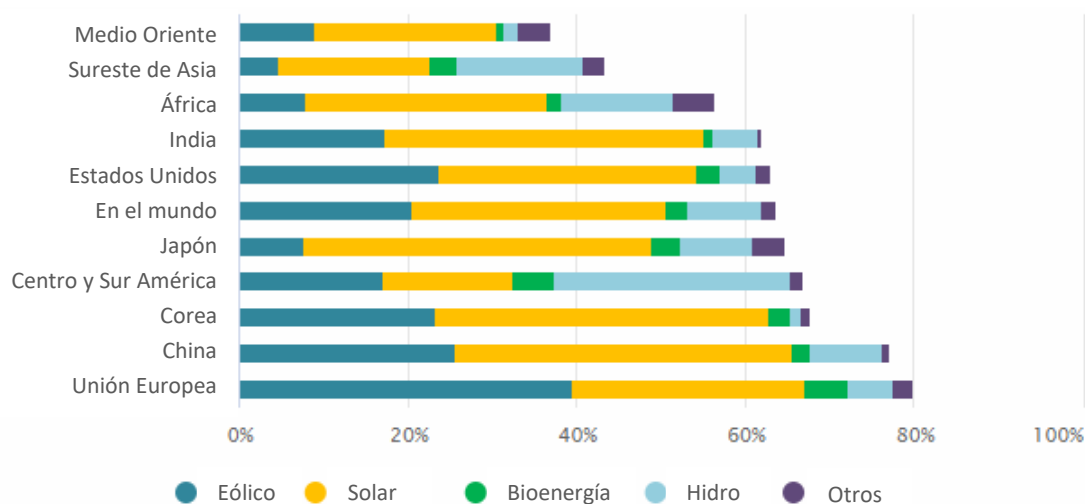
## 1.1 Estado del arte

La generación de electricidad se presenta tradicionalmente en centrales a gran escala, utilizando tecnologías convencionales, generalmente a base de combustibles fósiles, en lugares alejados al consumidor final [2]. Esto genera problemas técnicos como pérdidas de energía asociadas al transporte, alteración en los perfiles de tensión, en algunos casos por fuera de los rangos permitidos, entre otros [3]; como también alto impacto ambiental asociado a la implementación de combustibles fósiles en el proceso de generación de energía [3]. Es por todo lo anterior, que en los últimos años se ha fomentado la implementación de recursos energéticos distribuidos (DER, de sus siglas en inglés *Distributed Energy Resources*), sostenibles y compatibles con el medio ambiente, ubicados en lugares cercanos al consumidor final que permitan mitigar las problemáticas anteriormente mencionadas [10]. Actualmente los DER son altamente empleados, tanto en los sistemas convencionales de energía, como en las microrredes eléctricas [11].

Los DER están compuestos por generadores distribuidos (DG, de sus siglas en inglés *Distributed Generator*) y almacenadores de energía (ES, de sus siglas en inglés *Energy Storage*). Estos se han convertido en un apoyo a los sistemas de generación convencionales, ya que pueden conectarse a la red eléctrica para proporcionar un suministro local de electricidad, facilitando la inyección de potencia en lugares cercanos a las cargas [2], permitiendo además la generación a pequeña escala con fuentes de energía renovables [3].

En los últimos años, las energías renovables han experimentado un fuerte crecimiento ubicando al sector eléctrico en primer lugar, donde representan más del 60% de las adiciones de capacidad bruta esperadas para el 2040 en casi todas las regiones del mundo [14], como se puede observar en la Figura 1.1.

**Figura 1.1** : Participación de renovables en las adiciones de capacidad bruta esperada por región entre 2018 y 2040 [13].



La generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables se ha convertido en un asunto crítico para mitigar los efectos del cambio climático. Esto se ha visto reflejado en el aumento de la producción de energía a través de fuentes renovables por todo el mundo; según la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), en el 2018 la contribución de la energía solar fotovoltaica a la demanda mundial de electricidad fue del 2,6%; además que la capacidad instalada mundial de energía renovable se expandirá de 2500 GW en 2018, hasta un 50% más en 2024. La energía solar fotovoltaica por sí sola representa casi el 60% del crecimiento esperado, mientras que la energía eólica terrestre representa un 25% [5].

La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías de más rápido crecimiento y se proyecta que se convertirá, después de la generación hidráulica, en la segunda renovable de mayor capacidad instalada antes de 2040 [14]. Las ventajas de la generación fotovoltaica son: utilizar una fuente de energía prácticamente inagotable, no produce emisiones de gases y minimiza el impacto ambiental alrededor de los sistemas instalados; en el aspecto social mejora la calidad de vida, y en la parte técnica aumenta las condiciones de calidad del suministro eléctrico. Otro de los beneficios de la utilización de paneles fotovoltaicos es que pueden ser instalados como islas en regiones remotas, o de difícil acceso, que dificultan la distribución de energía a través de líneas de transmisión desde una fuente de generación centralizada. El desarrollo de la energía eólica también crecerá

rápidamente en las próximas décadas, alcanzando el 14% de la capacidad global para 2040 (alrededor de 1700 GW) [14]. Las turbinas de viento, que transforman la energía eólica en eléctrica, proporcionan una fuente de energía a bajo costo y sin contaminación ambiental, ya que el viento se encuentra disponible prácticamente durante todo el año.

Algunos de los principales inconvenientes de la explotación a gran escala de las energías renovables, o en cantidades suficientes para desplazar energías convencionales, radican en que su disponibilidad está sujeta a la geografía: recursos como el viento, el agua o el sol tienen altos potenciales de explotación en sitios específicos. Además, existe una gran variabilidad en el recurso, esto es particularmente cierto para la energía eólica y solar, cuya capacidad de generación está asociada directamente a la disponibilidad del recurso y este puede presentar grandes variaciones de una hora a otra o entre el día y la noche. Otra barrera es la dificultad en el transporte; a diferencia de los combustibles fósiles estos recursos deben ser utilizados y transformados en electricidad en el punto donde existen y solo así pueden ser transportados [4]. Siendo posible mitigar estas problemáticas por medio de la implementación de almacenadores de energía y convertidores de potencia, los cuales son elementos vitales dentro de los DER.

Debido al desarrollo de los DER y demás tecnologías asociados a fuentes de energía renovable, los sistemas eléctricos actuales están migrando hacia un nuevo paradigma de operación conocido como redes inteligentes [10] [15], donde la estructura de la red convencional está cambiando de pasiva a activa [8], con la capacidad de autocontrolarse, de tal modo que mejore la calidad y confiabilidad del servicio para los usuarios finales [10]. Dentro de este nuevo paradigma emergen las microrredes eléctricas (MR), las cuales se amplían a continuación.

### **1.1.1 Microrredes eléctricas (MR)**

Según el Departamento de Energía de EEUU, una microrred (MR) es un grupo de DER y de cargas interconectadas con límites eléctricos claramente definidos, que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red, y pueden funcionar en modo conectado o aislado de la red eléctrica principal [2] [16]. Las MR deben tener un dispositivo maestro para controlar y operar los DER y las cargas, y una capacidad instalada de generación que garantice la potencia demandada por las cargas y las pérdidas del sistema eléctrico [2] [17]. Según sea el tipo de corriente adoptados por las MR, estas se clasifican en 2 tipos principales: MR de corriente alterna (AC, de sus siglas en

inglés *Alternating Current*) y de corriente continua (DC, de sus siglas en inglés *Direct Current*) [18] [19], obteniendo por medio de la combinación de los dos tipos principales microrredes híbridas, consideradas en algunos casos como el tercer tipo de microrred. Es importante resaltar que, cada tipo de MR tiene características distintivas, que implican diferentes ventajas y desventajas [20] [21], las cuales se presentan a continuación.

Las MR de AC son las más utilizadas debido a la amplia experiencia con grandes redes de AC, a la gran disponibilidad de cargas para AC y a la madurez de la industria del inversor (convertidor DC/AC) [22] [23]. Sin embargo, tienen varios desafíos técnicos que son difíciles y/o costosos de resolver, como es el caso de la integración de DG de energía renovable y almacenadores de energía, cuya salida de potencia es en DC para los tipos de tecnología más importantes y desarrolladas (fotovoltaica y baterías), requiriendo la utilización de convertidores de potencia que aumentan las pérdidas del sistema. Adicionalmente la presencia de potencia reactiva y la necesidad de regulación de frecuencia y fase, hacen del modelamiento matemático y operación un labor altamente compleja dentro de las estrategias de planeación y operación de este tipo de redes [23] [24].

La evolución de la electrónica de potencia, así como la reducción de costos en su proceso de producción, han permitido la evolución y alta implementación de las MR DC alrededor del mundo [10] [11]. Presentando múltiples ventajas con respecto a las MR de AC [23] [25] [26] [27]:

- Reducción de pérdidas de potencia y de caída de voltaje.
- Aumento de la capacidad de las líneas eléctricas debido a la ausencia de potencia reactiva (Q), lo cual también reduce la complejidad de los modelos matemáticos que las representan.
- La planificación, implementación y operación de MR DC es más simple, confiable, eficiente y menos costosa [28].
- La mayoría de las fuentes de energías renovables producen potencia en DC. Adicionalmente, los dispositivos de almacenamiento de energía también son naturaleza de DC, por lo tanto, hay una conexión más eficiente si se hace directamente a un bus de DC (se eliminan convertidores de potencia y sus pérdidas).
- Son menos susceptibles a fallas debido a perturbaciones de la red principal, porque la interfaz del convertidor AC/DC proporciona un búfer de ES (*Energy Storage*) y puede reemplazar los conmutadores rápidos utilizados en las MR AC.

- Los problemas de calidad de energía como caídas o aumentos, desequilibrios y parpadeo, entre otros, asociados a la alta penetración de recursos renovables con salida de potencia, se mitigan fácilmente en sistemas de DC con un control robusto de la tensión del bus DC [29].
- La estabilidad depende del mantenimiento del voltaje del bus DC dentro del rango de operación normal para todos los dispositivos conectados al bus.
- Los avances en la tecnología de conversión DC/DC han dado como resultado convertidores altamente eficientes y confiables que brindan el efecto "transformador DC" que contrarresta el factor decisivo que favoreció a los sistemas de AC en la década de 1900. Esto proporciona ahorros de espacio y elimina la necesidad de sincronización
- En las mismas condiciones, las líneas de distribución de DC pueden transmitir más potencia que la de AC; por lo tanto, permite una mayor extensión de la red para la misma carga, y proporciona una distribución de energía confiable y de alta calidad.

Las ventajas descritas anteriormente, han generado alto interés y aplicación a nivel mundial de este tipo de microrredes, por lo cual es posible encontrar trabajos dentro de la literatura especializada que estudian el diseño, la operación y el control de MR [3], tal que se pueda maximizar la utilización de los DER, al tiempo que se mejoran los indicadores asociados a la calidad y confiabilidad en la prestación del servicio [10]. Por lo cual dentro de este proyecto de investigación solo se considerarán MR DC.

### **1.1.2 Planeación y operación de una MR DC**

El objetivo principal de una MR es proporcionar la energía que demandan las cargas (usuarios), haciendo uso de los DER en forma eficiente y confiable. Sin embargo, las MR introducen un gran número de retos operacionales debido a sus particularidades, lo que conlleva a la necesidad de adaptar nuevos modelos de la red y evaluar eficientemente su flujo de potencia [11]. Uno de los retos principales es la integración de los dispositivos que componen la MR, lo cual se basa en el análisis del potencial energético de una región, para identificar e integrar las unidades de generación y de almacenamiento necesarios para satisfacer la demanda de potencia de los diferentes usuarios dentro de la MR [30]. Para esto se requiere emplear las curvas de generación asociadas a los diferentes recursos energéticos identificados en la región, como también las curvas de demanda de potencia que presentan los usuarios que integraran la MR [11].

Una vez integrados los diferentes recursos energéticos dentro de la MR, se deben plantear estrategias de operación que permitan satisfacer las demandas de potencia presentadas por los usuarios y cumplir los diferentes indicadores técnico-económicos planteados por el operador de red, como son la reducción de pérdidas de potencia asociadas al transporte de energía, mejora de los perfiles y estabilidad de tensión, cargabilidad de las líneas, reducción de costos de operación, entre otros [3]; los cuales son directamente afectados por el modo de operación de los generadores distribuidos y elementos almacenadores de energía [11]. Es importante resaltar que dentro de este proyecto investigación solo se consideró la operación de los DG dentro de la MR, debido a su mayor desarrollo y aplicación en las actuales redes eléctricas de corriente continua, y a que la integración de elementos almacenadores de energía requieren un mayor nivel de control [31].

La operación de los DG dentro de las redes eléctricas modifica el modo de operación de la red, generando impactos en el sistema que pueden ser positivos o negativos dependiendo de la calidad de la estrategia de operación empleada. Una operación adecuada de los DG dentro de la MR, permite obtener diferentes beneficios desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental. Dentro de los beneficios técnicos se encuentran disminución de pérdidas de energía, mejoras en el perfil de tensión y descongestión en las líneas de distribución, entre otros [3]. Desde lo económico, la adecuada operación de los DG permite reducir los costos de operación de la red por medio de la disminución de pérdidas técnicas y el uso de combustibles fósiles [2]. Finalmente, desde el punto de vista ambiental, la operación óptima de los DG permite reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, cuando son integradas tecnologías a base de energías renovables.

Es importante resaltar que, una operación inapropiada de los DG en el sistema puede generar efectos adversos en la red, como es el caso del aumento de pérdidas de potencia y de los costos de operación, inestabilidad de la tensión, entre otros [3]. Es por esto que, se requieren estrategias que permitan operar de manera óptima los DG dentro de la MR DC, que permitan mejorar los indicadores técnico-económicos propuestos por el propietario o usuario de la MR.

### **1.1.3 Estrategias de operación de DG en MR DC**

Aunque la implementación de las redes de DC han aumentado considerablemente en los últimos años, la investigación en este tipo de sistema eléctrico es un tema en desarrollo, por lo que los

trabajos reportados en la literatura asociados a la integración óptima de los DG en las redes de DC aún son escasos [20] [30]. A continuación, se presenta un análisis de los trabajos encontrados en la literatura especializada dentro del desarrollo de esta propuesta de investigación, que abordan el flujo de potencia (PF, de sus siglas en inglés *Power flow*) y flujo de potencia óptimo (OPF, de sus siglas en inglés *Optimal power flow*) en redes DC, los cuales permiten realizar el despacho óptimo de potencia de los DG dentro de la MR DC.

- **Flujo de potencia óptimo (OPF) aplicado a MR DC**

El OPF o despacho óptimo de potencia, es una metodología clave para la operación de sistemas eléctricos, en el contexto de las redes inteligentes, en donde la demanda y la generación son altamente variables en el tiempo [13]. Este es el encargado de asignar los niveles de inyección de potencia a los DG, que permiten alcanzar los indicadores técnico-económicos propuestos por el operador o propietario de la microrred (función objetivo), cumpliendo con el conjunto de restricciones técnicas que representan las redes DC: límites operativos de los generadores, límites de regulación de tensión y flujos de potencia por las líneas, entre otros [13]. El OPF en MR DC es un problema matemático complejo de resolver, debido a que corresponde a formulaciones matemáticas no lineales y no convexas [2], lo que implica esfuerzos matemáticos y computacionales altos para su solución. Adicionalmente, debido a la no convexidad del problema, la solución obtenida tiene la posibilidad de caer en óptimos locales [25], por lo cual es vital la selección de técnicas de solución que permitan mitigar este problema. Adicionalmente, se precisa que los tiempos de procesamiento requeridos por los métodos de flujo de potencia óptimo sean reducidos, ya que en los diferentes proyectos energéticos es necesario evaluar múltiples escenarios o casos de prueba en tiempos reducidos dentro de las estrategias de planeamiento y operación de este tipo de sistemas [12].

Al analizar los métodos, técnicas o herramientas propuestas para resolver el problema de OPF en MR DC en la literatura especializada se encontraron los siguientes trabajos: Wang, Wang y Xu [32] utilizan un algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO, de sus siglas en inglés) para resolver el problema de OPF en redes de DC, considerando DG y baterías en la red. En este trabajo se consideran diferentes casos de prueba, pero no se analizan los tiempos de procesamiento requeridos en cada caso. Montoya, Gil y Grisales [33] proponen una metodología híbrida a través de una estrategia de optimización maestro-esclavo entre el algoritmo genético (AG) y el método

de Gauss-Seidel (GS), para resolver el problema de OPF en redes DC. En este trabajo los autores no analizan los tiempos de procesamiento requerido por el método de solución. En el trabajo de Velásquez, Montoya y Garrido [34] también se propone una metodología híbrida a través de una estrategia de optimización maestro-esclavo entre la técnica de optimización basada en agujeros negros (BHO, de sus siglas en inglés) y GS, para resolver el problema de OPF en MR DC. En este trabajo los autores comparan el método propuesto con otros métodos reportados en la literatura especializada, sin analizar los tiempos de procesamiento requeridos por la metodología propuesta. Más recientemente, se han evaluado otras técnicas de optimización metaheurísticas para el OPF en redes DC, como el algoritmo de senos y cosenos [35], y el algoritmo de búsqueda por vórtices [36]. En la mayoría de estos trabajos se utilizó la reducción de pérdidas de potencia como función objetivo de la optimización de la red.

Es importante resaltar que, la evaluación del impacto de los DG en una MR se realiza a través del análisis de múltiples flujos de potencia, los cuales evalúan cada una de las posibles soluciones halladas por el método, técnica o herramienta de optimización seleccionada. Siendo el flujo de potencia, el encargado de encontrar los niveles de corrientes por las líneas y perfiles de tensión nodal (variables eléctricas) que describen el comportamiento del sistema eléctrico o MR, para un perfil de generación y demanda de potencia específico [37] [38]. A partir de las variables entregadas por el PF es posible evaluar todos los indicadores técnico-económicos planteados por el operador o propietario de la MR [3] [39]; es decir, es posible verificar que la operación seleccionada de generadores mejore o empeore las condiciones operativas del sistema [3] [13] [37]. Dentro de los métodos reportados en la literatura para el análisis de PF en redes de DC se encuentran: métodos numéricos como el método de Gauss-Jacobi, Gauss-Seidel y Newton-Raphson, aproximaciones lineales [24], y métodos iterativos basados en las series de Taylor y aproximaciones sucesivas [40], los cuales buscan reducir el error de convergencia y los tiempos de procesamientos asociados al método de solución.

Dentro de los trabajos encontrados en esta revisión del estado del arte para resolver el OPF en redes DC, se destaca la alta utilización de la reducción de las pérdidas de potencia como función objetivo para la optimización, y la necesidad de analizar los tiempos de procesamiento de las técnicas de optimización empleadas, en busca de evaluar el rendimiento de estas en términos



computacionales. Adicionalmente, dentro de los diferentes artículos se resalta la importancia del método de solución del problema de flujo de potencia para reducir los tiempos de procesamientos asociados a la solución del OPF.

- **Indicadores y métodos de solución de PF y OPF propuestos para MR AC**

Es importante destacar que, los métodos de solución del PF y de OPF en MR AC, pueden ser empleados para obtener los modelos matemáticos y técnicas de optimización que permitan obtener el máximo aprovechamiento de los DG instalados en las MR DC. Aunque a la fecha han sido propuestos pocos trabajos que realicen operación óptima de DG dentro de las MR DC, este tópico ha sido altamente estudiado en las MR AC [20] [30], presentado múltiples funciones objetivo (mono y multi-objetivo) y métodos de solución [30] [41] [42], los cuales pueden ser analizados y empleados en las MR DC para obtener los modelos matemáticos y técnicas de optimización que permitan obtener el máximo aprovechamiento de los DG instalados dentro de la MR, que presenten tiempos de procesamiento reducidos. Es por todo lo anterior que, en esta sección se presentan una revisión de los principales artículos encontrados dentro de esta propuesta de investigación, que abordan el problema de PF y OPF de los DG en las redes de AC, identificando las principales funciones objetivo y métodos de solución empleados dentro de la literatura especializada.

Dentro de las funciones objetivo empleadas en las microrredes de AC, desde el punto de vista técnico se destacan: la reducción de pérdidas de energía [43], la mejora perfiles de tensión y la sintonización de controladores. Desde lo económico son altamente empleados la reducción de costos de operación [44] [45], de consumo de combustibles [46] y de producción de GD locales [47], y el mayor beneficio económico en los intercambios de energía. En lo ambiental sobresale como indicador la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> (Huella de CO<sub>2</sub>) [15].

En cuanto a métodos de solución y técnicas de optimización para los problemas de PF y de OPF, en las MR de AC se han utilizado gran cantidad de estrategias. Dentro de las cuales se destacan los métodos analíticos, los cuales son métodos simples y precisos, con tiempos computacionales reducidos [3]; entre estos se encuentra el método de Newton-Raphson, Gauss-Seidel [2] [24], y método de barrido [48]. Adicionalmente han sido empleados otros tipos de métodos de solución conocidos como métodos numéricos, los cuales se destacan por su precisión en términos de

convergencia [3]; dentro de estos se destacan los métodos de programación lineal [49], lineal mixta (PLM) [43], cuadrática, dinámica, entera [50], el método de punto interior y búsqueda reducida de gradiente [2]. También para brindar solución a estos problemas han sido planteados métodos basado en procesos estocásticos, como el método de Monte-Carlo [51]. En los últimos años, los métodos heurísticos y metaheurísticos han sido altamente empleados para brindar solución al problema bajo análisis, dado que operan con modelos matemáticos reducidos y programación secuencial simple, sin la necesidad de emplear ningún tipo de software comercial, permitiendo encontrar soluciones de buena calidad [3]; dentro de los más utilizados en la literatura especializada se encuentran: algoritmo genético (GA) [44], enjambre de partículas (PSO) [41], recocido simulado, búsqueda tabú, algoritmos inmunes, colonia de hormigas, enjambre de abejas [2], algoritmo de búsqueda gravitacional [2], redes neuronales [42], algoritmo de ordenamiento no dominado, algoritmo caótico artificial y colonia de abejas [2] [3]. Por último, es importante mencionar que, en la literatura especializada se emplean métodos híbridos formados por los métodos anteriormente mencionados, que permiten potencializar las técnicas mencionadas mediante la combinación de dos o más de estas [3] [33].

## 1.2 Contribución del trabajo de investigación al estado del arte

De acuerdo con el análisis de los trabajos relacionados en el estado del arte anterior, se identificaron las siguientes oportunidades de investigación que se desarrollaron en el presente trabajo:

- Formular matemáticamente los problemas de flujo de potencia y de despacho óptimo de potencia en MR DC, considerando escenarios de hora única y 24 horas.
- La selección y evaluación de métodos de solución del flujo de potencia en MR DC, que además de tener en cuenta la mejor la solución, consideran el análisis de los tiempos requeridos de procesamiento para cada método estudiado, permitiendo así la escogencia del método más eficiente.
- Los métodos de solución escogidos para el PF y el OPF en MR DC, se pueden implementar con un software tradicional, sin la dependencia de un software especializado para sistemas de potencia eléctrica.
- En la optimización del despacho de potencia de los DG que integran la MR DC, además de la función objetivo de reducción de pérdidas de potencia, pueden ser utilizadas otras dos

funciones objetivo: la reducción de costos de producción de energía y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, las cuales no se encontraron en el momento de consultar los trabajos previos con MR DC, y que permiten el análisis del impacto ambiental y económico de la operación óptima de los DG dentro las MR DC.

- La necesidad de evaluar y seleccionar el método mas eficiente para brindar solución al problema de flujo de carga en redes DC, a partir del análisis y evaluación de los métodos de mayor eficiencia reportados en la literatura especializada.
- Es necesario proponer metodologías de solución eficientes para resolver el problema de despacho de potencia óptimo en redes DC, considerando el impacto en la función objetivo seleccionada y los tiempos de procesamiento requeridos.

Las anteriores necesidades identificadas dentro del estado del arte fueron abordadas por este trabajo de grado, convirtiendo cada una de ellas en una contribución de este proyecto de investigación.



## 2. Formulación matemática

Para comenzar el desarrollo del trabajo, y en particular para el logro del objetivo específico 1, se inició con una revisión bibliográfica sobre el despacho óptimo de potencia en microrredes de corriente continua, con lo cual se definió el tipo de microrred de DC para la que se trabajó su modelo matemático. De esta revisión bibliográfica se encontró que las microrredes de DC no han sido muy estudiadas [22], y que los sistemas de almacenamiento de energía para estos sistemas todavía están en desarrollo [52], por lo que en la microrred DC que se escogió solo se consideró involucrar dos de los tres principales componentes del sistema: generadores distribuidos y cargas (resistivas y de potencia constante). A su vez, para los generadores distribuidos se escogieron fuentes de energía de tipo solar y eólico, debido a que estas son las dos fuentes de energía renovable de mayor desarrollo en la actualidad [42] [53].

El modelo matemático del flujo de potencia para la microrred DC escogida, se propuso inicialmente para un sistema general de tres nodos. En cada uno de los nodos se conectó un generador distribuido, una carga resistiva y una carga de potencia constante (Ver Figura 2.1). Luego, aplicando leyes de circuitos eléctricos se escribió el conjunto de ecuaciones que describen el flujo de potencia del sistema de tres nodos, y posteriormente, estas ecuaciones se presentaron en forma matricial y se generalizaron para sistemas del mismo tipo con una cantidad mayor de nodos.

Para optimizar el flujo de potencia de la microrred DC en un periodo de una hora, en el modelo matemático se escribieron y utilizaron tres funciones objetivo: la minimización de pérdidas de potencia de la red, la minimización de costos de producción de energía y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. El modelo matemático se completó con las ecuaciones de restricción (flujo de potencia, niveles máximo y mínimo de voltaje en los nodos y de potencias de los generadores distribuidos, etc.). Por último, este modelo matemático para optimizar el flujo de potencia de la MR DC se

generalizó para un periodo de 24 horas, teniendo en cuenta curvas de generación con fuentes de energía eólica y solar, así como curvas de demanda con variación cada hora.

A continuación, se presentan las formulaciones matemáticas desarrolladas para los problemas del flujo de potencia y de flujo óptimo de potencia para la MR DC.

## 2.1 Flujo de potencia en la MR DC.

Dentro de las redes eléctricas, tanto de corriente alterna como continua, el flujo de potencia es una herramienta esencial para realizar la planeación, operación y control de los dispositivos que componen la MR, ya que permite determinar las variables eléctricas que representan el sistema (voltajes y corrientes) en los diferentes puntos de la red eléctrica (nodos de generación y consumo) [40], y de esta manera determinar el estado técnico, operativo o económico de esta: calidad de energía, estabilidad de tensión, costos operativos, entre otros [33]. Para el cálculo de las variables eléctricas antes mencionadas, se deben conocer los parámetros de las líneas y las potencias asociadas a las cargas de potencia constante y resistivas, como datos de entrada para resolver el problema.

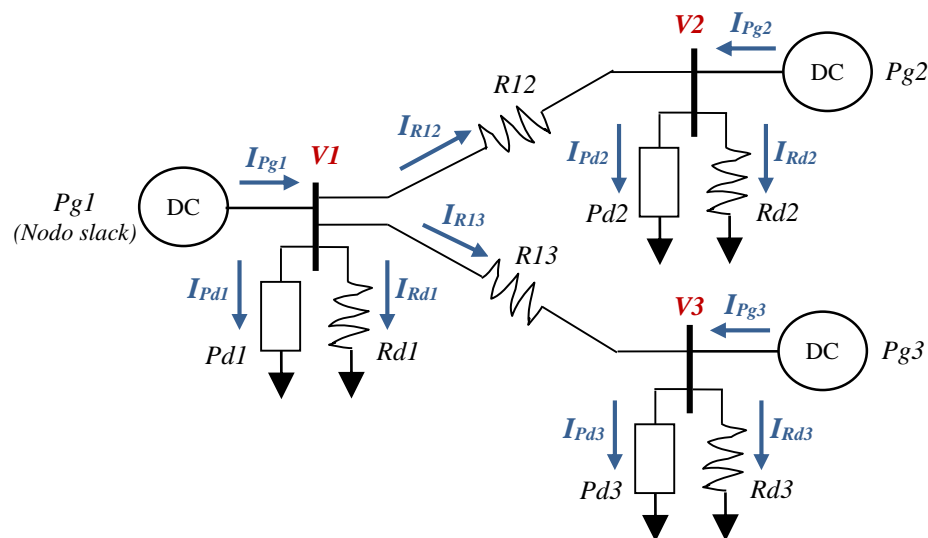
Una red eléctrica de DC puede representarse como un conjunto de nodos  $N = \{1, 2, \dots, N\}$  físicamente interconectados entre ellos a través de componentes eléctricos pasivos (resistencias). El conjunto  $N$  puede dividirse en tres subconjuntos ( $S$ ,  $P$  y  $R$ ) según sus características operativas:  $S$  representa el conjunto de todos los nodos de voltaje controlado (nodos slack), comúnmente conocidos como generadores ideales de energía;  $P$  es el conjunto de todos los nodos con consumo de potencia constante, y  $R$  define el conjunto de todos los nodos de carga con impedancia constante (cargas resistivas). Para completar la estructura de la red de DC, se define un conjunto  $E$  que contiene todas las interconexiones de nodos eléctricos (líneas o ramificaciones), de modo que  $E \in N \times N$  [54].

Bajo esta estructura de conjuntos, al momento de resolver el problema de flujo de potencia en MR DC se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Debe existir al menos un nodo slack (nodo de voltaje constante), es decir  $S \neq \{ \}$ . Este nodo debe tener la capacidad de suplir toda la potencia requerida por el sistema en el caso que no existan elementos distribuidos de generación [24].
- Debe existir al menos un nodo de carga de potencia constante (CPL de sus siglas en inglés), lo que implica que hay al menos una ecuación no lineal asociada al equilibrio de potencia [24].
- La matriz de conductancias que representa la interconexión eléctrica entre los nodos, debe tener rango completo, lo que implica que no pueden existir nodos aislados en la red DC (el gráfico que representa la red de DC debe estar totalmente conectado) [54].
- La red DC debe estar operando en estado estable [24].
- Las soluciones de voltaje deben estar en el intervalo:  $0 < V_{min} \leq V \leq V_{max}$
- El, o los, nodos que controlan la tensión en el sistema (nodo slack) pueden consumir o generar lo que sea necesario para satisfacer las restricciones de tensión dentro de la MR.

Para analizar el problema de flujo de potencia en microrredes de DC, y obtener la formulación matemática que representa el problema, este documento emplea como ejemplo un sistema eléctrico simple, el cual se encuentra compuesto por tres nodos ( $N1$  a  $N3$ ), con 3 generadores ( $Pg1$  a  $Pg3$ ), tres cargas de potencia constante ( $Pd1$  a  $Pd3$ ), tres cargas resistivas ( $Rd1$  a  $Rd3$ ) y líneas de interconexión entre los diferentes nodos del sistema, como se muestra en la Figura 2.1.

**Figura 2.1:** Sistema eléctrico de tres nodos.







$$N1: \quad P_1/V_1 = P_{g1}/V_1 - P_{d1}/V_1 = (V_1 - V_2)/R_{12} + (V_1 - V_3)/R_{13} + V_1/R_{d1} \quad (2.8)$$

$$N2: \quad P_2/V_2 = P_{g2}/V_2 - P_{d2}/V_2 = -(V_1 - V_2)/R_{12} + V_2/R_{d2} \quad (2.9)$$

$$N3: \quad P_3/V_3 = P_{g3}/V_3 - P_{d3}/V_3 = -(V_1 - V_3)/R_{13} + V_3/R_{d3} \quad (2.10)$$

Donde  $P_i$  es la potencia activa neta en el nodo  $i$ ,  $P_{gi}$  y  $P_{di}$  son las potencias generada y demandada por una carga de potencia constante, respectivamente, en el nodo  $i$ .

Escribiendo en forma matricial el conjunto de Ecuaciones (2.8) a (2.10), se obtiene la Ecuación (2.11).

$$\begin{bmatrix} P_1/V_1 \\ P_2/V_2 \\ P_3/V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_{g1} - P_{d1})/V_1 \\ (P_{g2} - P_{d2})/V_2 \\ (P_{g3} - P_{d3})/V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{R_{12}} + \frac{1}{R_{13}} & -\frac{1}{R_{12}} & -\frac{1}{R_{13}} \\ -\frac{1}{R_{12}} & \frac{1}{R_{12}} & 0 \\ -\frac{1}{R_{13}} & 0 & \frac{1}{R_{13}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/R_{d1} & 0 & 0 \\ 0 & 1/R_{d2} & 0 \\ 0 & 0 & 1/R_{d3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

De la Ecuación (2.11), se puede observar que el vector de corrientes netas inyectadas  $[P_i/V_i]$  reúne las corrientes entregadas por los generadores y las corrientes demandadas por las cargas de potencia constante, mientras que en el lado derecho de la ecuación se tiene la suma de 2 matrices que tienen en común el producto por el vector de voltajes de nodos  $[V_i]$ . La primera de las matrices representa la suma de las conductancias de las líneas de conexión entre nodos, mientras la segunda matriz contiene las conductancias asociadas a las cargas resistivas del sistema eléctrico.

Por lo tanto, generalizando para cualquier microrred DC de  $N$  nodos (radial o mallada), el sistema matricial de la Ecuación (2.11) se puede representar con la forma abreviada de la Ecuación (2.12).

$$[I] = [P/V] = ([G_L] + [G_R])[V] = [G][V] \quad (2.12)$$

Donde,  $[I]$  es el vector de corrientes netas inyectadas en los nodos, equivalente a  $[P/V]$ , donde  $P$  es la potencia activa inyectada a cada nodo,  $[G_L]$  es la matriz de conductancias de líneas,  $[G_R]$  es la matriz de conductancias de cargas resistivas, y  $[V]$  es el vector de tensiones nodales. Finalmente, se asigna como  $[G]$  a la matriz de conductancias que resulta de la suma de  $[G_L]$  y  $[G_R]$ .

En un sentido más amplio, la representación matricial del balance de potencia en la microrred DC está dada por la Ecuación (2.13).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1/V_1 \\ P_2/V_2 \\ \vdots \\ P_N/V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_1^g - P_1^d)/V_1 \\ (P_2^g - P_2^d)/V_2 \\ \vdots \\ (P_N^g - P_N^d)/V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1N} \\ G_{21} & G_{22} & \cdots & G_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ G_{N1} & G_{N2} & \cdots & G_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Donde:

$I_i$  = Corriente neta en el nodo  $i$ .

$P_i^g$  = Potencia generada en el nodo  $i$ .

$P_i^d$  = Potencia demandada por cargas de potencia constante en el nodo  $i$ .

$V_i$  = Voltaje en el nodo  $i$

$G_{ij}$  = Representa el valor negativo de la conductancia de la línea que conecta el nodo  $i$  y el nodo  $j$ , para  $j \neq i$  (Ecuación (2.14)).

$G_{ii}$  = Suma de las conductancias de las líneas y de cargas resistivas conectadas al nodo  $i$ , para  $j \neq i$  (Ecuación (2.15)).

$$G_{ij} = G_{ji} = -1/R_{ij} \quad \text{para } j \neq i \quad (2.14)$$

$$G_{ii} = \sum_{j=1}^n \frac{1}{R_{ij}} + 1/R_{di} \quad \text{para } j \neq i \quad (2.15)$$

Ajustando la ecuación de balance de potencia para el  $i$ -ésimo nodo ( $Ni$ ) a partir del sistema matricial de la Ecuación (2.13), se obtiene la Ecuación (2.16) que representa el problema de flujo de potencia en MR DC.

$$P_i = P_i^g - P_i^d = V_i * \sum_{j \in N} G_{ij} * V_j \quad \forall i \in N \quad (2.16)$$

Convenientemente, y dado que la formulación del problema de flujo de potencia se realiza para encontrar los voltajes nodales desconocidos del sistema (todos los nodos diferentes a los nodos de voltaje controlado o nodos slack), la Ecuación (2.16) puede ser simplificada eliminando los nodos anteriormente mencionados, obteniendo la Ecuación (2.17).

$$-P_i^d = V_i * \sum_{j \in N} G_{ij} * V_j \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (2.17)$$

Del análisis de las Ecuaciones (2.16) y (2.17), se puede observar que el problema de flujo de potencia en microrredes DC es de tipo:

- No lineal, debido a la aparición de términos cuadráticos ( $V_i * V_j$ ).
- No convexo, debido a la combinación de ecuaciones cuadráticas que pueden conllevar a múltiples soluciones de tipo local (no absolutas).

Por lo tanto, para encontrar los valores de los voltajes nodales que resuelvan el problema de PF en MR DC, se deben utilizar métodos numéricos que garanticen una solución absoluta.

## 2.2 Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación una hora

El flujo óptimo de potencia (OPF) fue propuesto inicialmente por Carpentier en 1962 [55], desde entonces, se convierte en una de las funciones más importantes de operación, producción, monitoreo y control de energía en los sistemas de potencia moderno [55]. El OPF es uno de los problemas de optimización no lineales y no convexos más importantes y estudiados en las últimas dos décadas [56]. Su objetivo principal es la distribución óptima de la potencia ajustando variables, de modo que se maximice (o minimice) un objetivo específico en la operación del sistema de potencia eléctrica [55]. El problema está sujeto a restricciones de igualdad, tal como el flujo de potencia, y a restricciones de desigualdad tales como los límites de generación de potencia activa y de voltajes de nodo. También es un problema de optimización a gran escala debido a la gran cantidad de variables tratadas, incluso en sistemas pequeños [56]. Resolver el OPF sigue siendo una tarea desafiante entre los investigadores de sistemas de energía [55].

El problema de OPF puede ser abordado desde el análisis para una única hora [33] o para un horizonte de tiempo determinado (24 horas generalmente) [12]. En esta sección se presenta el análisis de OPF en una MR DC para un periodo de operación de una hora.

El modelo matemático del problema de OPF se puede escribir de forma general como indican las Ecuaciones (2.18) a (2.21).

$$\text{Función objetivo} \quad \min F(x) = \{f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)\} \quad (2.18)$$

Donde  $x$ , la variable de estado del sistema, se refiere a la potencia activa que debe tomar cada DG para resolver el problema de OPF.

Sujeto a:

$$\text{Restricciones de igualdad} \quad G_i(x) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.19)$$

$$\text{Restricciones de desigualdad} \quad H_i(x) \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (2.20)$$

$$\text{Restricciones de desigualdad} \quad x_{min} \leq x_i \leq x_{max} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.21)$$

Las funciones objetivo utilizadas en el problema de OPF se pueden clasificar en tres tipos: económicas, técnicas y ambientales [55]. En este trabajo de grado se emplearon de manera independiente las siguientes tres funciones objetivo:

- Reducción de pérdidas de potencia por transporte de energía (objetivo técnico).
- Reducción de costos de producción de energía (objetivo económico).
- Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> (objetivo ambiental).

A continuación, se describen las funciones objetivo y el conjunto de restricciones utilizadas para representar el modelo matemático del problema de OPF en MR DC de este trabajo.

### 2.2.1 Función objetivo para reducción de pérdidas de potencia activa

La Ecuación (2.22), sirve para calcular las pérdidas de potencia activa ( $P_{loss}$ ) en MR DC, esta se deriva de la Ecuación (2.16) del problema de PF en MR DC [33]. La función objetivo de minimización de pérdidas de potencia,  $FO1$ , se expresa con la Ecuación (2.23).

$$P_{loss} = \sum_{i \in N} P_i = \sum_{i \in N} \left( \sum_{j \in N} G_{ij} * V_i * V_j - G_{i0} * V_i^2 \right) \quad (2.22)$$

$$FO1 = \min(P_{loss}) \quad (2.23)$$

En la Ecuación (2.22),  $P_i$  es la potencia neta en el nodo  $i$ ,  $V_i$  y  $V_j$  se refieren a las tensiones de los nodos  $i$  e  $j$  respectivamente,  $G_{ij}$  corresponde a las componentes de la matriz de conductancias de las líneas que interconectan el sistema, y  $G_{i0}$  se refiere a las cargas de resistencia constante incluidas en la matriz de conductancia, las cuales no producen pérdidas de potencia asociado al transporte de energía [33].

La función objetivo para reducción de pérdidas de potencia tiene asociadas las restricciones que se detallan en la sección 2.2.4.

### 2.2.2 Función objetivo para reducción de costos de producción de energía

En este trabajo, los costos de producción de energía para cada tipo de tecnología de generación eléctrica tendrán un valor diferente, por lo cual el modelo matemático se plantea en un modo general, de tal manera que considere el costo de la generación de la tecnología localizada en cada nodo, como también el nivel de generación. El costo total de producción de energía en el sistema ( $C$ ), se calcula con la Ecuación (2.24) [55]. La función objetivo de minimización de costos de producción de energía,  $FO2$ , se expresa con la Ecuación (2.25).

$$C = \sum_{i=1}^{Ng} c_i * Pg_i \quad (2.24)$$

$$FO2 = \min(C) \quad (2.25)$$

Donde:

$c_i$  = costo de producción de energía en el generador  $i$ .

$Pg_i$  = potencia entregada por el generador  $i$ .

$Ng$  = número de generadores.

La función objetivo para reducción de costos de producción de energía tiene asociadas las restricciones que se detallan en la sección 2.2.4.

### 2.2.3 Función objetivo para reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>

Las emisiones de CO<sub>2</sub> ( $E$ ), y otros contaminantes atmosféricos, están asociada a los generadores alimentados con combustibles fósiles [55]. Con la Ecuación (2.26) se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema. La función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>,  $FO3$ , se expresa con la Ecuación (2.27).

$$E = \sum_{i=1}^{Ng} \gamma_i * Pg_i \quad (2.26)$$

$$FO3 = \min(E) \quad (2.27)$$

Donde:

$\gamma_i$  = coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> para el generador  $i$ .

La función objetivo para reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> también tiene asociadas las restricciones que se detallan en la sección 2.2.4.

### 2.2.4 Conjunto de restricciones

La solución del problema de OPF en MR DC, está limitada por el cumplimiento de las condiciones (restricciones) representadas en las Ecuaciones (2.28) a (2.33) [34].

Balance de potencia:  $P_g + P_{DG} - P_d = D(V)[G_L + G_N]V \quad (2.28)$

Capacidad de generación del nodo slack:  $P_g^{min} \leq P_g \leq P_g^{max} \quad (2.29)$

Capacidad de generación de los DG:  $P_{DG}^{min} \leq P_{DG} \leq P_{DG}^{max} \quad (2.30)$

Límites de regulación de voltaje:  $V_{min} \leq V \leq V_{max} \quad (2.31)$

Penetración máxima de los DG  $(P_{DG} - \alpha P_g) \leq 0 \quad (2.32)$

Límites de corriente de línea:  $|V_k - V_m| \leq R_{km} * I_{km}^{max} \quad (2.33)$

Donde:

$P_g$  = potencia generada por el(los) nodo(s) slack.

$P_{DG}$  = potencia suministrada a la red por los DG.

$P_d$  = potencia demandada en los nodos de la red.

$D(V)$  = matriz diagonal que contiene los voltajes nodales del sistema.

$G_N$  = matriz de conductividad de cargas resistivas conectadas a la MR.

$P_g^{min}$  y  $P_g^{max}$  = potencias mínima y máxima que el nodo slack puede entregar a la red.

$P_{DG}^{min}$  y  $P_{DG}^{max}$  = potencias mínima y máxima que los DG pueden entregar a la red.

$V_{min}$  y  $V_{max}$  = voltajes mínimo y máximo permitidos en los nodos de la MR.

$\alpha$  = porcentaje de penetración permitido con respecto a la potencia generada por el nodo slack.

$V_k$  y  $V_m$  = voltajes de los nodos  $k$  y  $m$ , respectivamente, de la MR.

$R_{km}$  = resistencia eléctrica de la línea de conexión entre los nodos  $k$  y  $m$ .

$I_{km}^{max}$  = corriente eléctrica máxima de la línea de conexión entre los nodos  $k$  y  $m$ .

## 2.3 Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación de 24 horas.

Para el análisis de OPF en una MR DC para un horizonte de tiempo de 24 horas, se tomó el modelo matemático para una hora descrito en la sección 2.2, y se incluyó la variable tiempo ( $t$ ) para generalizar el modelo a 24 horas. De acuerdo con esto, las ecuaciones generales de optimización para una hora (Ecuaciones 2.18 a 2.21) se transforman en las Ecuaciones 2.34 a 2.37, correspondientes al modelo matemático de 24 horas.

$$\text{Función objetivo} \quad \min F(x, t) = \{f_1(x, t), f_2(x, t), \dots, f_n(x, t)\} \quad (2.34)$$

Sujeto a:

$$\text{Restricciones de igualdad} \quad G_i(x, t) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.33)$$

$$\text{Restricciones de desigualdad} \quad H_i(x, t) \geq 0 \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (2.34)$$

$$\text{Restricciones de desigualdad} \quad x_{min}(t) \leq x_i(t) \leq x_{max}(t) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.35)$$

Donde  $x$  se refiere a la potencia activa que debe tomar cada DG y  $t$  es el periodo de tiempo analizado para resolver el problema de OPF para 24 horas.

Igualmente, las tres funciones objetivo descritas en las secciones 2.2.1 a 2.2.3 se adaptaron para el modelo matemático del problema de OPF en 24 horas. A continuación, se describen las funciones objetivo y el conjunto de restricciones utilizadas para representar el modelo matemático del problema de OPF en MR DC para un periodo de 24 horas.

### 2.3.1 Función objetivo para reducción de pérdidas de potencia activa para OPF en 24 horas

Con la Ecuación (2.36), se pueden calcular las pérdidas de potencia activa de la MR ( $P_{loss}(t)$ ) en cada periodo de tiempo. La función objetivo de minimización de pérdidas de potencia para el modelo matemático de 24 horas,  $FO1(t)$ , se expresa con la Ecuación (2.37).

$$P_{loss}(t) = \sum_{i \in N} P_i(t) = \sum_{i \in N} \left( \sum_{j \in N} G_{ij} * V_i(t) * V_j(t) - G_{i0} * V_i^2(t) \right) \quad (2.36)$$

$$FO1(t) = \min \left( \sum_{t=1}^{24} P_{loss}(t) \right) \quad (2.37)$$

En la Ecuación (2.36), para cada periodo de tiempo  $t$ ,  $P_i(t)$  es la potencia neta en el nodo  $i$ ,  $V_i(t)$  y  $V_j(t)$  se refieren a las tensiones de los nodos  $i$  e  $j$  respectivamente. Los parámetros  $G_{ij}$  y  $G_{i0}$  no son dependientes del tiempo y se definen igual que en la Ecuación (2.22).

La función objetivo para reducción de pérdidas de potencia tiene asociadas las restricciones que se detallan en la sección 2.3.4.

### 2.3.2 Función objetivo para reducción de costos de producción de energía para OPF en 24 horas

Para esta función objetivo, además de la variación con el tiempo de la potencia entregada por cada generador, se consideraron variables los costos de producción de energía para cada periodo de tiempo. El costo total de producción de energía en el sistema para cada periodo de tiempo ( $C(t)$ ), se puede calcular con la Ecuación (2.38) [55]. La función objetivo de minimización de costos de



producción de energía para el modelo matemático de 24 horas,  $FO2(t)$ , se expresa con la Ecuación (2.39).

$$C(t) = \sum_{i=1}^{Ng} c_i(t) * Pg_i(t) \quad (2.38)$$

$$FO2(t) = \min \left( \sum_{t=1}^{24} C(t) \right) \quad (2.39)$$

Donde:

$c_i(t)$  = costo de producción de energía en el generador  $i$ , en el tiempo  $t$ .

$Pg_i(t)$  = potencia entregada por el generador  $i$ , en el tiempo  $t$ .

$Ng$  = número de generadores.

La función objetivo para reducción de costos de producción de energía tiene asociadas las restricciones que se detallan en la sección 2.3.4.

### 2.3.3 Función objetivo para reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para OPF en 24 horas

Con la Ecuación (2.40) se calcularon las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema en cada periodo de tiempo. La función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> para el modelo matemático de 24 horas,  $FO3(t)$ , se expresa con la Ecuación (2.41).

$$E(t) = \sum_{i=1}^{Ng} \gamma_i * Pg_i(t) \quad (2.40)$$

$$FO3(t) = \min \left( \sum_{t=1}^{24} E(t) \right) \quad (2.41)$$

Donde  $\gamma_i$  es el coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> para el generador  $i$ .

La función objetivo para reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> también tiene asociadas las restricciones que se detallan en la sección 2.3.4.

### 2.3.4 Conjunto de restricciones para OPF en 24 horas

El conjunto de restricciones del problema de OPF en MR DC en una hora (Ecuaciones (2.28) a (2.33)) se adaptó para el modelo matemático del OPF en 24 horas, mediante la inclusión de la variable tiempo, con lo cual se obtuvo el conjunto de Ecuaciones (2.42) a (2.47).

$$\text{Balance de potencia:} \quad P_g(t) + P_{DG}(t) - P_d(t) = D(V(t))[G_L + G_N]V(t) \quad (2.42)$$

$$\text{Capacidad de generación del nodo slack:} \quad P_g^{\min} \leq P_g(t) \leq P_g^{\max} \quad (2.43)$$

$$\text{Capacidad de generación de los DG:} \quad P_{DG}^{\min}(t) \leq P_{DG}(t) \leq P_{DG}^{\max}(t) \quad (2.44)$$

$$\text{Límites de regulación de voltaje:} \quad V_{\min} \leq V(t) \leq V_{\max} \quad (2.45)$$

$$\text{Penetración máxima de los DG} \quad (P_{DG} - \alpha P_g) \leq 0 \quad (2.46)$$

$$\text{Límites de corriente de línea:} \quad |V_k(t) - V_m(t)| \leq R_{km} * I_{km}^{\max} \quad (2.47)$$

Donde:

$P_g(t)$  = potencia generada por el(los) nodo(s) slack en el tiempo  $t$ .

$P_{DG}(t)$  = potencia suministrada a la red por los DG en el tiempo  $t$ .

$P_d(t)$  = potencia demandada en los nodos de la red en el tiempo  $t$ .

$P_{DG}^{\min}(t)$  y  $P_{DG}^{\max}(t)$  = Potencia mínima y máxima generada por los DG en el tiempo  $t$ .

$D(V(t))$  = matriz diagonal que contiene los voltajes nodales en el tiempo  $t$ .

$V_k(t)$  y  $V_m(t)$  = voltajes de los nodos  $k$  y  $m$ , respectivamente, en el tiempo  $t$  de la MR.

$R_{km}$  = resistencia eléctrica de la línea de conexión entre los nodos  $k$  y  $m$ .

$I_{km}^{\max}$  = corriente eléctrica máxima de la línea de conexión entre los nodos  $k$  y  $m$ .

### 3. Métodos y técnicas de solución propuestas

Para el cumplimiento del objetivo específico 2, de la literatura especializada se seleccionaron 5 métodos de solución para el problema de flujo de potencia de la microrred DC. El primer método escogido fue el de Newton-Raphson (NR), debido a que es el más reportado en la literatura [57] [37] [22], tanto para microrredes de AC como de DC, además que en el trabajo de Garcés [58] se demostró que en redes de DC este método converge a una solución única del problema de flujo de potencia. Por lo anterior, para el presente trabajo el método de NR fue escogido como referencia para comparar otros métodos y escoger el mejor en cuanto a exactitud de la solución y a menor tiempo computacional invertido.

Los métodos de Gauss-Jacobi (GJ) y de Gauss-Seidel (GS) fueron seleccionados porque también son recurrentemente reportados como métodos confiables de solución de sistemas no lineales [57] [25]. En estudios más recientes para microrredes de DC, se propusieron los métodos de solución por aproximaciones sucesivas y por linealización de series de Taylor, los cuales también fueron seleccionados para este trabajo, debido a que los resultados reportados con redes de DC los muestran como métodos de solución más eficientes que los ya mencionados [40] [59]. Cada método de solución se adaptó escribiendo ecuaciones asociadas a la formulación matemática para resolver el problema particular del flujo de potencia en microrredes DC.

Para optimizar el despacho de potencia de la microrred DC propuesta, de la literatura especializada se seleccionaron cuatro métodos de optimización y se evaluaron para escoger el mejor en cuanto a exactitud de solución y velocidad de procesamiento. Inicialmente se seleccionó la optimización de enjambre de partículas (PSO de sus siglas en inglés, *Particle Swarm Optimization*) y el algoritmo genético continuo (CGA de sus siglas en inglés, *Continuous Genetic Algorithm*), debido a que son los métodos más recurrentes en los trabajos consultados [60] [61] [55] y también se han utilizado en redes de DC [33] [30]. El método de optimización basado en agujeros negros (BHO de sus siglas en

inglés, *Black Hole Optimization*) se seleccionó por ser uno de los métodos más recientemente empleados con microrredes DC [34]. El cuarto método, optimización de hormiga leona (ALO de sus siglas en inglés, *AntLion Optimization*) [62], fue utilizado en un trabajo previo para la optimización del despacho de potencia en una MR AC, [63] y en este trabajo se seleccionó para evaluarlo como un nuevo método de optimización para microrredes DC.

A continuación, se describe la adaptación de cada uno de los métodos de solución escogidos, tanto para el problema de flujo de potencia como para el problema de flujo óptimo de potencia, en la microrred DC.

### **3.1 Métodos de solución para el problema de flujo de potencia en MR DC**

Debido a la naturaleza no lineal y no convexa de las ecuaciones que describen el problema de flujo de potencia en MR DC, no es posible su solución analítica directa, siendo necesario emplear métodos numéricos para encontrar una solución adecuada [57]. Por lo tanto, se debe estudiar la forma como serán resueltas las ecuaciones que componen la formulación matemática del PF en redes DC, a través de métodos de solución propuestos en la literatura. Una solución del problema de PF con aplicaciones computacionales debe tener las siguientes propiedades [57]:

- Fiabilidad de la solución.
- Alta velocidad computacional.
- Simplicidad y flexibilidad del programa.
- Baja demanda de almacenamiento.

En busca de satisfacer las anteriores propiedades, este trabajo propuso emplear cinco métodos altamente eficientes propuestos en la literatura para resolver el problema aquí abordado: Newton-Raphson, Gauss-Jacobi, Gauss-Seidel, aproximaciones sucesivas y linealización por series de Taylor.

#### **3.1.1 Método de Newton-Raphson (NR)**

El método de Newton-Raphson (NR) es el de mayor aplicación en la solución de las ecuaciones algebraicas no lineales que resultan al plantear modelos matemáticos del PF, tanto en redes AC

como DC [57] [37] [22]. El NR es básicamente un proceso iterativo, empleado para resolver un conjunto de  $n$  ecuaciones no lineales con un número igual de incógnitas, donde cada paso del proceso, se aproxima el problema no lineal a otro lineal mediante una matriz especial denominada jacobiana ( $J$ ). Utilizando una buena aproximación en los valores iniciales de la solución iterativa, el método NR proporciona una adecuada convergencia con niveles bajos de complejidad [57].

- **Formulación general del método de Newton-Raphson.**

De manera general, el método de Newton-Raphson para sistemas de ecuaciones no lineales se define así [64]: Sea  $F: \Omega \subset \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$  un campo vectorial, y las coordenadas de  $F$ ,  $f_i: \Omega \subset \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}$  con  $i=1,2, \dots, n$  campos escalares. Además  $x = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$ .

La diferencial total para un campo escalar  $f_i$  está dado por la Ecuación (3.1).

$$df_i(x) = \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_1} dx_1 + \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_2} dx_2 + \dots + \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_n} dx_n \quad (3.1)$$

Escribiendo la Ecuación (3.1) en forma matricial, se obtiene la Ecuación (3.2). Si además, esta última ecuación matricial se escribe en forma reducida se obtiene la Ecuación (3.3)

$$df_i(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_i(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx_1 \\ dx_2 \\ \dots \\ dx_n \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$df_i(x) = \nabla f_i(x) \cdot dx \quad (3.3)$$

Aproximando los diferenciales de la ecuación (3.3) con los incrementos correspondientes, se obtiene la Ecuación (3.4).

$$\Delta f_i(x^t) = \nabla f_i(x^t) \cdot \Delta x^t \quad (3.4)$$

Donde  $x^t$  es una aproximación del cero de la función  $f$ .

Ahora, un sistema de  $n$  ecuaciones con  $n$  incógnitas, como el de la Ecuación (3.5), se puede interpretar como el cero de un campo vectorial  $F$ , como el de la Ecuación (3.6).

$$\begin{aligned} f_1(x) &= 0 \\ f_2(x) &= 0 \\ &\vdots \\ f_n(x) &= 0 \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$F(x) = \begin{bmatrix} f_1(x) \\ f_2(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Para resolver el sistema de la Ecuación (3.6), se consideran  $x^t$  y  $x^{t+1}$  como las aproximaciones anterior y actual respectivamente, y se aplica la equivalencia de la Ecuación (3.4) para cada  $f_i$ , obteniendo la Ecuación (3.7).

$$\Delta F(x^t) = F(x^{t+1}) - F(x^t) = \begin{bmatrix} \Delta f_1(x^t) \\ \Delta f_2(x^t) \\ \vdots \\ \Delta f_n(x^t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla f_1(x^t) \cdot \Delta x^t \\ \nabla f_2(x^t) \cdot \Delta x^t \\ \vdots \\ \nabla f_n(x^t) \cdot \Delta x^t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla f_1(x^t) \\ \nabla f_2(x^t) \\ \vdots \\ \nabla f_n(x^t) \end{bmatrix} \cdot \Delta x^t \quad (3.7)$$

En la Ecuación (3.8), el arreglo de gradientes de los campos escalares  $f_i$ , con  $i=1,2, \dots, n$ , se denomina matriz jacobiana ( $J$ ) del campo vectorial  $F$ .

$$J(x^t) = \begin{bmatrix} \nabla f_1(x^t) \\ \nabla f_2(x^t) \\ \vdots \\ \nabla f_n(x^t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(x^t)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(x^t)}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1(x^t)}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(x^t)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(x^t)}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2(x^t)}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(x^t)}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(x^t)}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n(x^t)}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Si además se considera  $x^{t+1}$  como la mejor estimación del cero de  $F$ , se puede hacer la aproximación  $F(x^{t+1}) \approx 0$ , y la Ecuación (3.7) se puede reescribir como la Ecuación (3.9).

$$-F(x^t) = J(x^t) \cdot \Delta x^t \quad (3.9)$$

Finalmente, siempre que  $J(x^t)$  sea no singular, se obtiene la siguiente ecuación de recurrencia para la solución iterativa del vector  $x$  (Ecuación (3.10)).

$$x^{t+1} = x^t - [J(x^t)]^{-1} \cdot F(x^t) \quad (3.10)$$

Como criterio de convergencia, el método de NR puede emplear uno de dos criterios posibles:

- Un número máximo de iteraciones ( $t$  máximo deseado).
- La tolerancia o error obtenido al comparar el vector de solución actual con el anterior, como se ve en la Ecuación (3.11), donde  $\varepsilon$  es el error mínimo deseado.

$$|x^{t+1} - x^t| \leq \varepsilon \quad (3.11)$$

• **Adaptación del método de Newton-Raphson para MR DC.**

A partir de la Ecuación (2.17), del balance del flujo de potencia en MR DC, se pueden escribir expresiones de campo escalar  $f_i(V)$  como indica la Ecuación (3.12).

$$f_i(V) = P_i^d + V_i * \sum_{j \in N} G_{ij} * V_j = 0 \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (3.12)$$

Construyendo el campo vectorial,  $F(V)$ , a partir de las funciones  $f_i(V)$  de la Ecuación (3.12), los elementos de la matriz Jacobiana,  $J(V)$ , se pueden determinar empleando la expresión de la Ecuación (3.13).

$$\frac{\partial f_i(V)}{\partial V_k} = \frac{\partial}{\partial V_k} \left( P_i^d + V_i * \sum_{j \in N} G_{ij} * V_j \right) = \begin{cases} 2 * G_{ii} * V_i + \sum_{j \in N, j \neq i} G_{ij} * V_j & k = i \\ G_{ij} * V_i & k \neq i \end{cases} \quad (3.13)$$

$$\forall i \in \{N - S\}, \quad k = 1, 2, \dots, n$$

Aplicando la Ecuación (3.10) al problema de PF en MR DC, se obtiene la expresión de recurrencia de la Ecuación (3.14), donde  $V^t$  y  $V^{t+1}$  son los vectores de valor anterior y actual, respectivamente, para los voltajes nodales desconocidos del sistema.

$$V^{t+1} = V^t - [J(V^t)]^{-1} \cdot F(V^t) \quad (3.14)$$

Como punto inicial del proceso iterativo, en el vector  $V$  se emplean voltajes con valor de  $1 p.u.$  para todos los nodos del sistema [64], y como criterio de parada se utiliza la Ecuación (3.15), análoga a la Ecuación (3.11); definiendo también un número máximo de iteraciones, ( $t_{máximo}$ ).

$$|V^{t+1} - V^t| \leq \varepsilon \quad (3.15)$$

En el Algoritmo 3.1 se muestra el procedimiento general para resolver el problema de PF para MR DC utilizando el método de Newton-Rhapson.

**Algoritmo 3.1.** Procedimiento del método de Newton-Rhapson para MR DC.

**Inicio**

**Datos:**

- Cargar datos de red del sistema de prueba (tipos de nodos, potencias generadas y demandadas, impedancias de línea, etc.)
- Construir matriz de impedancias  $G$ .
- Asignar valores iniciales de voltajes nodales,  $V^t = V^0$ .
- Definir error máximo,  $\varepsilon$ .

**Mientras que**  $máximo|V^{t+1} - V^t| > \varepsilon$  **hacer**

- Calcular campo vectorial,  $F(V^t)$  (Ecuación (3.12))
- Construir la matriz jacobiana,  $J(V^t)$  (Ecuación (3.13))
- Calcular el vector de voltajes nodales actuales,  $V^{t+1}$  (Ecuación (3.14))
- Si no se cumple la condición ( $|V^{t+1} - V^t| \leq \varepsilon$ ) actualizar el vector de voltajes nodales anteriores:  $V^t = V^{t+1}$ ; si se cumple, terminar.

**Fin Mientras**

**Resultado:**  $V = V^{t+1}$

**Fin**



### 3.1.2 Método de Gauss-Jacobi (GJ)

- **Formulación general del método de Gauss-Jacobi**

Es un método clásico empleado para la resolución de sistemas de ecuaciones lineales y no lineales. De manera general, la solución del problema se obtiene al resolver la *i-ésima* ecuación del sistema matricial que se presenta en la Ecuación (3.16).

$$Ax = b \quad (3.16)$$

Donde:

$A$  = Matriz de coeficientes.

$x$  = Vector de incógnitas.

$b$  = Vector de términos independientes.

En las Ecuaciones (3.17) y (3.18), la matriz  $A$  se representa como la suma de dos matrices  $D$  y  $R$ , donde  $D$  es una matriz diagonal cuyos elementos son iguales a los elementos de la diagonal de la matriz  $A$ , mientras que  $R$  es una matriz cuyos elementos de la diagonal principal son iguales a cero y los demás elementos son el resto de los elementos de la matriz  $A$ .

$$A = D + R \quad (3.17)$$

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ a_{31} & a_{32} & \cdots & a_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & a_{22} & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & a_{nn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & 0 & \cdots & a_{2n} \\ a_{31} & a_{32} & \cdots & a_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Para obtener el sistema de ecuaciones que permite resolver el vector de variables del problema, se sustituye la Ecuación (3.17) en la Ecuación (3.16), para obtener la Ecuación (3.19), y se efectúan operaciones matriciales hasta llegar a la Ecuación (3.20), conocida como ecuación de recurrencia en el método de Gauss-Jacobi (GJ).

$$(D + R)x = Dx + Rx = b \quad (3.19)$$

$$x = D^{-1}(b - Rx) \quad (3.20)$$

Para dar solución a la Ecuación (3.20), se le realiza una modificación para volverla un proceso iterativo y convertirla en la Ecuación (3.21), donde  $x^t$  representa un vector de soluciones anteriores y  $x^{t+1}$  representa un vector de soluciones actuales. Para empezar el proceso se toma una aproximación inicial como solución del vector de incógnitas, el cual se designa como  $x^0$ .

$$x^{t+1} = D^{-1}(b - Rx^t) \quad (3.21)$$

La matriz  $D^{-1}$  (inversa de  $D$ ) posee valores en su diagonal principal que corresponden a los recíprocos de sus valores en la matriz  $A$ , es decir, serán  $\frac{1}{a_{ii}}$  para todo  $i = 1, 2, \dots, n$ . Al mismo tiempo, el resto de los elementos de  $A$  se encuentran en la matriz  $R$ . En consecuencia, la ecuación matricial (3.21) equivale a despejar la incógnita ubicada en la diagonal principal de cada una de las ecuaciones que conforman el sistema, como se muestra en la Ecuación (3.22).

$$\begin{aligned} x_1^{t+1} &= \frac{b_1 - (a_{12}x_2^t + a_{13}x_3^t + \dots + a_{1n}x_n^t)}{a_{11}} \\ x_2^{t+1} &= \frac{b_2 - (a_{21}x_1^t + a_{23}x_3^t + \dots + a_{2n}x_n^t)}{a_{22}} \\ x_3^{t+1} &= \frac{b_3 - (a_{31}x_1^t + a_{32}x_2^t + \dots + a_{3n}x_n^t)}{a_{33}} \\ &\vdots \\ x_n^{t+1} &= \frac{b_n - (a_{n1}x_1^t + a_{n2}x_2^t + \dots + a_{nn-1}x_{n-1}^t)}{a_{nn}} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Escribiendo el sistema de Ecuaciones de (3.22) en una forma más compacta se obtiene la Ecuación (3.23).

$$x_i^{t+1} = \frac{1}{a_{ii}} \left( b_i - \sum_{j=1, j \neq i}^N a_{ij} * x_j^t \right) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.23)$$

El método de Gauss-Jacobi es susceptible respecto a los efectos del pivoteo del algebra matricial. Dado esto, su criterio de convergencia lo conforman los criterios de la diagonal dominante, misma que posee dos diferentes condiciones:

- Condición necesaria: El elemento ubicado en la diagonal principal de cada ecuación debe ser mayor, en valor absoluto, que el resto de los elementos de su misma ecuación (Ecuación (3.24)).

$$|a_{ii}| > |a_{ij}| \quad (3.24)$$

- Condición suficiente: El elemento ubicado en la diagonal principal de cada ecuación debe ser mayor, en valor absoluto, a la suma del resto de los elementos de su misma ecuación (Ecuación (3.25)).

$$|a_{ii}| > \sum |a_{ij}| \quad (3.25)$$

El método Gauss-Jacobi emplea los mismos criterios de parada del método de NR (Ecuación (3.11) o un número máximo de iteraciones).

- **Adaptación del método de Gauss-Jacobi para MR DC.**

Reordenando la Ecuación (2.17) y separando de la sumatoria el elemento de la diagonal principal de la matriz de conductancias se obtiene la Ecuación (3.26).

$$-\frac{P_i^d}{V_i} = G_{ii} * V_i + \sum_{j \in N, j \neq i} G_{ij} * V_j \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (3.26)$$

Luego, despejando el  $V_i$  que acompaña a  $G_{ii}$  en la Ecuación (3.26), se llega a la Ecuación (3.27).

$$V_i = \frac{1}{G_{ii}} \left( -\frac{P_i^d}{V_i} - \sum_{j \in N, j \neq i} G_{ij} * V_j \right) \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (3.27)$$

La Ecuación (3.27) puede ser replanteada de modo que sea posible resolverla de manera iterativa, como se muestra en la Ecuación (3.28) (por analogía con la Ecuación (3.23)), siendo  $V_i^t$  y  $V_i^{t+1}$  los vectores de valor anterior y actual, respectivamente.

$$V_i^{t+1} = \frac{1}{G_{ii}} \left( -\frac{P_i^d}{V_i^t} - \sum_{j \in N, j \neq i} G_{ij} * V_j^t \right) \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (3.28)$$

Cabe destacar que el problema de PF cumple con las condiciones necesaria y suficiente de convergencia planteadas por las Ecuaciones (3.24) y (3.25), debido a la forma de calcular las componentes de la matriz de conductancias  $G$  según las definiciones dadas en las Ecuación (2.14) y (2.15). Lo anterior se ilustra en las Ecuaciones (3.29) y (3.30).

$$|G_{ii}| = \left| \sum_{j=1}^n \frac{1}{R_{ij}} + \frac{1}{R_i} \right| > |G_{ij}| = \left| -\frac{1}{R_{ij}} \right| \quad i \neq j \quad (3.29)$$

$$|G_{ii}| = \left| \sum_{j=1}^n \frac{1}{R_{ij}} + \frac{1}{R_i} \right| > \sum |G_{ij}| = \sum \left| -\frac{1}{R_{ij}} \right| \quad i \neq j \quad (3.30)$$

Para iniciar los voltajes nodales del sistema, generalmente se emplea  $1 p.u.$  para todos los nodos. El método Gauss-Jacobi emplea los mismos criterios de parada de la adaptación del método de NR (Ecuación (3.15) o un número máximo de iteraciones).

En el Algoritmo 3.2 se muestra el procedimiento general para resolver el problema de PF para MR DC utilizando el método de Gauss-Jacobi.

### 3.1.3 Método de Gauss-Seidel (GS)

Es una versión mejorada del método de Gauss-Jacobi, en el cual es estrictamente necesario contar con un vector completo de aproximaciones,  $x^t$ , para proceder a la sustitución en las ecuaciones y obtener una nueva aproximación. En el método de Gauss-Seidel (GS) se implementa la sustitución de los nuevos valores ( $x_i^{t+1}$ ) en las ecuaciones de recurrencia faltantes conforme se vayan obteniendo, sin necesidad de tener un vector completo. De esta forma la convergencia se obtiene más rápidamente [33].

**Algoritmo 3.2:** Procedimiento del método de Gauss-Jacobi para MR DC.

**Inicio**

**Datos:**

- Cargar datos de red del sistema de prueba (tipos de nodos, potencias generadas y demandadas, impedancias de línea, etc.)
- Construir matriz de impedancias  $G$ .
- Asignar valores iniciales de voltajes nodales,  $V^t = V^0$ .
- Definir error máximo,  $\varepsilon$ .

**Mientras que** *máximo*  $|V^{t+1} - V^t| > \varepsilon$  **hacer**

- Calcular el vector de voltajes nodales actuales,  $V^{t+1}$ , a partir el vector de voltajes anteriores,  $V^t$  (Ecuación (3.28))
- Si no se cumple la condición ( $|V^{t+1} - V^t| \leq \varepsilon$ ) actualizar el vector de voltajes nodales anteriores:  $V^t = V^{t+1}$ ; si se cumple, terminar.

**Fin Mientras**

**Resultado:**  $V = V^{t+1}$

**Fin**

- **Formulación general del método de Gauss-Seidel (GS)**

El proceso de solución del método GS se ilustra en la Ecuación (3.31).

$$\begin{aligned}
 x_1^{t+1} &= \frac{b_1 - (a_{12}x_2^t + a_{13}x_3^t + \dots + a_{1n}x_n^t)}{a_{11}} \\
 x_2^{t+1} &= \frac{b_2 - (a_{21}x_1^{t+1} + a_{23}x_3^t + \dots + a_{2n}x_n^t)}{a_{22}} \\
 x_3^{t+1} &= \frac{b_3 - (a_{31}x_1^{t+1} + a_{32}x_2^{t+1} + \dots + a_{3n}x_n^t)}{a_{33}} \\
 &\quad \vdots \qquad \qquad \qquad \vdots \\
 x_n^{t+1} &= \frac{b_n - (a_{n1}x_1^{t+1} + a_{n2}x_2^{t+1} + \dots + a_{nn-1}x_{n-1}^{t+1})}{a_{nn}}
 \end{aligned} \tag{3.31}$$

Escribiendo el sistema de Ecuaciones de (3.31) en una forma más compacta se tiene la Ecuación (3.32).

$$x_i^{t+1} = \frac{1}{a_{ii}} \left( b_i - \sum_{j=1, j < i}^N a_{ij} * x_j^{t+1} - \sum_{j=1, j > i}^N a_{ij} * x_j^t \right) \quad (3.32)$$

El método Gauss-Seidel emplea los mismos criterios de parada del método de NR (Ecuación (3.15) o un número máximo de iteraciones).

Por analogía con la adaptación del método de Gauss-Jacobi, la Ecuación (3.26) correspondiente a la potencia demandada por los nodos, se puede transformar en la Ecuación (3.33), en la cual se hacen las respectivas modificaciones para convertirla en su forma iterativa (Ecuación (3.34)).

$$V_i = \frac{1}{G_{ii}} \left( -\frac{P_i^d}{V_i} - \sum_{j \in N, j < i} G_{ij} * V_j - \sum_{j \in N, j > i} G_{ij} * V_j \right) \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (3.33)$$

$$V_i^{t+1} = \frac{1}{G_{ii}} \left( -\frac{P_i^d}{V_i^t} - \sum_{j \in N, j < i} G_{ij} * V_j^{t+1} - \sum_{j \in N, j > i} G_{ij} * V_j^t \right) \quad \forall i \in \{N - S\} \quad (3.34)$$

Para iniciar los voltajes nodales del sistema, generalmente se emplea  $1 p.u.$  para todos los nodos. El método Gauss-Seidel emplea los mismos criterios de parada de la adaptación del método de NR (Ecuación (3.15) o un número máximo de iteraciones).

En el Algoritmo 3.3 se muestra el procedimiento general para resolver el problema de PF para MR DC utilizando el método de Gauss-Seidel.

### 3.1.4 Método de aproximaciones sucesivas (AS)

El método de aproximaciones sucesivas, es un procedimiento iterativo que utiliza el conjunto original de ecuaciones no lineales bajo una estructura matricial del problema de PF, aprovechando las ventajas de la representación de punto fijo para resolver dicho problema [40].

Para obtener el modelo matricial utilizado en este método, se parte de la Ecuación (2.13), para el problema de flujo de potencia en MR DC, dejando los términos que se muestran en la

**Algoritmo 3.3.** Procedimiento del método de Gauss-Seidel para MR DC.

**Inicio**

**Datos:**

- Cargar datos de red del sistema de prueba (tipos de nodos, potencias generadas y demandadas, impedancias de línea, etc.)
- Construir matriz de impedancias  $G$ .
- Asignar valores iniciales de voltajes nodales,  $V^t = V^0$ .
- Definir error máximo,  $\varepsilon$ .

**Mientras que**  $\text{máximo}|V^{t+1}-V^t| > \varepsilon$  **hacer**

- Calcular el vector de voltajes nodales actuales,  $V^{t+1}$  (Ecuación (3.34))
  - Para  $j < i$ , actualizar voltajes actuales con voltajes del vector actual,  $V_j^{t+1}$ .
  - Para  $j > i$ , actualizar voltajes actuales con voltajes del vector anterior,  $V_j^t$ .
- Si no se cumple la condición ( $|V^{t+1}-V^t| \leq \varepsilon$ ) actualizar el vector de voltajes nodales anteriores:  $V^t = V^{t+1}$ ; si se cumple, terminar.

**Fin Mientras**

**Resultado:**  $V = V^{t+1}$

**Fin.**

Ecuación (3.35). Si se pre-multiplica cada lado de la igualdad por una matriz diagonal tal que  $D_{ii} = V_i$ , se obtiene el sistema de la Ecuación (3.36), cuya forma generalizada se muestra en la Ecuación (3.37), donde,  $[D(V)] \in \mathbb{R}^N \times \mathbb{R}^N$  es la matriz diagonal positiva tal que  $D_{ii} = V_i, \forall i = 1, 2, \dots, N$ .

$$\begin{bmatrix} P_1/V_1 \\ P_2/V_2 \\ \vdots \\ P_N/V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1N} \\ G_{21} & G_{22} & \cdots & G_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ G_{N1} & G_{N2} & \cdots & G_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & V_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & V_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1/V_1 \\ P_2/V_2 \\ \vdots \\ P_N/V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & V_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & V_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & \cdots & G_{1N} \\ G_{21} & G_{22} & \cdots & G_{2N} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ G_{N1} & G_{N2} & \cdots & G_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

$$[P] = [D(V)][P/V] = [D(V)][G][V] \quad (3.37)$$

Ahora, como los voltajes en los generadores ideales (nodos slack) son conocidos, el sistema de Ecuaciones (3.36) es un conjunto de ecuaciones lineales y no lineales que se puede reordenar matricialmente, como se ve en la Ecuación (3.38).  $S$  define el conjunto de nodos con generadores ideales y contiene al menos un elemento.

$$\begin{bmatrix} P_g \\ P_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_g(V_g) \\ D_d(V_d) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} G_{gg} & G_{gd} \\ G_{dg} & G_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_g \\ V_d \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Donde:

$P_g \in \mathbb{R}^S$  = generación de energía en los nodos slack,

$P_d \in \mathbb{R}^{N-S}$  = consumo de energía en los nodos de demanda,

$G_{gg} \in \mathbb{R}^{S \times S}$  = componente de  $G$  asociada a las conexiones de generadores ideales,

$G_{dd} \in \mathbb{R}^{(N-S) \times (N-S)}$  = componente asociada a las conexiones de cargas,

$G_{gd} = G_{dg}^T \in \mathbb{R}^{S \times (N-S)}$  = componente asociada a las conexiones de generadores y cargas,

$V_g \in \mathbb{R}^S$  = perfil de voltaje en los generadores ideales (nodos slack o de voltajes conocidos),

$V_d \in \mathbb{R}^{N-S}$  = perfil de voltaje en nodos de demanda (voltajes desconocidos),

$D_g(V_g) \in \mathbb{R}^{S \times S}$  y  $D_d(V_d) \in \mathbb{R}^{(N-S) \times (N-S)}$  tienen la misma interpretación de  $D(V)$ .

Puesto que el perfil de voltaje de los generadores ideales es conocido, la primera fila del sistema de la Ecuación (3.38), representa un conjunto de ecuaciones lineales y no se requiere en la formulación matemática. Por lo tanto, el problema del PF de la MR DC de la Ecuación (3.38), se puede reducir a la forma representada por la Ecuación (3.39).

$$P_d = D_d(V_d)[G_{dg}V_g + G_{dd}V_d] \quad (3.39)$$

Para solucionar el problema del PF de la MR DC, la Ecuación (3.39) se reorganiza en la Ecuación (3.40), resaltando que  $D_d(V_d)$  es invertible porque es una matriz diagonal positiva, y  $G_{dd}$  también es invertible porque es una matriz simétrica definida positiva (al igual que  $G$ ).

$$V_d = G_{dd}^{-1}[D_d^{-1}(V_d)P_d - G_{dg}V_g] \quad (3.40)$$



Por último, para hacer el proceso iterativo se consideran los vectores de voltaje anterior,  $V_d^t$ , y de voltaje actual,  $V_d^{t+1}$ , para obtener la Ecuación (3.41).

$$V_d^{t+1} = G_{dd}^{-1} [D_d^{-1}(V_d^t)P_d - G_{dg}V_g] \quad (3.41)$$

Al igual que en los métodos anteriores, se pueden emplear los mismos criterios de parada del método de NR, pero en el inicio se debe tener presente que para el vector  $V_g$  los valores de voltaje son conocidos, y que para  $V_d$  se comienza empleando voltajes con valor de  $1 p.u.$

En el Algoritmo 3.4 se muestra el procedimiento general para resolver el problema de PF para MR DC utilizando el método de aproximaciones sucesivas.

**Algoritmo 3.4:** Procedimiento del método de aproximaciones sucesivas para MR DC.

**Inicio**

**Datos:**

- Cargar datos de red del sistema de prueba (tipos de nodos, potencias generadas y demandadas, impedancias de línea, etc.)
- Construir matriz de impedancias  $G$ , separando matriz de generadores  $G_{gg}$ , de cargas  $G_{dd}$ , y de generadores y cargas  $G_{dg} = G_{gd}^T$ .
- Construir vector de potencias demandadas,  $P_d$ .
- Asignar voltajes nodales de generadores,  $V_g$ , y valores iniciales de voltajes de nodos de demandas,  $V_d^t = V_d^0$ .
- Definir error máximo,  $\varepsilon$ .

**Mientras que máximo  $|V_d^{t+1} - V_d^t| > \varepsilon$  hacer**

- Calcular el vector de voltajes nodales actuales,  $V_d^{t+1}$  (Ecuación (3.41))
- Si no se cumple la condición ( $|V_d^{t+1} - V_d^t| \leq \varepsilon$ ) actualizar el vector de voltajes nodales anteriores:  $V_d^t = V_d^{t+1}$ ; si se cumple, terminar.

**Fin Mientras**

**Resultado:**  $V = [V_g, V_d^{t+1}]$

**Fin.**

### 3.1.5 Método de linealización por series de Taylor (LST)

Debido a la complejidad de los métodos de solución directos, la representación lineal de sistemas no lineales es posible en algunos casos para simplificar la solución, siempre y cuando no se sacrifique exactitud en los resultados y se requiera menor tiempo de computación. En el caso del problema de PF se puede utilizar una aproximación lineal basada en la expansión de la serie de Taylor, para aproximar las ecuaciones alrededor de un punto operativo bien definido ( $V_d^0$ ), que se actualiza continuamente a través de un proceso iterativo [40].

De manera general, la expansión en series de Taylor para  $f(x)$  alrededor de  $x_0$  esta dada por la Ecuación (3.42) [59].

$$f(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{n!} \left( \frac{d^n}{dx^n} f(x_0) \right) (x - x_0)^n \quad (3.42)$$

Aplicando la definición de la Ecuación (3.42) para una expansión de primer orden (hasta  $n = 1$ ) del termino no lineal  $\frac{1}{V_i}$  alrededor de  $V_i^0$  se obtiene la expresión de la Ecuación (3.43).

$$\frac{1}{V_i} \approx \frac{1}{V_i^0} - \left( \frac{1}{V_i^0} \right)^2 (V_i - V_i^0) = \frac{2}{V_i^0} - \left( \frac{1}{V_i^0} \right)^2 V_i \quad (3.43)$$

Ahora, la Ecuación (3.39) se puede reorganizar como se ve en la Ecuación (3.44), donde  $D_d^{-1}(V_d)$  es la matriz que contiene en su diagonal todos los inversos de los voltajes desconocidos (Ecuación (3.45)).

$$G_{ad}V_d = D_d^{-1}(V_d)P_d - G_{dg}V_g \quad (3.44)$$

$$D_d^{-1}{}_{ii} = \frac{1}{V_i} \quad \forall i = 1, 2 \dots (N - S) \quad (3.45)$$

Por lo tanto, al aplicar la equivalencia de la Ecuación (3.43), el termino  $D_d^{-1}(V_d)P_d$  de la Ecuación (3.44) se puede reordenar según las expresiones de las Ecuación (3.46) a (3.48).

$$(V_d)P_d = \begin{bmatrix} \frac{1}{V_1} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \frac{1}{V_2} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \frac{1}{V_{N-s}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_{N-s} \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

$$D_d^{-1}(V_d)P_d = \begin{bmatrix} \frac{2}{V_1^0} - \left(\frac{1}{V_1^0}\right)^2 V_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \frac{2}{V_2^0} - \left(\frac{1}{V_2^0}\right)^2 V_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \frac{2}{V_{N-s}^0} - \left(\frac{1}{V_{N-s}^0}\right)^2 V_{N-s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_{N-s} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$D_d^{-1}(V_d)P_d = 2D_d^{-1}(V_d^0)P_d - D_d^{-2}(V_d^0)D_d(P_d)V_d \quad (3.48)$$

Reemplazando la igualdad de la Ecuación (3.48) en la Ecuación (3.44), se obtiene la expresión matricial de la Ecuación (3.49).

$$G_{dd}V_d = 2D_d^{-1}(V_d^0)P_d - D_d^{-2}(V_d^0)D_d(P_d)V_d - G_{dg}V_g \quad (3.49)$$

Finalmente, reordenando la Ecuación (3.49) para solucionar el vector  $V_d$ , y asignando un contador de iteraciones  $t$ , se llega a la expresión del proceso iterativo que se muestra en la Ecuación (3.50).

$$V_d^{t+1} = [G_{dd} + D_d^{-2}(V_d^t)D_d(P_d)]^{-1} [2D_d^{-1}(V_d^t)P_d - G_{dg}V_g] \quad (3.50)$$

Para el vector inicial y el criterio de parada, se hacen las mismas consideraciones que para el método de aproximaciones sucesivas.

Cabe destacar que si  $t = 0$  en la Ecuación (3.50) se obtiene un método lineal no iterativo según lo publicado por Montoya y otros en [59]; sin embargo, la forma iterativa de la Ecuación (3.47), basada en la serie de Taylor y publicada previamente por Montoya y otros en [40], es un refinamiento que permite mejores estimaciones del PF en una MR DC.

En el Algoritmo 3.5 se muestra el procedimiento general para resolver el problema de PF para MR DC utilizando el método de linealización por series de Taylor.

**Algoritmo 3.5:** Procedimiento del método de linealización por series de Taylor para MR DC.

**Inicio**

**Datos:**

- Cargar datos de red del sistema de prueba (tipos de nodos, potencias generadas y demandadas, impedancias de línea, etc.)
- Construir matriz de impedancias  $G$ , separando matriz de generadores  $G_{gg}$ , de cargas  $G_{dd}$ , y de generadores y cargas  $G_{dg} = G_{gd}^T$ .
- Construir vector de potencias demandadas,  $P_d$ .
- Asignar voltajes nodales de generadores,  $V_g$ , y valores iniciales de voltajes de nodos de demandas,  $V_d^t = V_d^0$ .
- Definir error máximo,  $\varepsilon$ .

**Mientras que máximo  $|V_d^{t+1} - V_d^t| > \varepsilon$  hacer**

- Calcular el vector de voltajes nodales actuales,  $V_d^{t+1}$ . (ecuación (3.47))
- Si no se cumple la condición ( $|V_d^{t+1} - V_d^t| \leq \varepsilon$ ) actualizar el vector de voltajes nodales anteriores:  $V_d^t = V_d^{t+1}$ ; si se cumple, terminar.

**Fin Mientras**

**Resultado:**  $V = [V_g, V_d^{t+1}]$

**Fin**

## 3.2 Métodos de optimización para resolver el problema de OPF en MR DC

Para el problema de OPF se han empleado diferentes métodos de optimización como métodos exactos, métodos de programación lineal, algoritmos evolutivos, entre otros [65] [25]. Sin embargo, en este trabajo se utilizan algoritmos metaheurísticos de optimización, inspirados en la naturaleza, que se pueden aplicar a problemas de ingeniería y cumplen principalmente dos operaciones: la selección de la mejor solución y la aleatorización. Mientras que la primera operación asegura la convergencia a la solución óptima, la segunda operación evita el

atrapamiento en soluciones locales [56]. Adicionalmente, seleccionar este tipo de métodos de solución permite eliminar el uso de software especializado, dado que estos son basados en programación secuencial.

El problema de OPF en MR DC se aborda desde el punto de vista de una estrategia de solución maestro-esclavo, donde la etapa maestra define la potencia activa que cada DG debe entregar a la MR, utilizando uno de los algoritmos de optimización de la presente sección, de modo que satisfaga una función objetivo con sus restricciones; mientras que la etapa esclava resuelve el flujo de potencia de la MR DC mediante uno de los métodos propuestos en la sección 3.1, para encontrar los parámetros de la red necesarios para evaluar la función objetivo en cada una de las posibles soluciones propuestas por la etapa maestra [34].

### 3.2.1 Algoritmo genético continuo para OPF en MR DC

El algoritmo genético (GA, de sus siglas en inglés *Genetic algorithm*), desarrollado por John Holland en la década de 1970, es un modelo o abstracción de la evolución biológica basada en la teoría de la selección natural de Charles Darwin [66]. Se han desarrollado y aplicado muchas variantes de algoritmos genéticos a una amplia gama de problemas de optimización, desde sistemas discretos hasta sistemas continuos [66], como es el caso de la versión continua empleada en el presente trabajo: CGA (de sus siglas en inglés *Continuous Genetic algorithm*).

Hay muchas ventajas de los algoritmos genéticos sobre los algoritmos de optimización tradicionales, y las dos ventajas más notables son: la capacidad de tratar con problemas complejos de optimización y el paralelismo. Los algoritmos genéticos pueden manejar varios tipos de optimización, ya sea que la función objetivo sea estacionaria o no estacionaria, lineal o no lineal, continua o discontinua, o con ruido aleatorio [66].

El CGA tiene cuatro etapas principales: generación de la población inicial, generación de población descendente mediante operadores genéticos, cálculo de nueva población y criterio de parada [33], las cuales se aplican de igual manera al CGA presentado en este trabajo.

**Población inicial.** Este es el primer paso para cualquier técnica de optimización. En este caso, se propone una población representada por una matriz  $n \times d$ , donde  $n$  corresponde al número de

soluciones potenciales, llamadas conjunto de individuos, y  $d$  es el número de individuos (DG que se despacharán) [33]. La población tiene la estructura de la matriz  $P$  mostrada en la Ecuación (3.51).

$$P = \begin{bmatrix} p_{11}^g & p_{12}^g & \cdots & p_{1d}^g \\ p_{21}^g & p_{22}^g & \cdots & p_{2d}^g \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1}^g & p_{n2}^g & \cdots & p_{nd}^g \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Donde  $p_{ij}^g$ , con  $i = 1, 2, \dots, n$  y  $j = 1, 2, \dots, d$ , representa la potencia activa entregada por el generador  $j$  en la solución individual  $i$ . Inicialmente cada individuo  $p_{ij}^g$  se elige aleatoriamente dentro de un rango definido de generación de potencia, según la Ecuación (3.52).

$$p_{ij}^g = p_j^{g,min} + rand * (p_j^{g,max} - p_j^{g,min}), \quad rand \in [0,1] \quad (3.52)$$

Donde  $p_j^{g,min}$  y  $p_j^{g,max}$  son los límites mínimo y máximo, respectivamente, de potencia activa definida para el generador  $j$ .

**Población descendente.** Como el CGA es un proceso de optimización iterativo, es necesario generar nuevas soluciones potenciales para el problema estudiado, para reemplazar las malas soluciones contenidas en la población actual. La descendencia se obtiene mediante operadores genéticos que incluyen selección clásica, recombinación y mutación [33].

- **Selección.** Se escoge un subconjunto arbitrario de soluciones contenidas en la población actual, eligiendo un número aleatorio  $r$  entre 1 y  $n$ , y obteniendo una matriz de tamaño  $r \times d$ . Si  $r < n$ , se genera una matriz adicional  $(n - r) \times d$  con posibles soluciones utilizando la misma estrategia empleada para la población inicial. El conjunto total de soluciones seleccionadas está conformado por la combinación de ambas matrices en una sola matriz de tamaño  $n \times d$ .
- **Recombinación.** Es el operador principal con una mayor probabilidad de recombinación,  $rp$  [66]. Si  $rp$  es superior a  $rand$  (valor al azar entre 0 y 1), entonces, dos soluciones elegidas aleatoriamente se recombinan en una posición seleccionada mediante un número aleatorio entre 1 y  $(d - 1)$ . Si  $rp$  es menor que  $rand$ , se promedian dos soluciones elegidas al azar para generar una nueva solución potencial. Este proceso continúa hasta obtener una población descendente con  $n$  posibles soluciones [33].

- **Mutación.** La probabilidad de mutación,  $mp$ , es generalmente pequeña. Si  $mp$  es superior a  $rand$  (valor al azar entre 0 y 1), una posición aleatoria de la solución potencial  $i$  se modifica por un valor arbitrario de potencia activa que satisfaga las restricciones. Si  $mp$  es inferior a  $rand$ , la solución potencial  $i$  no se modifica. Este proceso continúa hasta que todos los individuos descendentes sean analizados [33].

**Nueva población.** También llamada generación, corresponde al conjunto de mejores soluciones encontradas por el CGA, hasta la iteración actual  $t$ . Para generar la nueva población se combina el conjunto actual y descendente de soluciones, lo que produce una población con  $2n$  soluciones potenciales. Si dos posibles soluciones son idénticas, una de ellas se elimina de la lista. Este procedimiento se repite hasta garantizar que todas las posibles soluciones sean diferentes. Luego, la lista de soluciones potenciales resultantes se ordena según la evaluación de la función objetivo, de modo que las mejores soluciones potenciales conformen la nueva población (matriz  $n \times d$ ) para pasar al siguiente ciclo de iteración,  $t + 1$  [33].

**Criterios de parada.** El CGA finaliza su proceso cuando se logra una de las siguientes condiciones:

- Se ha alcanzado un número máximo de iteraciones.
- La mejor solución potencial (incumbente) no se ha mejorado después de  $m$  ciclos iterativos consecutivos.

De lo contrario, el CGA vuelve al paso de la población descendente [33].

En el Algoritmo 3.6 se muestra el procedimiento general para la optimización del problema de OPF para MR DC utilizando el método de CGA.

### 3.2.2 Optimización de enjambre de partículas para OPF en MR DC

La optimización de enjambre de partículas (*PSO particle swarm optimization*) fue desarrollada por Kennedy y Eberhart en 1995, basada en el comportamiento de enjambre en la naturaleza, tales como una bandada de peces o de aves [66], y está considerada entre las técnicas metaheurísticas más populares y exitosas [67]. La optimización de enjambre de partículas puede tener algunas similitudes con los algoritmos genéticos, pero es mucho más simple porque no utiliza operadores de mutación o cruce. En cambio, utiliza la aleatoriedad de números reales y la comunicación global entre las partículas de enjambre [66]. A diferencia de lo que sucede con otros algoritmos inspirados

en la naturaleza, la evolución en el PSO se basa en la cooperación y la competencia entre individuos a través de actualizaciones (iteraciones).

**Algoritmo 3.6:** Procedimiento del método de CGA para OPF en MR DC.

**Inicio**

- Definir función objetivo con sus restricciones.
- Generar la población inicial (Ecuaciones (3.51) y (3.52)).
- Calcular flujos de potencia.
- Evaluar función objetivo (y restricciones).
- Encontrar la mejor solución (incumbente) inicial.
- Definir probabilidades iniciales de recombinación ( $rp$ ) y de mutación ( $mp$ )

**Mientras que** ( $t < \text{número máximo de iteraciones}$ ) **hacer**

- Generar población descendente.
  - **Si** ( $rp > rand$ ) Recombinar; **Fin Si**
  - **Si** ( $mp > rand$ ) Mutar; **Fin Si**
- Calcular flujos de potencia.
- Evaluar función objetivo (y restricciones).
- Organizar nueva población
- Encontrar la mejor solución (incumbente) actual.

**Fin Mientras**

**Resultado:** Mejor solución (incumbente).

**Fin**

En optimización por PSO, cada solución candidata (o potencial) se denomina "partícula" y, para el OPF en MR DC, representa el conjunto de potencias activas de los DG en un espacio  $d$ -dimensional, siendo  $d$  es el número de DG que se optimizarán. En consecuencia, la posición de la  $i$ -ésima partícula puede describirse por el vector  $p_i$  de la Ecuación (3.53) [55].

$$p_i = [p_{i1}^g \quad p_{i2}^g \quad \dots \quad p_{id}^g] \quad (3.53)$$



Donde  $p_{ij}^g$ , con  $j = 1, 2, \dots, d$ , representa la potencia activa entregada por el DG  $j$  en la  $i$ -ésima partícula (solución candidata).

La población de  $n$  soluciones candidatas constituye el enjambre de partículas y se representa por la matriz de la Ecuación (3.54). Cabe resaltar que esta matriz coincide con la estructura de la población propuesta para el CGA en la Ecuación (3.51).

$$P = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{11}^g & p_{12}^g & \cdots & p_{1d}^g \\ p_{21}^g & p_{22}^g & \cdots & p_{2d}^g \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{n1}^g & p_{n2}^g & \cdots & p_{nd}^g \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

El PSO busca la solución óptima del problema actualizando iterativamente las posiciones de las partículas y ajustando sus trayectorias. La posición de la partícula  $i$  en la iteración  $t$ ,  $p_i^t$ , se actualiza mediante la Ecuación (3.55) [66].

$$p_i^{t+1} = p_i^t + v_i^{t+1} \quad (3.55)$$

Donde  $p_i^{t+1}$  y  $v_i^{t+1}$  representan la nueva posición y la velocidad de la partícula  $i$ , respectivamente. Cuando una partícula  $i$  encuentra una posición que es mejor (en valor de la función objetivo) que cualquier otra encontrada previamente, la actualiza como la nueva mejor posición para la partícula  $i$ ,  $p_{i,best}$  (Ecuación (3.56)). El objetivo es encontrar el mejor global,  $g_{best}$  (Ecuación (3.57)), entre todas las mejores soluciones actuales [66].

$$p_{i,best} = [p_{i1,best}^g \quad p_{i2,best}^g \quad \cdots \quad p_{id,best}^g] \quad (3.56)$$

$$g_{best} = [p_{1,best}^g \quad p_{2,best}^g \quad \cdots \quad p_{d,best}^g] \quad (3.57)$$

**Inicialización.** Al igual que otros algoritmos basados en la población, el PSO requiere una estimación inicial de las posiciones y velocidades de todas las partículas. Las posiciones iniciales de las partículas se distribuyen aleatoriamente sobre el espacio de búsqueda de soluciones, de manera que puedan tomar muestras en la mayoría de las regiones [68]. Para esto se utilizan las mismas Ecuaciones (3.51) y (3.52) del CGA.

El primer vector de mejor posición para la partícula  $i$  se hace igual al de su posición inicial ( $p_{i,best} = p_i^0$ ), y para encontrar el mejor global se calcula el valor de la función objetivo de las posiciones iniciales de las partículas [68].

Aunque las velocidades  $v_i^t$  pueden tomar cualquier valor, generalmente están limitadas en un rango  $[0, v_{i,max}]$ , para reducir la probabilidad de que las partículas viajen fuera de los límites del espacio de búsqueda y, como consecuencia, afecte la convergencia de la solución [68]. Las velocidades iniciales se puede tomar como cero ( $v_i^0 = 0$ ) [66], pero en este trabajo se eligen de forma aleatoria según la Ecuación (3.58).

$$v_i^0 = v_{i,min} + rand * (v_{i,max} - v_{i,min}), \quad rand \in [0,1] \quad (3.58)$$

Donde  $v_{i,min}$  y  $v_{i,max}$  son los límites mínimo y máximo, respectivamente, de la velocidad definida para la partícula  $i$ .

**Movimiento de las partículas.** El movimiento de una partícula del enjambre consta de dos componentes: uno estocástico y otro determinista. Cada partícula es atraída hacia su mejor ubicación histórica ( $p_{i,best}$ ), y a la posición del mejor global actual ( $g_{best}$ ), mientras que al mismo tiempo tiene una tendencia a moverse al azar [66]. En cada iteración  $t$ , el movimiento de cada partícula está controlado por el vector velocidad  $v_i^t$  como se muestra en la Ecuación (3.59), el cual recibe la contribución de tres términos: el primero, denominado inercia, evita que la partícula cambie drásticamente de dirección; el segundo, llamado componente cognitivo, explica la tendencia de las partículas a regresar a sus mejores posiciones previamente encontradas; el último, llamado componente social, identifica la propensión de una partícula a moverse hacia la mejor posición del enjambre completo [68].

$$v_i^{t+1} = \omega v_i^t + \alpha \epsilon_1 \odot [p_{i,best} - p_i^t] + \beta \epsilon_2 \odot [g_{best} - p_i^t] \quad (3.59)$$

Donde  $v_i^{t+1}$  es la nueva velocidad de la partícula  $i$ .  $\epsilon_1$  y  $\epsilon_2$  son dos vectores cuyas entradas toman valores aleatorios entre 0 y 1. Los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  son las constantes de aceleración, que normalmente se pueden tomar en el rango de 0 a 4 ( $\alpha \approx \beta \approx 2$  típicamente). El producto Hadamard de dos matrices, denotado por  $a \odot b$ , se define como el producto de entradas, es decir

$[a \odot b]_{ij} = a_{ij} * b_{ij}$  [66].  $\omega$  es el peso inercial, que en muchos casos se puede tomar como una constante entre 0,4 y 0,9, o puede calcularse con expresiones como la de la Ecuación (3.60).

$$\omega = \omega_{max} - (\omega_{max} - \omega_{min}) * \frac{t}{t_{max}} \quad (3.60)$$

Donde  $\omega_{max}$  y  $\omega_{min}$  son los valores máximo y mínimo, respectivamente, del peso inercial;  $t$  es la iteración actual y  $t_{max}$  es el número máximo de iteraciones.

**Criterios de parada.** El proceso iterativo del PSO finaliza su cuando se logra una de los siguientes criterios de parada [66] [68]:

- Se ha alcanzado un número predeterminado (máximo) de iteraciones.
- Si después de  $k$  iteraciones consecutivos no se ha actualizado el mejor global ( $g_{best}$ ).

En el Algoritmo 3.7 se muestra el procedimiento general para la optimización del problema de OPF para MR DC utilizando el método de PSO.

### 3.2.3 Optimización basada en agujeros negros para OPF en MR DC

La optimización basada en agujeros negros (BHO, de sus siglas en ingles *Black hole optimization*) es una técnica inspirada en la interacción dinámica entre estrellas y agujeros negros en el universo. En términos generales, esta técnica permite resolver problemas no lineales de optimización a gran escala mediante la exploración heurística de los espacios de solución [34]. A continuación, se presentan los pasos principales del método de BHO.

**Nacimiento de las estrellas (iniciación).** El primer conjunto de estrellas (posibles soluciones) se generan aleatoriamente sobre el espacio de solución, como un cúmulo de estrellas en el universo [34]. Puesto que el significado de "estrella" es exactamente el mismo que el de "individuo" en CGA, y que el de "partícula" en PSO [67], este primer conjunto de estrellas se genera utilizando las Ecuaciones (3.51) y (3.52). En la matriz resultante el número de filas,  $n$ , es el número de estrellas y el número de columnas,  $d$ , es el número de DG [34]. Luego, se evalúa la función objetivo de estrella, y aquella estrella con el mejor valor se designa como el agujero negro  $P_{BH}$  [67] [69].

**Algoritmo 3.7:** Procedimiento del método de PSO para OPF en MR DC.

**Inicio**

- Definir función objetivo con sus restricciones.
- Crear la población inicial. Dar valores aleatorios para  $p_i$  y  $v_i$  de  $n$  partículas.
- Calcular flujo de potencia.
- Evaluar función objetivo (y restricciones) para la población inicial.
- Encontrar  $p_{i,best}$  y  $g_{best}$  iniciales.

**Mientras que** ( $t <$  número máximo de iteraciones) **hacer**

**Para** (Todas las  $n$  partículas y todas las  $d$  dimensiones)

- Calcular nuevo vector velocidad ,  $v_i^{t+1}$  (Ecuación (3.59)).
- Calcular nuevo vector posición ,  $p_i^{t+1}$  (Ecuación (3.55)).
- Calcular flujo de potencia.
- Evaluar función objetivo (y restricciones)
- Encontrar la mejor posición actual,  $p_{i,best}$  .

**Fin Para**

- Encontrar el mejor global actual,  $g_{best}$ .

**Fin Mientras**

**Resultado:** Mejor global,  $g_{best}$

**Fin**

**Movimiento de las estrellas.** El comportamiento dinámico de las estrellas en la proximidad de un agujero negro está muy influenciado por la intensa fuerza gravitacional de este último [34]. Por lo tanto, todas las estrellas se mueven hacia el agujero negro, lo cual es emulado por la relación matemática de la Ecuación (3.61) [34].

$$p_i^{t+1} = p_i^t + rand * (P_{BH} - p_i^t) , rand \in [0,1] , i = 1,2, \dots n. \quad (3.61)$$

donde  $p_i^t$  y  $p_i^{t+1}$  representan las posiciones de la  $i$ -ésima estrella antes y después de su movimiento, respectivamente, en la iteración  $t$  [34]. Cabe resaltar que el agujero negro no se mueve, porque tiene el mejor valor de la función objetivo, y atrae todas las estrellas hasta que alguna de ellas encuentre un mejor valor de la función objetivo [67].

**Actualización de agujero negro.** Después del movimiento de las estrellas se evalúa la función objetivo. Si una estrella en la nueva posición obtiene un mejor valor que la del agujero negro actual, la estrella se convierte en el nuevo agujero negro ( $P_{BH}^{t+1} = p_i^{t+1}$ ) y el antiguo agujero negro se vuelve una estrella ( $p_k^{t+1} = P_{BH}^t$ ) [67]; de lo contrario, la ubicación del agujero negro permanece constante [34].

**Reemplazo (absorción) de una estrella.** El agujero negro tiene la capacidad de absorber las estrellas que lo rodean, cuando éstas se le acercan más de un límite llamado horizonte de eventos  $R$  (radio de Schwarzschild), definido por la Ecuación (3.62) [67]. Para determinar si alguna estrella cruza el horizonte de eventos, la distancia euclidiana de dicha estrella con respecto a la ubicación del agujero negro,  $D_i$ , se define como se muestra en la Ecuación (3.63) [34].

$$R = \frac{f(P_{BH}^{t+1})}{\sum_{i=1}^n f(p_i^{t+1})} \quad (3.62)$$

$$D_i = \|P_{BH}^{t+1} - p_i^{t+1}\| \quad (3.63)$$

Donde  $f(P_{BH}^{t+1})$  representa el valor de la función objetivo del agujero negro (mejor solución actual), y  $f(p_i^{t+1})$  es el valor de la función objetivo de la  $i$ -ésima estrella, en la iteración  $t+1$ .

Si  $D_i < R$ , la estrella muere (es absorbida por el agujero negro) y se genera aleatoriamente una nueva estrella en el espacio de búsqueda, para reemplazar la que fue absorbida; de lo contrario, la estrella continúa en la población actual. Por lo tanto, el número de estrellas (tamaño de la población) se mantiene constante [56][67]. Es importante decir que el nacimiento de nuevas estrellas aumenta la posibilidad de expandir la exploración sobre el espacio de búsqueda [34].

**Criterios de parada.** Para detener la exploración del BHO sobre el espacio de búsqueda, se debe cumplir una de las siguientes condiciones de parada:

- Se ha alcanzado el número máximo predeterminado de iteraciones.
- Después de  $k$  iteraciones consecutivas, la ubicación del agujero negro no se ha actualizado [34].

En el Algoritmo 3.8 se muestra el procedimiento general para la optimización del problema de OPF para MR DC utilizando el método de HBO.

**Algoritmo 3.8:** Procedimiento del método de HBO para OPF en MR DC.

**Inicio**

- Definir función objetivo con sus restricciones.
- Crear población inicial de  $n$  estrellas (Ecuaciones (3.51) y (3.52)).
- Calcular flujos de potencia.
- Evaluar función objetivo (y restricciones) para la población inicial de estrellas.
- Encontrar  $P_{BH}$  inicial.

**Mientras que** ( $t <$  número máximo de iteraciones) **hacer**

- Calcular  $R$  (Ecuación (3.62)).

**Para** (Todas las  $n$  estrellas)

- Calcular  $D_i$  (Ecuación (3.63)).

**Si** ( $D_i < R$ ) Reemplazar estrella por otra al azar. **Fin Si**

- Calcular nueva posición de la estrella,  $p_i^{t+1}$  (Ecuación (3.61)).
- Calcular flujo de potencia.
- Evaluar función objetivo  $f$  (y restricciones).

**Si** ( $p_i^{t+1}$  es mejor solución que  $P_{BH}$ ) Actualizar  $P_{BH}$ . **Fin Si**

**Fin Para**

**Fin Mientras**

**Resultado:** Mejor solución:  $P_{BH}$

**Fin**

### 3.2.4 Optimización de hormiga leona para OPF en MR DC

La hormiga leona es un insecto cuyo nombre se origina por su técnica de caza única y sus presas favoritas: hormigas. La optimización de hormiga leona (ALO *AntLion Optimization*) es un método inspirado en la técnica de caza de dicho insecto que, en estado larvario, crea trampas en la arena en forma de cono de diferentes tamaños. Después, se esconde en el fondo de la trampa y espera hasta que otros insectos caigan y queden atrapados. Una vez que la hormiga leona se da cuenta de que una presa está en la trampa, trata de hacerla deslizarse hacia el fondo de la trampa, donde es capturada y devorada [62] [63]. Por su parte, las hormigas se mueven de manera estocástica cuando buscan fuentes de alimentos, lo cual también es imitado en el método de ALO [62].

A continuación, se presentan los pasos del algoritmo para obtener una solución al problema de OPF en MR DC a través de ALO.

**Generación de las poblaciones iniciales.** Para empezar, se propone una población de hormigas representada en una matriz  $n \times d$  ( $M_A$  en la Ecuación (3.64)), donde las  $n$  filas son las hormigas (soluciones potenciales), y  $d$  es el número de variables a resolver, que en el caso de OPF en MR DC corresponde a los valores de potencia,  $A_{ij}$  ( $i = 1, 2, \dots, n$  y  $j = 1, 2, \dots, d$ ), asignados a los DG en la red (exceptuando al nodo slack). Las posiciones iniciales para cada hormiga  $A_i$  se calculan aleatoriamente, respetando los límites de potencia máxima ( $p_j^{g,max}$ ) y mínima ( $p_j^{g,min}$ ) de cada DG, como se expresa en la Ecuación (3.65).

$$M_A = \begin{bmatrix} A_1 \\ A_2 \\ \vdots \\ A_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} & \cdots & A_{1d} \\ A_{21} & A_{22} & \cdots & A_{2d} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{n1} & A_{n2} & \cdots & A_{nd} \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

$$A_{ij} = p_j^{g,min} + rand * (p_j^{g,max} - p_j^{g,min}), \quad rand \in [0,1] \quad (3.65)$$

Es de resaltar que las Ecuaciones (3.64) y (3.65) son análogas a las Ecuaciones (3.51) y (3.52), respectivamente, utilizadas para generar las poblaciones iniciales en los métodos de CGA, PSO y HBO.

Para evaluar el impacto de todas las posibles soluciones contenidas en  $M_A$ , se calcula el valor de la función objetivo para cada hormiga,  $f(A_i)$ , almacenando estos valores en una matriz  $M_{OA}$  de tamaño  $n \times 1$  (Ecuación (3.66)) [62].

$$M_{OA} = \begin{bmatrix} f([A_{11} & A_{12} & \cdots & A_{1d}]) \\ f([A_{21} & A_{22} & \cdots & A_{2d}]) \\ \vdots \\ f([A_{n1} & A_{n2} & \cdots & A_{nd}]) \end{bmatrix} \quad (3.66)$$

Además de la población de hormigas, se supone que también hay una población de hormigas leonas que se esconden en algún lugar del espacio de búsqueda. Para guardar sus posiciones  $AL_i$  y sus valores de función objetivo  $f(AL_i)$ , se utilizan las matrices  $M_{AL}$  y  $M_{OAL}$  respectivamente (Ecuaciones (3.67) y (3.68)) [62] [63].

$$M_{AL} = \begin{bmatrix} AL_1 \\ AL_2 \\ \vdots \\ AL_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} AL_{11} & AL_{12} & \cdots & AL_{1d} \\ AL_{21} & AL_{22} & \cdots & AL_{2d} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ AL_{n1} & AL_{n2} & \cdots & AL_{nd} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

$$M_{OAL} = \begin{bmatrix} f([AL_{11} & AL_{12} & \cdots & AL_{1d}]) \\ f([AL_{21} & AL_{22} & \cdots & AL_{2d}]) \\ \vdots \\ f([AL_{n1} & AL_{n2} & \cdots & AL_{nd}]) \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

**Caminatas aleatorias de las hormigas.** Durante la optimización, las hormigas se mueven por el espacio de búsqueda usando diferentes caminos aleatorios, los cuales se aplican a todas las dimensiones (potencias asignadas a los DG) de cada hormiga y son afectados por las trampas de las hormigas leonas [62][63]. En este trabajo se emplea una caminata aleatoria simple representada por la Ecuación (3.69), que consiste en tomar pasos consecutivos al azar para actualizar las posiciones de las hormigas  $A_i$  en cada iteración, teniendo en cuenta la información contenida en  $M_A$  (en la iteración anterior) y en una matriz de desplazamiento  $\omega$ , del mismo tamaño de  $M_A$ , donde cada fila  $\omega_i$  denota el movimiento de la  $i$ -ésima hormiga (3.70).

$$M_A^{t+1} = M_A^t + \omega^t \quad (3.69)$$

$$\omega = \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \\ \vdots \\ \omega_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega_{11} & \omega_{12} & \cdots & \omega_{1d} \\ \omega_{21} & \omega_{22} & \cdots & \omega_{2d} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \omega_{n1} & \omega_{n2} & \cdots & \omega_{nd} \end{bmatrix} \quad (3.70)$$

Para calcular cada  $\omega_i$  se utiliza la Ecuación (3.71), la cual es función de las posiciones de la hormiga ( $A_i$ ) y la de una hormiga leona ( $AL_i$ ) escogida al azar entre las contenidas en  $M_{AL}$ . Los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  se utilizan para simular y regular el radio de la trampa y la distancia entre la hormiga y la hormiga leona. La función estocástica  $r_t$  de la Ecuación (3.72), que puede tomar un valor positivo o negativo, aporta aleatoriedad a la caminata. De esta manera se garantiza la explotación del espacio de búsqueda [63].

$$\omega_i = \alpha * r_t * AL_i - \beta * A_i \quad (3.71)$$



$$r_t = \begin{cases} +1 & \text{si } rand > 0,5 \\ -1 & \text{si } rand \leq 0,5 \end{cases} \quad rand \in [0,1] \quad (3.72)$$

**Captura de la presa y reconstrucción de la trampa.** La caza finaliza cuando una hormiga se desliza al fondo de la trampa y queda atrapada en la mandíbula de la hormiga leona [62]. En el algoritmo de ALO esto se imita evaluando las funciones objetivo de las posiciones de cada hormiga y su respectiva hormiga leona. Si el valor de la función objetivo de la hormiga ( $f(A_i)$ ), es mejor que el de la hormiga leona ( $f(AL_j)$ ), la posición de esta última es remplazada por la de la hormiga cazada ( $AL_j = A_i$ ) y una nueva hormiga es generada aleatoriamente; de lo contrario se continua con el proceso iterativo [63].

**Actualización de la élite.** La hormiga leona con mejor función objetivo en cada iteración del proceso de optimización se escoge como la élite (mejor solución) y es la que mayor probabilidad tendrá de ser seleccionada para afectar los movimientos de todas las hormigas durante las iteraciones [62] [63].

**Criterios de parada.** El ALO finaliza su proceso cuando se logra una de las siguientes condiciones:

- Se ha alcanzado un número máximo de iteraciones.
- La élite (mejor hormiga leona) no se ha actualizado después de  $m$  ciclos iterativos consecutivos.

En el Algoritmo 3.9 se muestra el procedimiento general para la optimización del problema de OPF para MR DC utilizando el método de ALO.

**Algoritmo 3.9:** Procedimiento del método de ALO para OPF en MR DC.

**Inicio**

- Definir función objetivo con sus restricciones.
- Crear poblaciones iniciales de hormigas y de hormigas leonas (Ecuaciones (3.64) y (3.67)).
- Calcular flujos de potencia.
- Evaluar función objetivo (y restricciones) para las poblaciones iniciales de hormigas y de hormigas leonas.
- Encontrar elite actual (mejor hormiga leona).

**Mientras que** ( $t <$  número máximo de iteraciones) **hacer**

**Para** (Todas las  $n$  hormigas)

- Asignar aleatoriamente una hormiga leona.
- Calcular nueva posición de la hormiga según caminata aleatoria (Ecuaciones (3.69) a (3.72)).
- Calcular flujo de potencia.
- Evaluar función objetivo  $f$  (y restricciones).

**Si** ( $f(A_i)$  es mejor que  $f(AL_j)$ ) Reemplazar hormiga leona y crear nueva hormiga. **Fin Si**

**Fin Para**

Actualizar elite.

**Fin Mientras**

**Resultado:** Elite.

**Fin**



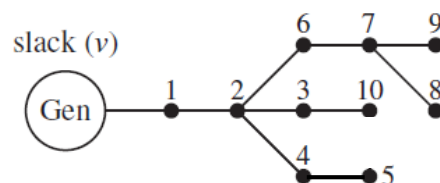
## 4. Sistemas de prueba

Los sistemas de prueba DC empleados en este trabajo, se utilizaron para verificar la efectividad y robustez de los métodos de solución propuestos para resolver el problema de flujo de potencia, flujo óptimo y despacho óptimo de potencia en MR DC. En este documento se seleccionaron desde la literatura especializada, cuatro sistemas de prueba radiales de 10, 21, 33 y 69 nodos [24] [30] [34], y uno de 10 nodos de tipo mallado [59] [54]. Los sistemas de prueba de 33 y 69 buses son modificaciones de sistemas de prueba utilizados en redes de AC, donde se han eliminado las reactancias en las líneas y las potencias reactivas consumidas por las cargas, para obtener el sistema equivalente de DC [34].

### 4.1 Sistema de prueba radial de 10 nodos

Este sistema de prueba fue tomado de los trabajos de Garcés [24] y Montoya y otros [59]; está compuesto por 10 buses o nodos, 9 ramas o líneas, un único generador y una estructura radial. La configuración eléctrica y los parámetros correspondientes a este sistema se presentan en la Figura 4.1 y en la Tabla 4.1, respectivamente. En este trabajo, para el sistema de prueba se empleó como valores base una potencia de 100 kW y una tensión de 1 kV.

**Figura 4.1:** Configuración eléctrica del sistema de prueba radial de 10 nodos [24] [59].



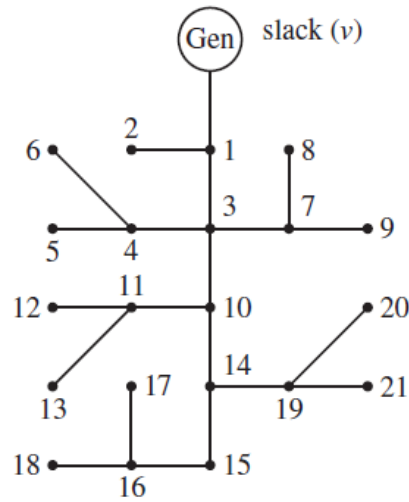
**Tabla 4.1:** Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 10 nodos [24] y [59].

Envío	Recibo	$R_{ij}$ (pu)	Tipo de nodo	$P$ (pu) - $R$ (pu)
1 (slack)	2	0,0050	Nodo de paso	-
2	3	0,0015	P	-0,8
2	4	0,0020	P	-1,3
4	5	0,0018	P	0,5
2	6	0,0023	R	2,0
6	7	0,0017	Nodo de paso	-
7	8	0,0021	P	0,3
7	9	0,0013	P	-0,7
3	10	0,0015	R	1,25

En la Tabla 4.1, la primera columna presenta el nodo de envío, la segunda el nodo de recibo, la tercera columna presenta la resistencia de la línea,  $R_{ij}$ , que conecta al nodo de envío  $i$  con el nodo de recibo  $j$ , la cuarta columna corresponde al tipo de nodo, el cual puede ser de paso o tener una carga conectada: de potencia constante ( $P$ ) o resistiva ( $R$ ); por último, la quinta columna presenta la potencia, o resistencia, asociada al nodo de recibo; si la potencia asignada es negativa se asume que se consume potencia, en caso contrario, se inyecta potencia a la red (generador distribuido, DG). Es importante resaltar que, en esta configuración eléctrica, el nodo 1 es el nodo slack (o de control de voltaje), por lo cual no hay potencia generada o demandada asociada al nodo 1 dentro de Tabla 4.1.

## 4.2 Sistema de prueba radial de 21 nodos

Este sistema de prueba fue tomado de los trabajos de Garcés [58] y Montoya y otros [59]; está compuesto por 21 nodos, 20 ramas o líneas [8], un generador y una estructura radial, presentando como característica principal que solo considera cargas de potencia constante. La configuración eléctrica y los parámetros correspondientes a este sistema se presentan en la Figura 4.2 y en la Tabla 4.2, respectivamente.

**Figura 4.2:** Configuración eléctrica para el sistema de prueba radial de 21 nodos [58] [59].

En la Tabla 4.2, la primera columna presenta el nodo de envío, la segunda el nodo de recibo, la tercera columna presenta la resistencia de la línea que conecta al nodo de envío con el nodo recibo, por último, la cuarta columna presenta la potencia asociada al nodo de recibo. Como valores base, para el sistema de 21 nodos, se empleó un valor de 1 kV para la tensión y una potencia de 100 kW, respectivamente.

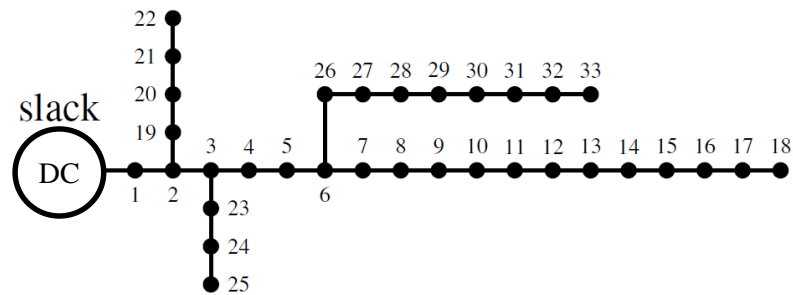
**Tabla 4.2:** Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 21 nodos [58] [59].

Envío	Recibo	$R_{ij}$ (pu)	$P$ (pu)	Envío	Recibo	$R_{ij}$ (pu)	$P$ (pu)
1 (slack)	2	0,0053	-0,70	11	12	0,0079	-0,68
1	3	0,0054	0,00	11	13	0,0078	0,1
3	4	0,0054	-0,36	10	14	0,0083	0
4	5	0,0063	-0,04	14	15	0,0065	0,22
4	6	0,0051	0,36	15	16	0,0064	-0,23
3	7	0,0037	0,00	16	17	0,0074	0,43
7	8	0,0079	-0,32	16	18	0,0081	-0,34
7	9	0,0072	0,80	14	19	0,0078	0,09
3	10	0,0053	0,00	19	20	0,0084	0,21
10	11	0,0038	-0,45	19	21	0,0082	0,21

### 4.3 Sistema de prueba radial de 33 nodos

El sistema de prueba de DC de 33 nodos presentado en el trabajo de Velásquez y otros [34], es una adaptación del sistema eléctrico de AC de 33 nodos utilizado en los trabajos de Ali y otros [63] y de Grisales y otros [51], donde se eliminaron los valores correspondientes a la reactancia y la potencia reactiva demandada en el sistema de AC para obtener su equivalente en DC. Este sistema de prueba de DC está compuesto por 33 nodos, 32 líneas, un único generador slack y varios nodos con cargas de potencia constante [34]; la configuración eléctrica y los parámetros correspondientes a este sistema se presentan en la Figura 4.3 y en la Tabla 4.3 respectivamente.

**Figura 4.3:** Configuración eléctrica para el sistema de prueba radial de 33 nodos [34].



La Tabla 4.3 contiene valores reales (no son valores en p.u.), por lo que en este documento se emplearán como valores base un voltaje de 12,66 kV y una potencia de 100 kW para obtener los valores en p.u. Adicionalmente, debe tenerse presente que las potencias reportadas son valores de demanda de potencia, asociados a cargas de potencia constante.

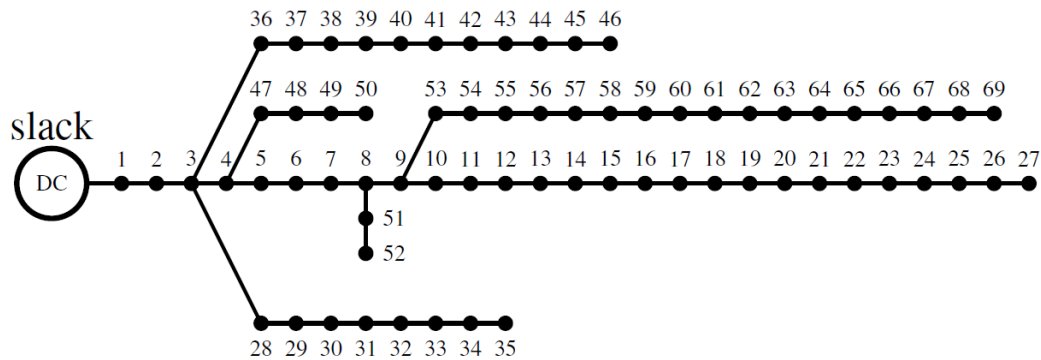
### 4.4 Sistema de prueba radial de 69 nodos

El sistema de prueba de DC de 69 nodos presentado en el trabajo de Velásquez y otros [34], es una adaptación del sistema eléctrico de AC de 69 nodos utilizado en los trabajos de Ali y otros [63] y de Grisales y otros [51], donde se eliminaron los valores correspondientes a la reactancia y la potencia reactiva demandada en el sistema de AC para obtener su equivalente en DC.

**Tabla 4.3:** Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 33 nodos [34].

Envío	Recibo	$R_{ij}$ ( $\Omega$ )	$P$ (kW)	Envío	Recibo	$R_{ij}$ ( $\Omega$ )	$P$ (kW)
1 (slack)	2	0,0922	-100	17	18	0,7320	90
2	3	0,4930	-90	2	19	0,1640	90
3	4	0,3660	-120	19	20	1,5042	90
4	5	0,3811	60	20	21	0,4095	90
5	6	0,8190	60	21	22	0,7089	90
6	7	0,1872	200	3	23	0,4512	90
7	8	1,7114	200	23	24	0,8980	420
8	9	1,0300	60	24	25	0,8900	420
9	10	1,0400	60	6	26	0,2030	60
10	11	0,1966	45	26	27	0,2842	60
11	12	0,3744	60	27	28	1,0590	60
12	13	1,4680	60	28	29	0,8042	120
13	14	0,5416	120	29	30	0,5075	200
14	15	0,5910	60	30	31	0,9744	150
15	16	0,7463	60	31	32	0,3105	210
16	17	1,2890	60	32	33	0,3410	60

Los valores base empleados para obtener los valores en p.u. del sistema de 69 nodos son: voltaje de 12,66 kV y potencia de 100 kW [34]. La configuración eléctrica y los parámetros correspondientes a este sistema se presentan en la Figura 4.4 y en la Tabla 4.4 respectivamente.

**Figura 4.4:** Configuración eléctrica para el sistema de prueba radial de 69 nodos [34].



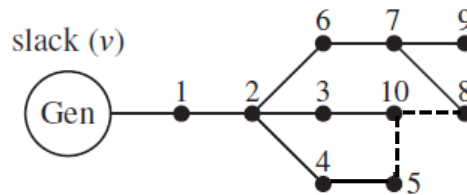
**Tabla 4.4:** Parámetros eléctricos para el sistema de prueba radial de 69 nodos [34].

Envío	Recibo	$R_{ij} (\Omega)$	$P$ (kW)	Envío	Recibo	$R_{ij} (\Omega)$	$P$ (kW)
1 (slack)	2	0,0005	0	3	36	0,0044	26
2	3	0,0005	0	36	37	0,0640	26
3	4	0,0015	0	37	38	0,1053	0
4	5	0,0215	0	38	39	0,0304	24
5	6	0,3660	-2,6	39	40	0,0018	24
6	7	0,3810	-40,4	40	41	0,7283	102
7	8	0,0922	-75	41	42	0,3100	0
8	9	0,0493	30	42	43	0,0410	6
9	10	0,8190	28	43	44	0,0092	0
10	11	0,1872	145	44	45	0,1089	39,2
11	12	0,7114	145	45	46	0,0009	39,2
12	13	1,0300	8	4	47	0,0034	0
13	14	1,0440	8	47	48	0,0851	79
14	15	1,0580	0	48	49	0,2898	384
15	16	0,1966	45	49	50	0,0822	384
16	17	0,3744	60	8	51	0,0928	40,5
17	18	0,0047	60	51	52	0,3319	3,6
18	19	0,3276	0	9	53	0,1740	4,35
19	20	0,2106	1	53	54	0,2030	26,4
20	21	0,3416	114	54	55	0,2842	24
21	22	0,0140	5	55	56	0,2813	0
22	23	0,1591	0	56	57	1,5900	0
23	24	0,3463	28	57	58	0,7837	1
24	25	0,7488	0	58	59	0,3042	100
25	26	0,3089	14	59	60	0,3861	0
26	27	0,1732	14	60	61	0,5075	1244
3	28	0,0044	26	61	62	0,0974	32
28	29	0,0640	26	62	63	0,1450	0
29	30	0,3978	0	63	64	0,7105	227
30	31	0,0702	0	64	65	1,0410	59
31	32	0,3510	0	65	66	0,2012	18
32	33	0,8390	10	66	67	0,0047	18
33	34	1,7080	14	67	68	0,7394	28
34	35	1,4740	4	68	69	0,0047	28

## 4.5 Sistema de prueba mallado de 10 nodos

Este sistema de prueba fue tomado de los trabajos de Garcés [24] y de Montoya y otros [59]; básicamente se conserva la configuración descrita para el sistema radial de 10 nodos, adicionando dos líneas de conexión como se presentan en la Figura 4.5, cuyos parámetros mostrados en la Tabla 4.5 se adicionan también a los ya presentados en la Tabla 4.1. Este sistema emplea los mismos valores base que el sistema de 10 nodos radial.

**Figura 4.5:** Configuración eléctrica del sistema de prueba mallado de 10 nodos [24] [59].



**Tabla 4.5:** Parámetros eléctricos adicionales para el sistema de prueba de 10 nodos mallado [24] [59].

Envío	Recibo	$R_{ij}$ (pu)	Tipo de nodo	$R$ (pu)
5	10	0,0035	R	1,25
8	10	0,0025	R	1,25

## 5. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de los métodos de solución seleccionados, tanto para el flujo de potencia como para la optimización del despacho de potencia de la microrred DC. A partir de la comparación y el análisis de los resultados, se determinó el mejor método de solución del flujo de potencia en microrredes DC, desde el punto de vista de exactitud en los perfiles de voltaje, menor tiempo de cómputo y menores pérdidas de potencia. Luego, el método de solución escogido para flujo de potencia en microrredes DC se utilizó en la etapa esclava de una estrategia maestro-esclavo para evaluar los métodos de optimización propuestos para el despacho de potencia de la microrred DC.

Las simulaciones de optimización se hicieron para cada función objetivo, con las condiciones de generación y demanda de electricidad en una hora en particular (demanda de potencia conocida y límites de generación definidos). Haciendo una comparación y un análisis de resultados se determinó el mejor método de optimización para la microrred DC, desde el punto de vista de menor tiempo de cómputo y mejores valores de cada función objetivo.

De acuerdo al objetivo específico 3, se utilizó el mejor método de optimización encontrado para dar solución al problema de despacho óptimo de potencia en microrredes DC en un horizonte de tiempo de 24 horas, considerando variación en la generación eólica y solar y el comportamiento de demanda de energía.

Finalmente, para cumplir con el objetivo específico 4, se presentan los resultados de la evaluación de la estrategia de solución propuesta en diferentes escenarios de prueba, para el despacho óptimo de potencia en microrredes DC en un horizonte de tiempo de 24 horas, considerando variación en la generación eólica y solar y el comportamiento de demanda de energía.

## 5.1 Flujo de potencia en MR DC

A continuación, se presentan los resultados de la solución del problema de PF en MR DC analizado en la sección 2.1, para cada una de las configuraciones eléctricas de los sistemas de prueba propuestos en la sección 4, utilizando cada uno de los métodos de solución explicados en la sección 3.1.

Todos los algoritmos de los métodos de solución fueron implementados en el software MATLAB R2015a, los cuales fueron simulados en un computador de escritorio de las siguientes características: procesador Intel Xeon E3-1225 a 3,3 GHz, memoria RAM de 8 GB y sistema operativo Windows 10 Pro (64 bits). Como criterio de parada de cada algoritmo, se definió un error máximo de  $1 \times 10^{-6}$ , y un número máximo de iteraciones igual a 100000. Para una mayor consistencia de resultados, cada método de solución se ejecutó 10000 veces para cada sistema de prueba, de modo que los resultados presentados a continuación son los promedios de dichos procesos.

Los perfiles de voltajes calculados con cada uno de los métodos de solución del problema de PF en MR DC, así como el número de iteraciones y el tiempo promedio utilizado para cada uno de los sistemas de prueba se presentan en los Anexos A a E.

Para evaluar la precisión en resultados y la velocidad de cómputo de cada uno de los métodos de solución propuestos, se escogió como referencia el método de NR debido a que es el más utilizado y reconocido como confiable en la literatura especializada [37][57], adicionalmente, porque Garcés [58] demostró la convergencia del método, cuando es empleado en la solución de PF en redes de DC.

Para la comparación de los resultados se calculó el porcentaje de tiempo y el error promedio de los voltajes nodales obtenidos en cada simulación respecto a los correspondientes valores calculados con el método de NR, como se muestra de manera general en las Ecuaciones (5.1) y (5.2), respectivamente. Donde  $t_i$  es el tiempo promedio obtenido en un sistema de prueba con un determinado método de solución y  $t_{i,NR}$  es el valor correspondiente obtenido con el método de NR;  $V_i$  es el voltaje calculado en el nodo- $i$ ,  $V_{i,NR}$  el voltaje correspondiente obtenido con NR y  $N$  es el número total de nodos del sistema de prueba utilizado.

$$\%t = \frac{t_i - t_{i,NR}}{t_{i,NR}} * 100 \quad (5.1)$$

$$Error\ promedio = \frac{\left| \sum_{i=1}^N (V_i - V_{i,NR}) \right|}{N} \quad (5.2)$$

Adicionalmente, como otro criterio técnico de comparación se calcularon las pérdidas de potencia activa ( $P_{loss}$ ) con los datos de cada simulación y su respectivo porcentaje de error respecto a las pérdidas de potencia calculadas con los datos del método de NR. La Ecuación (5.3) es la expresión general para el cálculo de pérdidas de potencia en MR DC; en la cual,  $G_{i0}$  se refiere a las cargas de resistencia constante incluidas en la matriz de conductancia, las cuales no producen pérdidas de potencia. La Ecuación (5.4) se utilizó para determinar el porcentaje de error del valor de pérdidas de potencia de cada simulación respecto a los resultados del método de NR.

$$P_{loss} = \sum_{i \in N} \left( \sum_{j \in N} G_{ij} * V_i * V_j - G_{i0} * V_i^2 \right) \quad (5.3)$$

$$\%P_{loss} = \frac{P_{loss} - P_{loss,NR}}{P_{loss,NR}} * 100 \quad (5.4)$$

En las Tabla 5.1 a 5.5, se resumen los resultados de la aplicación de las Ecuaciones (5.1) a (5.2) en la comparación, con respecto el método de NR, de los valores obtenidos para cada sistema de prueba con cada uno de los métodos de solución propuestos.

Cabe resaltar que, los resultados de porcentajes con signo negativo se interpretan como disminución del parámetro analizado (tiempo de cómputo o pérdidas de potencia) respecto al valor obtenido con NR, mientras que los porcentajes con signo positivo se interpretan como aumento del parámetro respecto al valor obtenido con NR. Así, por ejemplo, de la Tabla 5.1 se puede decir que, en el sistema de prueba de 10 nodos, los métodos de GJ y de GS emplean tiempos de cómputo de 1453,35% y 696,57%, respectivamente, por encima del tiempo utilizado por NR, mientras que los métodos de AS y de LST emplean tiempos de 76,23% y 64,73%, respectivamente, por debajo del tiempo utilizado por NR.

**Tabla 5.1:** Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 10 nodos.

	Método de solución del PF en MR DC				
	NR	GJ	GS	AS	LST
<b>Error promedio</b>	---	$2,71 \times 10^{-9}$	$2,12 \times 10^{-9}$	$4,19 \times 10^{-14}$	$1,83 \times 10^{-14}$
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$3,599 \times 10^{-4}$	$5,590 \times 10^{-3}$	$2,867 \times 10^{-3}$	$8,556 \times 10^{-5}$	$1,269 \times 10^{-4}$
<b>Comparación de tiempo (%)</b>	---	1453,35	696,57	-76,23	-64,73
<b>Pérdidas de potencia, <math>P_{loss}</math> (p.u.)</b>	$6,448 \times 10^{-2}$	$6,447 \times 10^{-2}$	$6,447 \times 10^{-2}$	$6,448 \times 10^{-2}$	$6,448 \times 10^{-2}$
<b>Comparación <math>P_{loss}</math> (%)</b>	---	$-2,97 \times 10^{-5}$	$-2,32 \times 10^{-5}$	$-1,37 \times 10^{-9}$	$-7,81 \times 10^{-10}$

**Tabla 5.2:** Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 21 nodos.

	Método de solución del PF en MR DC				
	NR	GJ	GS	AS	LST
<b>Error promedio</b>	---	$5,21 \times 10^{-10}$	$1,66 \times 10^{-9}$	$2,31 \times 10^{-14}$	$9,91 \times 10^{-15}$
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$6,500 \times 10^{-4}$	$1,043 \times 10^{-2}$	$4,913 \times 10^{-3}$	$1,029 \times 10^{-4}$	$1,676 \times 10^{-4}$
<b>Comparación de tiempo (%)</b>	---	1504,04	655,83	-84,17	-74,21
<b>Pérdidas de potencia, <math>P_{loss}</math> (p.u.)</b>	$2,653 \times 10^{-2}$	$2,653 \times 10^{-2}$	$2,653 \times 10^{-2}$	$2,653 \times 10^{-2}$	$2,653 \times 10^{-2}$
<b>Comparación <math>P_{loss}</math> (%)</b>	---	$-1,76 \times 10^{-7}$	$-6,04 \times 10^{-7}$	$-4,87 \times 10^{-9}$	$-5,28 \times 10^{-10}$

**Tabla 5.3:** Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 33 nodos.

	Método de solución del PF en MR DC				
	NR	GJ	GS	AS	LST
<b>Error promedio</b>	---	$1,44 \times 10^{-8}$	$7,46 \times 10^{-9}$	$1,66 \times 10^{-12}$	$3,94 \times 10^{-16}$
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$1,230 \times 10^{-3}$	0,1089	$5,747 \times 10^{-2}$	$1,660 \times 10^{-4}$	$2,876 \times 10^{-4}$
<b>Comparación de tiempo (%)</b>	---	8753,80	4571,82	-86,51	-76,62
<b>Pérdidas de potencia, <math>P_{loss}</math> (p.u.)</b>	1,353	1,353	1,353	1,353	1,353
<b>Comparación <math>P_{loss}</math> (%)</b>	---	$-7,15 \times 10^{-5}$	$-3,70 \times 10^{-5}$	$-8,05 \times 10^{-9}$	$1,84 \times 10^{-10}$

**Tabla 5.4:** Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba radial de 69 nodos.

	Método de solución del PF en MR DC				
	NR	GJ	GS	AS	LST
<b>Error promedio</b>	---	$1,57 \times 10^{-7}$	$8,86 \times 10^{-8}$	$6,08 \times 10^{-13}$	$1,08 \times 10^{-13}$
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$3,246 \times 10^{-3}$	7,425	3,924	$5,847 \times 10^{-4}$	$1,227 \times 10^{-3}$
<b>Comparación de tiempo (%)</b>	---	228638,58	120778,64	-81,99	-62,20
<b>Pérdidas de potencia, <math>P_{\text{loss}}</math> (p.u.)</b>	1,538	1,538	1,538	1,538	1,538
<b>Comparación <math>P_{\text{loss}}</math> (%)</b>	---	$-1,38 \times 10^{-3}$	$-7,80 \times 10^{-4}$	$3,21 \times 10^{-8}$	$3,59 \times 10^{-8}$

**Tabla 5.5:** Comparación de resultados del PF en MR DC, para el sistema de prueba mallado de 10 nodos.

	Método de solución del PF en MR DC				
	NR	GJ	GS	AS	LST
<b>Error promedio</b>	---	$4,98 \times 10^{-9}$	$2,49 \times 10^{-9}$	$3,95 \times 10^{-14}$	$1,98 \times 10^{-14}$
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$3,610 \times 10^{-4}$	$6,057 \times 10^{-3}$	$3,174 \times 10^{-3}$	$8,963 \times 10^{-5}$	$1,272 \times 10^{-4}$
<b>Comparación de tiempo (%)</b>	---	1577,70	779,25	-75,17	-64,77
<b>Pérdidas de potencia, <math>P_{\text{loss}}</math> (p.u.)</b>	$6,367 \times 10^{-2}$	$6,367 \times 10^{-2}$	$6,367 \times 10^{-2}$	$6,367 \times 10^{-2}$	$6,367 \times 10^{-2}$
<b>Comparación <math>P_{\text{loss}}</math> (%)</b>	---	$-5,70 \times 10^{-5}$	$-2,84 \times 10^{-5}$	$4,40 \times 10^{-10}$	$1,20 \times 10^{-9}$

Del análisis de los resultados consignados en las Tablas 5.1 a 5.5 se pueden obtener las siguientes observaciones:

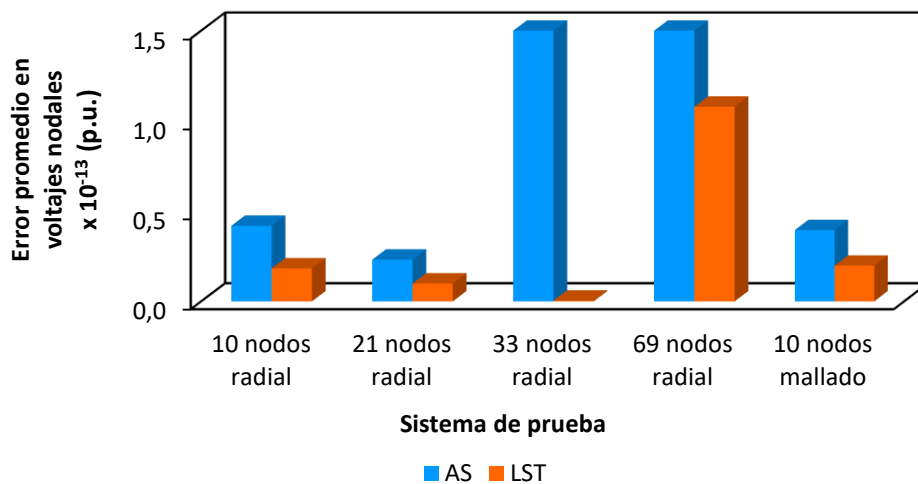
- El error promedio máximo en los valores de voltajes nodales está en el orden de  $10^{-7}$  y se da para el método de GJ, mientras que los métodos de AS y LST tienen los menores errores en todos los sistemas de prueba, con valores que están entre  $10^{-12}$  y  $10^{-16}$ . Es decir, los métodos más exactos comparados con NR son AS y LST; sin embargo, dadas las diferencias tan pequeñas (menores a  $1,6 \times 10^{-7}$ ) en todos los sistemas de prueba, los métodos de GJ y GS también pueden considerarse exactos para el problema de PF en MR DC.
- La comparación en porcentaje del tiempo de cómputo de los métodos analizados, demuestra que solo los métodos de AS y LST logran disminuir los tiempos de procesamiento (porcentajes negativos), respecto a los tiempos empleados por NR para todos los sistemas de prueba,

logrando reducciones hasta del 86% como fue el caso del método de AS en el sistema radial de 33 nodos.

- Los métodos de GJ y GS demandan tiempos de cómputo superiores al 1450 % y al 650 %, cuando se compara con NR, en el sistema de 10 nodos. Estos valores aumentan críticamente a medida que aumenta la cantidad de nodos. Este factor es suficiente para no seguir considerando los métodos de GJ y GS en el presente trabajo, y dejarlos solo como métodos de referencia.
- La comparación en porcentaje, del cálculo de pérdidas de potencia en cada sistema de prueba con cada uno de los métodos analizados, demuestra que los métodos de AS y LST tienen valores más aproximados a los del NR, con porcentajes de error en el cálculo de pérdidas de potencia que están en el orden de  $10^{-8}$  y  $10^{-10}$ , mientras que los valores para los métodos de GJ y GS están entre  $10^{-3}$  y  $10^{-7}$ .

En las Figuras 5.1 a 5.3 se muestra gráficamente la comparación de los métodos de AS y LST respecto a NR; los métodos de GJ y GS no fueron considerados debido a que sus mayores tiempos de procesamiento los descartan como ya se indicó.

**Figura 5.1:** Comparación de los errores promedio de los voltajes nodales obtenidos con los métodos de AS y LST respecto a los calculados con NR.



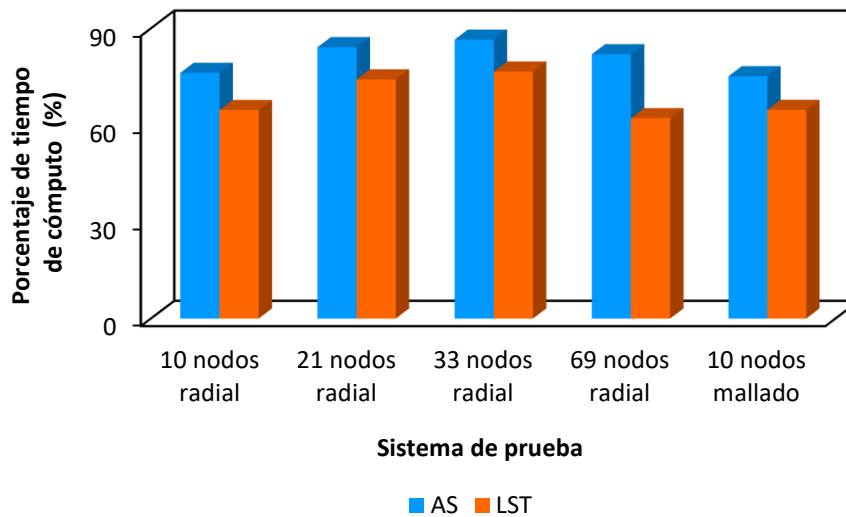
De la Figura 5.1, y en las Tablas 5.1 a 5.5, se puede ver que en la comparación respecto a NR, los errores promedio en los voltajes nodales obtenidos con el método de AS son mayores que los del



método de LST en todos los sistemas de prueba; sin embargo, el orden de los valores de error ( $10^{-13}$ ) hace que la diferencia entre los métodos de AS y LST no sea significativa, por lo que se puede decir que ambos métodos entregan soluciones exactas para el PF en MR DC.

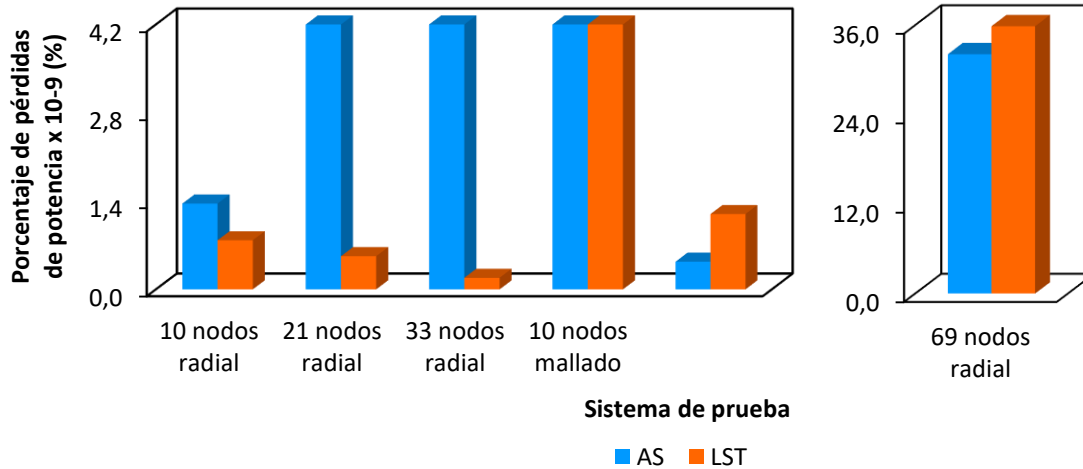
De las Tablas 5.1 a 5.5 se puede observar que los métodos de AS y LST emplean tiempos de cómputo menores a los utilizados por NR en todos los sistemas de prueba. En la Figura 5.2 se puede ver que el AS es el método que logra las mayores reducciones de tiempo de cómputo, con porcentajes que van desde un 75,17% en el sistema mallado de 10 nodos, hasta un 86,5% en el sistema de 33 nodos, respecto a los tiempos empleados por NR.

**Figura 5.2 :** Comparación en porcentaje de reducción de tiempo de cómputo de los métodos de AS y LST respecto a los calculados con NR.



En la Figura 5.3 se puede ver que las diferencias (en porcentaje) de los cálculos de pérdidas de potencia respecto a NR, son mayores para los datos de AS que para los de LST en los sistemas radiales de 10, 21 y 33 nodos, pero en el sistema de 69 nodos y en el mallado de 10 nodos las diferencias en las pérdidas de potencia son mayores con los datos de LST que con los de AS. Sin embargo, estas diferencias de porcentaje están en el orden de  $10^{-9}$ , por lo que se puede decir que los métodos de AS y LST entregan soluciones exactas para el PF en MR DC.

**Figura 5.3** : Comparación en porcentaje de las pérdidas de potencia obtenidas con los métodos de AS y LST respecto a las calculadas con NR.



Finalmente, del análisis de los resultados anteriores, se observa que todos métodos estudiados llevan a soluciones exactas del PF en MR DC, siendo el AS y el LST los que entregan valores de voltajes nodales y de pérdidas de potencia más aproximados a los obtenidos con NR (valores de referencia). Pero, se destaca el AS como el método de mejor rendimiento en la solución del PF en MR DC, porque adicionalmente emplea los menores tiempos de cómputo respecto a NR y los demás métodos analizados, en todos los sistemas de prueba.

## 5.2 Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación una hora

En esta sección se presentan los resultados de la solución del problema de OPF en MR DC con cada una de las funciones objetivo y sus restricciones propuestas en la sección 2.2. Puesto que se trabajó con una estrategia maestro-esclavo, en la etapa maestra se utilizó cada uno de los métodos de optimización explicados en la sección 3.2 (CGA, PSO, BHO y ALO), para dimensionar los DG ubicados dentro de la MR DC; mientras que en la etapa esclava se utilizó el método de AS (aproximaciones sucesivas), seleccionado por su excelente rendimiento para resolver el PF en MR DC tanto en redes radiales como malladas. Al combinar los métodos de optimización con el de AS, se obtienen cuatro metodologías maestro-esclavo diferentes: CGA/AS, PSO/AS, BHO/AS y ALO/AS. Consecuente con esto, el objetivo es determinar el método de optimización con el mejor desempeño, en términos

de mejor valor de función objetivo y menor tiempo de procesamiento, para las diferentes funciones objetivo empleadas.

Para la evaluación de los métodos de optimización se emplearon los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos presentados en las secciones 5.1.2 y 5.1.4 respectivamente, con adaptaciones según lo reportado en trabajos previos [30]. Estas adaptaciones consisten en cambiar las potencias generadas por potencias demandadas en la MR; es decir, en estos sistemas de prueba solo hay un generador principal, en el nodo slack, y en los demás nodos hay cargas eléctricas de potencia constante. En este documento, la modificación de los sistemas de prueba se hizo cambiando los signos positivos por signos negativos en las potencias reportadas en las Tablas 5.2 y 5.4; es decir, todas las potencias se convirtieron en demandadas, excepto en el nodo slack. Con lo anterior, se eliminan los DG del sistema original y se aumentan los problemas técnicos en la MR DC (pérdidas de potencia y perfiles de tensión). Luego, puesto que en este trabajo el propósito no era optimizar la ubicación de los DG, sino su dimensionamiento, se utilizó la ubicación definida para los DG en la MR y los límites mínimo y máximo de potencia reportados en trabajos previos [34], según se muestra en la Tabla 5.6. También, de acuerdo al RETIE (Reglamento técnico de instalaciones eléctricas) para sistemas de distribución eléctrica en Colombia, se planteó como límites de regulación de tensión nodal el  $\pm 5\%$  de la tensión nominal de la MR DC [70].

**Tabla 5.6:** Ubicación y límite máximo de potencia de los DG en los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos.

Parámetro	Sistema de prueba					
	21 nodos			69 nodos		
Nodos de ubicación de los DG	9	12	16	26	61	66
Límite mínimo de potencia de los DG (p.u.)	0,5			5		
Límite máximo de potencia de los DG (p.u.)	1,5			12		

Para efectos de comparación equitativa entre los métodos de optimización, en la etapa maestra se definieron tamaños de poblaciones de 30 individuos, y como criterios de parada se utilizaron un máximo de 200 iteraciones y un contador de no mejora de 50 iteraciones en todos los métodos. En

la etapa esclava, se asignó un número máximo de iteraciones igual a 2000, y un error de convergencia igual a  $1 \times 10^{-10}$ ; todo lo anterior de forma heurística. Finalmente, cada escenario de prueba se ejecutó 1000 veces para calcular los tiempos promedio de procesamiento, el valor promedio de la función objetivo y su desviación estándar, y la mejor solución obtenida por cada método de optimización.

Todos los algoritmos de los métodos de optimización fueron implementados en el software MATLAB R2015a, los cuales fueron simulados en un computador de escritorio de las siguientes características: procesador Intel Xeon E3-1225 a 3,3 GHz, memoria RAM de 8 GB y sistema operativo Windows 10 Pro (64 bits).

### 5.2.1 Resultados del OPF en MR DC para una hora, minimizando las pérdidas de potencia en la MR

Como escenarios base se tomaron los sistemas de prueba modificados de 21 y de 69 nodos, cuando no hay generación distribuida. Para cada uno de estos escenarios base se calculó el PF y las respectivas pérdidas de potencia. Además, sumando el valor de pérdidas de potencia con las potencias demandas en los nodos de cada uno de los sistemas de prueba, se calculó la potencia total que debe entregar el generador slack en cada caso; estos resultados se reportan en la Tabla 5.7.

**Tabla 5.7:** Escenario base para los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos.

Sistema de prueba	Pérdidas de potencia, Ploss (p.u.)	Potencia entregada por el generador slack (p.u.)
21 nodos	0,27603	5,8160
69 nodos	1,5385	40,4311

Con el fin de evaluar el impacto en la función objetivo, de la potencia distribuida inyectada en la MR DC, los sistemas de prueba fueron evaluados bajo tres escenarios de penetración máxima de potencia de los DG: 20%, 40% y 60% de la potencia del generador slack en el escenario base. El objetivo es determinar el método de optimización con el mejor desempeño, en términos de mejor valor de función objetivo y menor tiempo de procesamiento.

Los resultados de cada método de optimización seleccionados para el OPF en MR DC, utilizando como función objetivo la minimización de las pérdidas de potencia en el sistema de prueba de 21 nodos, se presentan en las Tablas 5.8, 5.9 y 5.10, para el 20% (1,1632 p.u.), 40% (2,3264 p.u.) y 60% (3,4896 p.u.) de penetración de generación distribuida respectivamente. En cada una de estas tablas, la información está organizada de la siguiente manera: la primera columna indica el método de optimización; la segunda y la tercera, el valor promedio y la desviación estándar del valor de la función objetivo, respectivamente; la cuarta, la potencia total que debe inyectar el generador slack a la MR; de la quinta a la séptima, se presenta la configuración óptima de inyección de potencia de los DG; y en la octava y novena columna, el valor promedio y la desviación estándar del tiempo de cómputo empleado por cada método de optimización.

**Tabla 5.8:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del 20%.

Método de optimización	Pérdidas de potencia Ploss		Potencia Total de los DG (p.u.)	Potencia por DG (p.u.)			Tiempo de cómputo	
	Promedio (p.u.)	Desviación estándar (%)		Nodo 9	Nodo 12	Nodo 16	Promedio (s)	Desviación estándar (%)
CGA	0,13298	0,048	1,16300	0,00436	0,17413	0,98450	0,96942	8,242
PSO	0,13238	0,036	1,16312	0,00027	0,17264	0,99021	0,96670	20,986
BHO	0,13305	0,052	1,16316	0,00274	0,22841	0,93202	1,72721	6,680
ALO	0,13396	0,117	1,16320	0,00883	0,14973	1,00464	0,59071	0,716

**Tabla 5.9:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del 40%.

Método de optimización	Pérdidas de potencia Ploss		Potencia Total de los DG (p.u.)	Potencia por DG (p.u.)			Tiempo de cómputo	
	Promedio (p.u.)	Desviación estándar (%)		Nodo 9	Nodo 12	Nodo 16	Promedio (s)	Desviación estándar (%)
CGA	0,06162	0,022	2,32634	0,29909	0,74773	1,27952	0,93261	8,108
PSO	0,06131	0,009	2,32636	0,30767	0,73159	1,28713	0,82614	17,187
BHO	0,06151	0,017	2,32629	0,29818	0,73149	1,29662	1,65604	1,956
ALO	0,06190	0,048	2,32631	0,29723	0,73736	1,29172	0,56778	0,599

**Tabla 5.10:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del 60%.

Método de optimización	Pérdidas de potencia Ploss		Potencia Total de los DG (p.u)	Potencia por DG (p.u)			Tiempo de cómputo	
	Promedio (p.u.)	Desviación estándar (%)		Nodo 9	Nodo 12	Nodo 16	Promedio (s)	Desviación estándar (%)
CGA	0,02818	0,018	3,48938	0,95532	1,05579	1,47827	0,94780	8,313
PSO	0,02794	0,007	3,48962	0,92771	1,07467	1,48724	0,78589	17,059
BHO	0,02804	0,010	3,48954	0,91966	1,08220	1,48768	1,62375	1,840
ALO	0,02867	0,069	3,48833	0,90890	1,06318	1,51625	0,57869	1,612

De las Tablas 5.8 a 5.10, se observa que la reducción de pérdidas de potencia conseguido con cada uno de los métodos de optimización, en cada caso de penetración de generación distribuida es similar en términos prácticos. La desviación estándar, con valores inferiores al 0,12% para las pérdidas de potencia, demuestra una alta consistencia en los resultados. El método con mejor resultado en todos los casos es el PSO, sin embargo, las diferencias con los otros métodos no son significativas, puesto que la mayor diferencia entre los porcentajes de reducción de pérdidas de potencia es tan solo de 0,570 puntos como se muestra en la Tabla 5.11. En general, las reducciones de pérdidas de potencia son aproximadamente de 51,5%, 77,6% y 89,6%, para los escenarios de penetración de generación distribuida del 20%, 40% y 60%, respectivamente, del generador slack en el caso base.

**Tabla 5.11:** Reducción de pérdidas de potencia respecto al escenario base y diferencias entre los métodos de OPF en MR DC en el sistema de prueba de 21 nodos.

Método de optimización	Escenario de penetración de generación distribuida					
	20 %		40%		60%	
	Reducción de pérdidas de potencia (%)	Diferencia respecto a PSO (%)	Reducción de pérdidas de potencia (%)	Diferencia respecto a PSO (%)	Reducción de pérdidas de potencia (%)	Diferencia respecto a PSO (%)
CGA	51,823	0,218	77,678	0,110	89,790	0,090
PSO	52,041	---	77,788	---	89,880	---
BHO	51,798	0,242	77,714	0,074	89,841	0,039
ALO	51,471	0,570	77,575	0,213	89,612	0,267

De la Tablas 5.8 a 5.10, también se observa que el método de ALO es el que menor tiempo de cómputo emplea para resolver el OPF en MR DC, seguido por el PSO, el CGA y el BHO en todos los casos de penetración de generación distribuida. Los valores de desviación estándar de los tiempos de cómputo, demuestra también que el ALO tiene los resultados más consistentes (desviación estándar < 1,62%), mientras que el PSO tiene los datos de tiempo menos consistentes (desviación estándar > 17,0%). En la Tabla 5.12 se muestra la diferencia, en porcentaje, del mayor tiempo de cómputo empleado por cada uno los métodos de optimización respecto al ALO. En esta tabla se observa que después del ALO, el PSO presenta los menores tiempos de cómputo, con valores entre 35,8% y 63,7% por encima de los tiempos del ALO, mientras que le BHO es el de peores tiempos con valores entre 180,6% y 192,4% por encima de los tiempos del ALO.

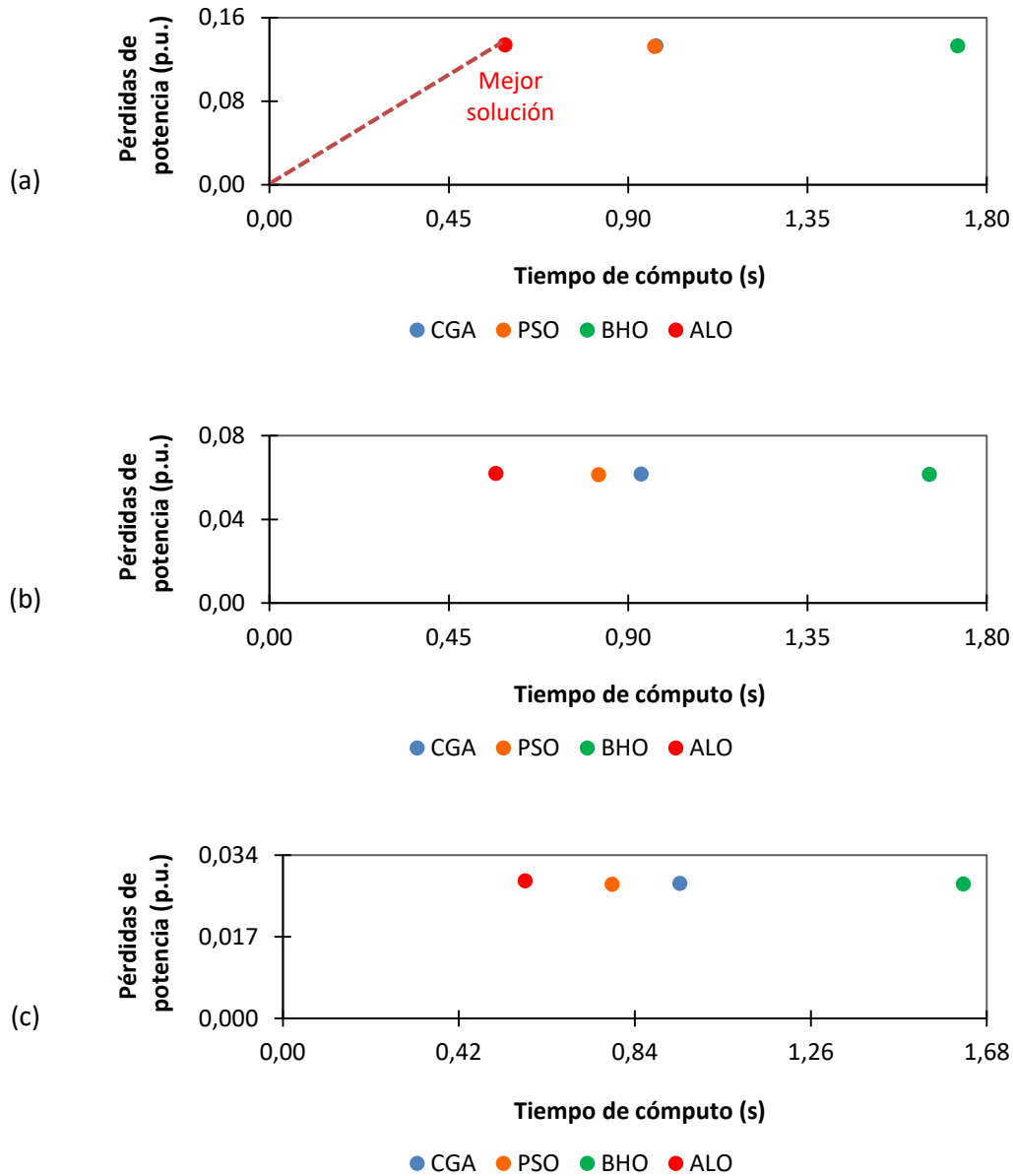
**Tabla 5.12:** Aumento de tiempo de cómputo empleado por cada método de optimización respecto al ALO, en el sistema de prueba de 21 nodos, para la minimización de pérdidas de potencia.

Método de optimización	Aumento de tiempo de cómputo respecto al ALO (%)		
	Escenario de penetración de generación distribuida		
	20 %	40%	60%
CGA	64,1	64,3	63,8
PSO	63,7	45,5	35,8
BHO	192,4	191,7	180,6

En las Figuras 5.4(a) a 5.4(c), para cada uno de los escenarios de penetración de generación distribuida, se grafican los valores de pérdidas de potencia frente a los respectivos tiempos de cómputo obtenidos con cada uno de los métodos de optimización utilizados para resolver el PF en MR DC, minimizando las pérdidas de potencia en el sistema de prueba de 21 nodos.

De la comparación de los puntos obtenidos en las gráficas de las Figuras 5.4(a) a 5.4(c), se puede concluir que en el sistema de prueba de 21 nodos el método de optimización que mejor desempeño tiene es el ALO (menor distancia del punto al origen del sistema coordenado), seguido en su orden por el PSO, el CGA y BHO, siendo importante resaltar que el origen (0,0) corresponde a la solución ideal del problema: 0 p.u. en pérdidas de potencia y 0 s en tiempo de procesamiento (ver Figura 5.4(a)).

**Figura 5.4:** Gráficas de valores de pérdidas de potencia frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba 21 nodos, con una penetración de generación distribuida del: (a) 20%, (b) 40% y (c) 60%.



Para hacer un análisis similar con el sistema de prueba de 69 nodos, en las Tablas 5.13, 5.14 y 5.15 se presentan los resultados de cada método de optimización para el OPF en MR DC, utilizando como función objetivo la minimización de las pérdidas de potencia, para el 20% (8,0862 p.u.), 40% (16,1724 p.u.) y 60% (24,2586 p.u.) de penetración de generación distribuida respectivamente. La



información de las tablas está organizada de la misma manera que se indicó para los resultados del sistema de prueba de 21 nodos.

**Tabla 5.13:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del 20%.

Método de optimización	Pérdidas de potencia Ploss		Potencia Total (p.u.)	Potencia por DG (p.u)			Tiempo de cómputo	
	Promedio (p.u.)	Desviación estándar (%)		Nodo 26	Nodo 61	Nodo 66	Promedio (s)	Desviación estándar (%)
CGA	0,57168	0,003	8,08494	0,01162	5,75512	2,31820	6,75196	0,601
PSO	0,56864	0,002	8,08601	0,00234	5,72936	2,35431	5,38107	1,378
BHO	0,57474	0,004	8,08469	0,02667	6,03487	2,02315	9,39490	0,258
ALO	0,57435	0,005	8,08363	0,00576	5,15058	2,92729	3,35225	0,120

**Tabla 5.14:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del 40%.

Método de optimización	Pérdidas de potencia Ploss		Potencia Total (p.u.)	Potencia por DG (p.u)			Tiempo de cómputo	
	Promedio (p.u.)	Desviación estándar (%)		Nodo 26	Nodo 61	Nodo 66	Promedio (s)	Desviación estándar (%)
CGA	0,14292	0,0015	16,16989	1,56973	12,30440	2,29576	6,56098	0,592
PSO	0,14067	0,0007	16,17238	1,57351	12,07945	2,51943	4,67032	0,924
BHO	0,14506	0,0031	16,17191	1,71827	12,09450	2,35915	8,43721	0,275
ALO	0,14114	0,0005	16,15860	1,39763	11,95842	2,80256	4,98518	0,248

**Tabla 5.15:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del 60%.

Método de optimización	Pérdidas de potencia Ploss		Potencia Total (p.u.)	Potencia por DG (p.u)			Tiempo de cómputo	
	Promedio (p.u.)	Desviación estándar (%)		Nodo 26	Nodo 61	Nodo 66	Promedio (s)	Desviación estándar (%)
CGA	0,05620	0,0004	22,06622	3,72595	15,93145	2,40882	6,97947	0,636
PSO	0,05556	8,7E-06	22,09396	3,75184	15,88502	2,45710	5,25463	0,709
BHO	0,05673	0,0010	22,12364	3,75858	15,92758	2,43748	8,60417	0,325
ALO	0,05870	0,0043	22,12071	3,74499	15,93689	2,43883	4,11233	0,115

De acuerdo con los datos de las Tablas 5.13 a 5.15, el comportamiento de los resultados de los métodos de optimización para el sistema de prueba de 69 nodos es similar al observado para el sistema de 21 nodos. En este sistema, la desviación estándar para los cálculos de las pérdidas de potencia demuestra una consistencia aún más alta en los resultados (desviaciones estándar inferiores al 0,005%), donde el método con mejor resultado en todos los casos es el PSO, con diferencias respecto a los otros métodos que no son significativas, ya que la mayor diferencia entre los porcentajes de reducción de pérdidas de potencia es tan solo de 0,397 puntos como se muestra en la Tabla 5.16. En general, las reducciones de pérdidas de potencia son aproximadamente de 62,6%, 90,6% y 96,3%, para los escenarios de penetración de generación distribuida del 20%, 40% y 60%, respectivamente, del generador slack en el caso base. Lo anterior cuando se analizan todos los métodos de solución propuestos.

**Tabla 5.16:** Reducción de pérdidas de potencia respecto al escenario base y diferencias entre los métodos de OPF en MR DC en el sistema de prueba de 69 nodos.

Método de optimización	Escenario de penetración de generación distribuida					
	20 %		40%		60%	
	Reducción de pérdidas de potencia (%)	Diferencia respecto a PSO (%)	Reducción de pérdidas de potencia (%)	Diferencia respecto a PSO (%)	Reducción de pérdidas de potencia (%)	Diferencia respecto a PSO (%)
CGA	62,842	0,197	90,710	0,147	96,347	0,041
PSO	63,039	---	90,857	---	96,388	---
BHO	62,643	0,397	90,571	0,286	96,313	0,076
ALO	62,668	0,371	90,826	0,031	96,184	0,204

De las Tablas 5.13 a 5.15, también se observa que el método de ALO es el que menor tiempo de cómputo emplea para resolver el OPF en MR DC, excepto en el escenario de penetración de 40% de generación distribuida, donde el ALO es ligeramente superado por el PSO; sin embargo, los valores de desviación estándar de los tiempos de cómputo favorecen al ALO, puesto que tiene los resultados más consistentes (desviación estándar < 0,25%), mientras que el PSO tiene los datos de tiempo menos consistentes (desviación estándar > 0,70%). En la Tabla 5.17 se muestra la diferencia, en porcentaje, del mayor tiempo de cómputo empleado por cada uno de los métodos de optimización respecto al ALO. En esta tabla se observa que después del ALO, el PSO tiene los menores tiempos de cómputo, con valores entre 27,8% y 60,5% por encima de los tiempos del ALO, con la excepción

ya mencionada (lo que explica el signo negativo en el correspondiente valor de la Tabla 5.17). El BHO es el método de peores tiempos con valores entre 69,2% y 180,3% por encima de los tiempos del ALO.

**Tabla 5.17:** Aumento de tiempo de cómputo empleado por cada método de optimización respecto al ALO, en el sistema de prueba de 69 nodos, para la minimización de pérdidas de potencia.

Método de optimización	Aumento de tiempo de cómputo respecto al ALO (%)		
	Escenario de penetración de generación distribuida		
	20 %	40%	60%
CGA	101,4	31,6	69,7
PSO	60,5	-6,3	27,8
BHO	180,3	69,2	109,2

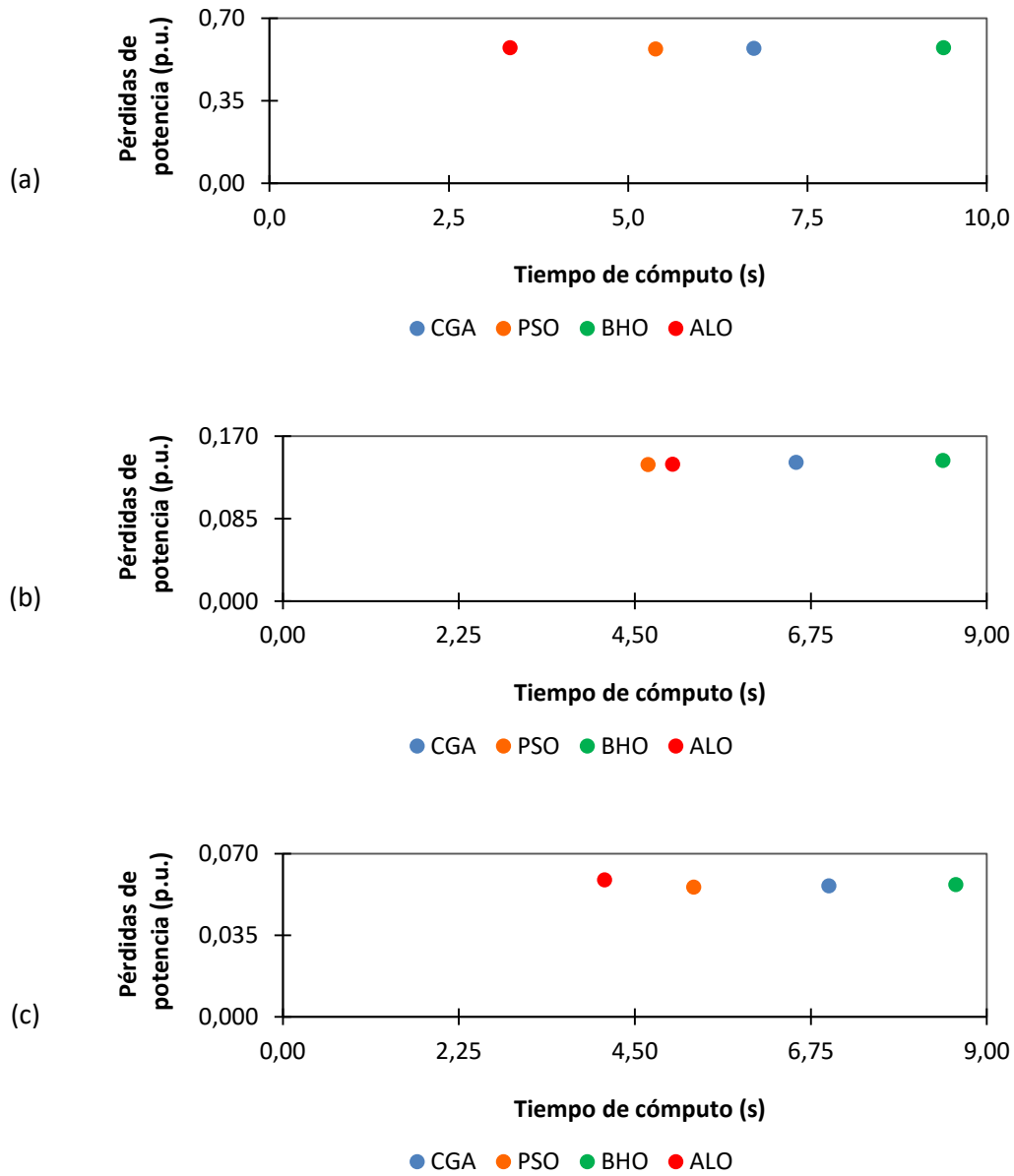
En las Figuras 5.5(a) a 5.5(c), para cada uno de los escenarios de penetración de generación distribuida, se graficaron los valores de pérdidas de potencia frente a los respectivos tiempos de cómputo obtenidos con cada uno de los métodos de optimización utilizados para resolver el PF en MR DC, minimizando las pérdidas de potencia en el sistema de prueba de 69 nodos.

En las Figuras 5.5(a) y 5.5(c), se observa un mejor desempeño del ALO respecto a los métodos de optimización para la solución del OPF en MR DC, minimizando las pérdidas de potencia en el sistema de prueba de 69 nodos. En la Figura 5.5(b), del 40% de penetración de generación distribuida, el PSO muestra el mejor desempeño de los métodos de optimización, sin embargo, la diferencia con el ALO es solo del 0,031% en el valor de pérdidas de potencia y del 6,3% en el tiempo de procesamiento.

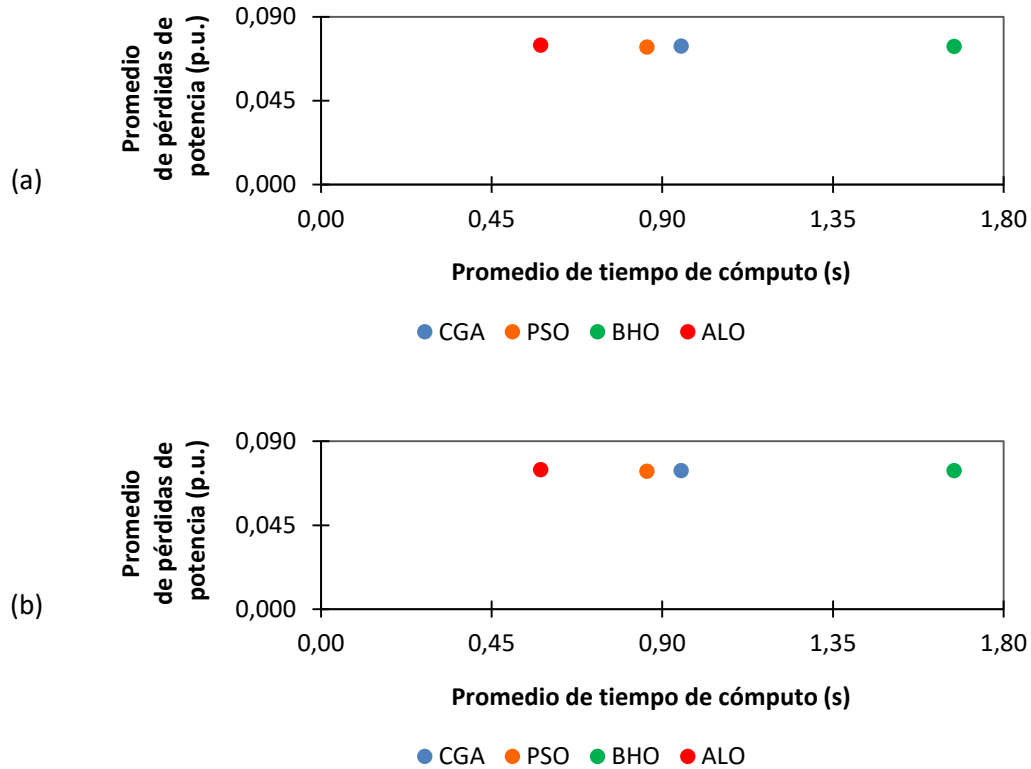
Para generalizar los resultados, en las Figuras 5.6(a) y 5.6(b), se graficaron los promedios de las pérdidas de potencia frente a los promedios tiempos de cómputo obtenidos para los tres escenarios de penetración de generación distribuida, con cada uno de los métodos de optimización y en cada uno de los sistemas de prueba. Del análisis de las Figuras 5.6(a) y 5.6(b), para los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos respectivamente, se observó que el método de optimización con el mejor desempeño es el ALO, seguido en su orden por el PSO, el CGA y BHO. Por lo tanto, se concluye que la metodología con el mejor desempeño, en cuanto a reducción de pérdidas de potencia y

menor tiempo de procesamiento en la solución del OPF en MR DC, para cualquier tamaño de MR y nivel de penetración máxima de generación distribuida es el AS/ALO.

**Figura 5.5:** Valores de pérdidas de potencia en [p.u.] frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba 69 nodos, con una penetración de generación distribuida del: (a) 20%, (b) 40% y (c) 60%.



**Figura 5.6:** Gráficas de promedios de pérdidas de potencia en [p.u] frente a promedios de tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando pérdidas de potencia para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos (b) 69 nodos.



### 5.2.2 Resultados del OPF en MR DC para una hora, minimizando el costo de la producción de energía

Como escenarios base se tomaron los sistemas de prueba modificados de 21 y de 69 nodos, considerando que no existe generación distribuida instalada dentro del sistema. Para evaluar cada uno de los métodos de optimización en los diferentes sistemas de prueba, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Un escenario de penetración máxima de potencia de los DG equivalente al 60% de la potencia del generador slack en el escenario base, con tres DG ubicados según se indicó en la Tabla 5.6.
- La potencia en el nodo slack es suministrada por la red eléctrica pública.
- Las fuentes de energía consideradas para cada uno de los tres DG son: Diesel para el primer DG (DG1), solar fotovoltaica para el segundo DG (DG2) y eólica para el tercer DG (DG3). En el anexo

F se muestra la ubicación de los DG en cada uno de los sistemas de prueba, según lo indicado en la Tabla 5.6.

Las anteriores condiciones de operación de los sistemas de prueba, así como los costos de energía de las diferentes fuentes de generación considerados para cada sistema de prueba, se detallan en la Tabla 5.18.

**Tabla 5.18:** Escenarios de operación los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, con costos según fuentes energéticas.

Sistema de prueba	Potencia total máxima de los DG (p.u.)	Fuente de energía							
		Nodo slack		DG1		DG2		DG3	
		Tipo	Costo (COP/kWh)	Tipo	Costo (COP/kWh)	Tipo	Costo (COP/kWh)	Tipo	Costo (COP/kWh)
21 nodos	3,4896	Red eléctrica	680	Diesel	1200	Solar	0	Eólica	0
69 nodos	24,2586								

Para los costos de compra de energía se consideró únicamente la red de suministro eléctrico y los generadores Diesel, dado que para este documento el costo de generación eólica y solar tiene un costo de 0 COP (Pesos Colombianos). Los costos totales de compra y producción de energía, se calcularon mediante la Ecuación 3.30 (función objetivo para la reducción de costos de producción de energía), teniendo presente los datos de la Tabla 5.18, las potencias entregadas por los generadores en cada caso, y un valor base de potencia de 1000 kW en los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos.

En el escenario base, el costo de producción de energía depende completamente de la potencia entregada por el nodo slack y del precio de compra de energía a la red eléctrica pública. En la Tabla 5.19 se muestra la potencia entregada en el nodo slack y el costo total de la compra de energía a la red eléctrica para el escenario base de cada uno de los sistemas de prueba. Los resultados de aplicar cada uno de los métodos de optimización seleccionados para el OPF en MR DC, utilizando como función objetivo la minimización de costos de energía, para los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, se presentan en las Tablas 5.20 y 5.21 respectivamente.

**Tabla 5.19:** Potencia entregada en el nodo slack y costo total de energía en los escenarios base.

Sistema de prueba	Potencia entregada en el nodo slack (kW)	Costo total de energía (COP/h)
21 nodos	5816,0	3,955 x 10 <sup>6</sup>
69 nodos	40431,1	27,493 x 10 <sup>6</sup>

**Tabla 5.20:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando costos de energía para el sistema de prueba 21 nodos.

Método de optimización	Potencia en el nodo slack (kW)	Potencia por DG (kW)			Potencia total entregada (kW)	Costo total de energía (x 10 <sup>6</sup> COP/h)	Tiempo de cómputo (s)
		DG1 Nodo 9	DG2 Nodo 12	DG3 Nodo 16			
CGA	2586,067	1002,242	997,373	997,920	5583,602	2,961	0,338
PSO	2073,017	500,001	1500,000	1500,000	5573,018	2,010	0,300
BHO	2212,934	541,452	1467,943	1351,816	5574,145	2,155	0,241
ALO	2073,018	500,000	1500,000	1500,000	5573,018	2,010	0,195

**Tabla 5.21:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando costos de energía para el sistema de prueba 69 nodos.

Método de optimización	Potencia en el nodo slack (kW)	Potencia por DG (kW)			Potencia total entregada (kW)	Costo total de energía (x 10 <sup>6</sup> COP/h)	Tiempo de cómputo (s)
		DG1 Nodo 26	DG2 Nodo 61	DG3 Nodo 66			
CGA	10093,9	5120,5	11986,8	11979,8	39181,1	13,01	1,283
PSO	10180,4	5000,0	12000,0	12000,0	39180,4	12,92	1,168
BHO	11109,6	5390,1	11568,6	11054,7	39123,0	14,02	0,794
ALO	10180,4	5000,0	12000,0	12000,0	39180,4	12,92	0,789

Del análisis de las Tablas 5.20 y 5.21, se obtiene que los métodos de optimización que consiguieron el menor valor de costos de producción de energía fueron el PSO y ALO. Sin embargo, el ALO lo hizo con el menor de los tiempos de cómputo de todos los métodos. En cuanto a la configuración de potencias en los DG, los métodos de PSO y ALO llegaron a los mismos resultados o niveles de potencia. Adicionalmente, el DG2 y DG3 coinciden con los límites máximos permitidos en cada sistema de prueba, como era de esperarse, ya que en estos DG es nulo el costo de producción de energía. En la Tabla 5.22, se muestra la reducción de costos de producción de energía respecto al

escenario base, y las diferencias de los resultados de cada método de optimización en comparación con el ALO, en cada uno de los sistemas de prueba.

**Tabla 5.22:** Reducción de costos de producción de energía respecto al escenario base y diferencias entre los métodos de OPF en MR DC en cada sistema de prueba.

Método de optimización	Sistema de prueba					
	21 nodos			69 nodos		
	Reducción de costos de producción de energía (%)	Diferencia respecto a ALO (%)	Aumento de tiempo de cómputo respecto al ALO (%)	Reducción de costos de producción de energía	Diferencia respecto a ALO (%)	Aumento de tiempo de cómputo respecto al ALO (%)
CGA	25,125	24,060	73,291	52,684	0,312	62,525
PSO	49,186	0	53,915	52,997	0	48,033
BHO	45,522	3,663	23,630	48,995	4,001	0,561
ALO	49,186	---	---	52,997	---	---

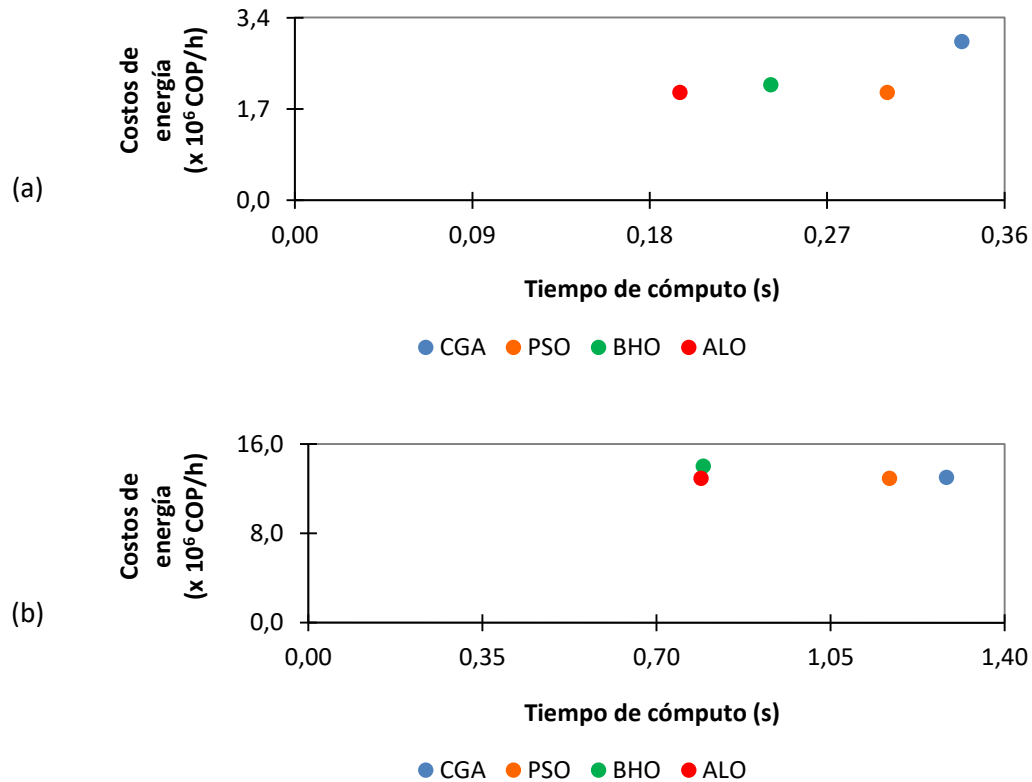
De la Tabla 5.22 se observa que entre los métodos de ALO y PSO no hay diferencia en cuanto a la reducción de costos de producción de energía, y con ambos métodos se logra una disminución de costos respecto al escenario base de 49,186% y de 52,997% en los sistemas de 21 y de 69 nodos, respectivamente. En cuanto al tiempo de cómputo requerido por los métodos de optimización, el ALO presenta los tiempos de procesamiento más cortos, con una reducción promedio de 50,28% y 37,04%, con respecto los otros métodos de optimización en los sistemas de 21 y 69 nodos. En este sentido, el ALO presenta un menor tiempo de procesamiento que el PSO, el cual supera en más de 48% del tiempo empleado por el ALO en cada sistema de prueba. El BHO le sigue al ALO en orden de menores tiempos de cómputo. El CGA es el método de peores resultados en términos de calidad de la solución y tiempos de procesamiento en los 2 sistemas de prueba, con tiempos de cómputo mayores al 62% respecto al ALO, y una disminución de costos de solo el 25,125% respecto al escenario base en el sistema de 21 nodos.

En las Figuras 5.7(a) y 5.7(b), se graficaron los valores de costos de producción de energía frente a los respectivos tiempos de cómputo obtenidos con cada uno de los métodos de optimización utilizados para resolver el PF en MR DC. De la comparación de los puntos en las gráficas de las Figuras 5.7(a) y 5.7(b), se puede concluir que el método de optimización que mejor desempeño



tiene para la solución del OPF en MR DC, minimizando costos de producción de energía, es el ALO, seguido en su orden por el BHO, el PSO y el CGA, tanto en el sistema de prueba de 21 nodos como en el de 69 nodos.

**Figura 5.7:** Costos de producción de energía frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



### 5.2.3 Resultados del OPF en MR DC para una hora, minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por los DG de la MR

Para evaluar cada uno de los métodos de optimización, empleando como función objetivo la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por los DG en la MR a base de combustibles fósiles, se utilizaron los sistemas de prueba modificados de 21 y de 69 nodos con las mismas consideraciones hechas en la sección 5.2.2. Adicionalmente, para el nodo slack se consideró un coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> igual a 0,0001 tonCO<sub>2</sub>/kWh, por lo cual en el escenario base hay unas emisiones mínimas de CO<sub>2</sub> asociadas a operaciones térmicas; de este modo, el DG1 es el principal generador

de emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema. El cálculo de emisiones totales de CO<sub>2</sub> en la MR se hace aplicando la Ecuación 3.31, donde el valor de coeficiente de emisiones para el Diesel es igual a 0,61234 tonCO<sub>2</sub>/kWh. Los resultados de optimización para el OPF en MR DC, utilizando como función objetivo la minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>, para los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, se presentan en las Tablas 5.23 y 5.24 respectivamente.

**Tabla 5.23:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> para el sistema de prueba 21 nodos.

Método de optimización	Potencia en el nodo slack (kW)	Potencia por DG (kW)			Potencia total entregada (kW)	Emisiones totales de CO <sub>2</sub> (ton/h)	Tiempo de cómputo (s)
		DG1 Nodo 9	DG2 Nodo 12	DG3 Nodo 16			
CGA	2605,596	1000,160	979,158	999,196	5584,110	612,44	0,334
PSO	2098,028	500,019	1474,985	1500,000	5573,032	306,18	0,294
BHO	4164,073	500,000	500,000	500,000	5664,073	306,17	0,210
ALO	2118,548	500,000	1496,949	1457,967	5573,464	306,17	0,187

**Tabla 5.24:** Resultados de los métodos de OPF en MR DC minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> para el sistema de prueba 69 nodos.

Método de optimización	Potencia en el nodo slack (kW)	Potencia por DG (kW)			Potencia total entregada (kW)	Emisiones totales de CO <sub>2</sub> (ton/h)	Tiempo de cómputo (s)
		DG1 Nodo 26	DG2 Nodo 61	DG3 Nodo 66			
CGA	10469,8	5002,8	11708,2	11988,7	39169,6	3063,41	1,261
PSO	10175,7	5004,8	12000,0	12000,0	39180,5	3064,65	1,061
BHO	24202,1	5000,0	5000,0	5000,0	39202,1	3061,70	0,722
ALO	10520,8	5000,0	11975,6	11663,7	39160,1	3061,70	0,725

Del análisis de las Tablas 5.23 y 5.24, se obtiene que los métodos de optimización que consiguieron los menores valores tanto de emisiones de CO<sub>2</sub> como de tiempo de cómputo fueron el ALO y BHO, sin embargo, en el sistema de 21 de nodos el ALO lo hizo con el menor tiempo de cómputo; y aunque en el sistema de 69 de nodos el BHO tuvo un menor tiempo que el ALO, la diferencia no es significativa (0,379%) como se puede ver en la Tabla 5.25. En cuanto a la configuración de potencias en los DG, los métodos de PSO y ALO llegaron a resultados similares en cada uno de los sistemas de prueba, mientras que el BHO solo coincide con el PSO y ALO, en el valor del DG1; lo cual se

interpreta como lo esperado, puesto que el DG1 al ser el único responsable de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la MR, va a tener el menor valor posible de potencia calculado por cada método de optimización. En la Tabla 5.25 se muestra la comparación respecto al ALO de las emisiones de CO<sub>2</sub> y de tiempo de cómputo obtenidos con los otros tres métodos de optimización, en cada uno de los sistemas de prueba, en la solución de OPF en MR DC, minimizando las emisiones de CO<sub>2</sub>.

**Tabla 5.25:** Comparación respecto al ALO de resultados de los métodos de OPF en MR DC, minimizando las emisiones de CO<sub>2</sub>, en cada sistema de prueba.

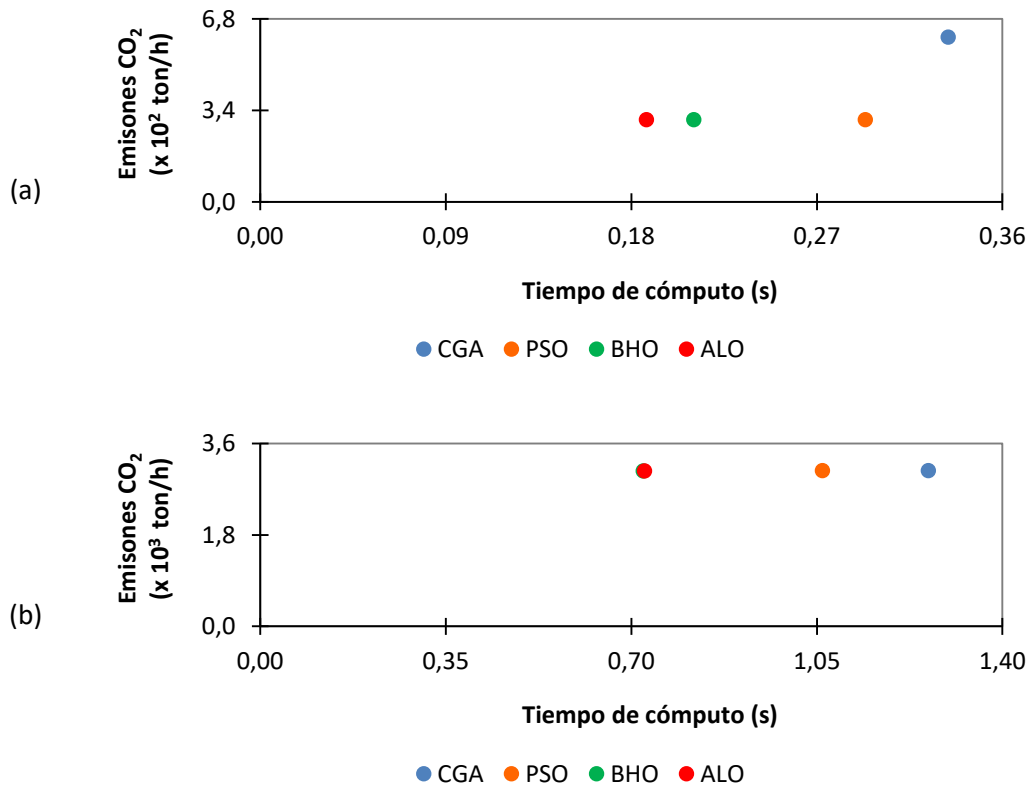
Método de optimización	Sistema de prueba			
	21 nodos		69 nodos	
	Aumento de emisiones de CO <sub>2</sub> (%)	Aumento de tiempo de cómputo (%)	Aumento de emisiones de CO <sub>2</sub> (%)	Aumento de tiempo de cómputo (%)
CGA	100,032	78,104	0,056	73,842
PSO	0,004	56,671	0,097	46,254
BHO	0,000	12,220	0,000	-0,379

De la Tabla 5.25 se observa que el ALO y BHO logran las mayores reducciones de CO<sub>2</sub> en ambos sistemas de prueba, alcanzando los mismos valores de emisiones. En cuanto al tiempo de cómputo, se puede observar que el ALO es el método que requirió los menores tiempos de procesamiento promedio: 48,99% y 39,90% con respecto a los sistemas de 21 y 69 nodos, siendo solo ligeramente superado por el BH (0,379%) en el sistema de 69 nodos. El PSO y el CGA requirieron tiempos mayores de cómputo respecto al ALO en ambos sistemas de prueba, con aumentos mayores al 46% y 73%, respectivamente.

En las Figuras 5.8(a) y 5.8(b), se graficaron los valores de emisiones de CO<sub>2</sub> frente a los respectivos tiempos de cómputo obtenidos con cada uno de los métodos de optimización utilizados para resolver el PF en MR DC, minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> en los sistemas de prueba analizados. De la comparación de los puntos en las gráficas de las Figuras 5.8(a) y 5.8(b), se puede concluir que el método de optimización que mejor desempeño tiene para la solución del OPF en MR DC, minimizando emisiones de CO<sub>2</sub>, es el ALO, seguido en su orden por el BHO, el PSO y el CGA, tanto en el sistema de prueba de 21 nodos como en el de 69 nodos.

La estrategia de solución para el OPF en MR DC que se utiliza en el resto de este documento es la de ALO-AS, puesto que quedó demostrado su mejor desempeño respecto a las otras estrategias de optimización seleccionadas en este trabajo.

**Figura 5.8:** Emisiones de CO<sub>2</sub> frente a tiempos de cómputo de los métodos de OPF en MR DC, minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



### 5.3 Flujo de potencia óptimo en MR DC para un periodo de operación de 24 horas

Para la solución del problema de OPF en MR DC para un periodo de 24 horas, se utilizaron las funciones objetivo y el conjunto de restricciones propuestas en la sección 2.3. Seleccionando la técnica de solución híbrida ALO-AS como método de solución, debido a los excelentes resultados obtenidos al resolver el problema de flujo de potencia óptimo en una hora de operación. Adicionalmente, para considerar las variaciones en la generación distribuida de energía, en la

demanda de potencia y en los costos de producción de energía, se tomaron como referencia los datos obtenidos mediante un modelo de predicción en el trabajo de Gil y otros [12]. En la Tabla 5.26 se muestran los datos normalizados de generación a partir de energía solar y eólica, de la demanda de potencia y de costos de producción de energía, para cada hora en un periodo de 24 horas, que fueron utilizados en este trabajo.

**Tabla 5.26:** Generación a partir de energía solar y eólica, demanda de potencia y factor de costos de producción de energía, para cada hora en un periodo de 24 horas [12].

Hora	Energía solar (p.u.)	Energía eólica (p.u.)	Demanda de potencia (p.u.)	Factor de costo de energía de la red
1	0,00000	0,62901	0,31884	0,80106
2	0,00000	0,59911	0,23188	0,74801
3	0,00000	0,58029	0,21739	0,73475
4	0,00000	0,56811	0,17391	0,74801
5	0,00000	0,57475	0,18841	0,78515
6	0,00000	0,62237	0,24638	0,86737
7	0,00006	0,74862	0,31884	0,93369
8	0,05914	0,90255	0,46377	0,95756
9	0,27687	0,98007	0,66667	0,94164
10	0,56568	1,00000	0,78261	0,96552
11	0,79953	0,98117	0,88406	0,96552
12	0,97964	0,95570	0,94203	0,96286
13	0,99820	0,95127	0,98551	0,95491
14	1,00000	0,95238	0,89855	0,94695
15	0,87356	0,94906	0,91304	0,95225
16	0,72646	0,93134	0,92754	0,95491
17	0,40734	0,88483	0,92754	0,99470
18	0,18969	0,80842	0,92754	1,00000
19	0,02564	0,66556	0,88406	0,97350
20	0,00000	0,64452	1,00000	0,95760
21	0,00000	0,59911	1,00000	0,91510
22	0,00000	0,48505	0,89855	0,86210
23	0,00000	0,39646	0,73913	0,77720
24	0,00000	0,37984	0,56522	0,71350

Para la evaluación de la estrategia ALO-AS para la solución del OPF en la MR DC para 24 horas, se emplearon los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos utilizados en la sección 5.2, incluyendo la

misma cantidad y ubicación de DG (Tabla 5.6), las fuentes de energía para cada uno de los tres DG y los costos base de cada tipo de energía (Tabla 5.18).

El dimensionamiento (capacidad máxima) para cada DG se definió de 1,5 MW en el sistema de prueba de 21 nodos, y de 12 MW en el caso del sistema de 69 nodos. Sin embargo, los límites máximos de potencia entregada por el DG2 (solar) y por el DG3 (eólico) dependen además del intervalo de tiempo analizado. Estos límites se obtuvieron por medio del producto de la capacidad máxima de cada generador por su respectiva cantidad de energía en cada hora de operación, según la Tabla 5.26; Así por ejemplo, en el sistema de prueba de 21 nodos, para el DG2 en la hora 8 el límite máximo de potencia entregada es de:  $1,5 \text{ MW} \times 0,05914 = 0,08871 \text{ MW}$ ; y en el sistema de prueba de 69 nodos, para el DG3 en la hora 1 el límite máximo de potencia entregada es de:  $12 \text{ MW} \times 0,62901 = 7,54812 \text{ MW}$ . El límite inferior de potencia para todos los DG es 0 MW.

Para cada intervalo de tiempo (una hora) se utilizaron las siguientes consideraciones de operación de los sistemas de prueba:

- La variación de demanda de potencia de la Tabla 5.26 (columna 4) se aplica igual para todos los nodos del sistema de prueba.
- La potencia en el nodo slack es suministrada por la red eléctrica pública.
- Los escenarios base se obtuvieron considerando que no existe generación distribuida instalada dentro del sistema.
- Un escenario de penetración máxima de potencia de los DG equivalente al 60% de la potencia del generador slack en el escenario base.
- Los límites de regulación de tensión nodal se establecieron nuevamente en  $\pm 5 \%$  de la tensión nominal de la MR DC, para cumplir con el RETIE colombiano [70].
- Para la obtención de los límites de corrientes máximos permitidos dentro de los sistemas de 21 y 69 nodos, se corrió un flujo de potencia bajo un escenario de máxima demanda (1 p.u), en un ambiente sin generación distribuida. De este modo, y considerando que todas las líneas del circuito tienen el mismo calibre, se estableció que la corriente máxima es de 5,11 p.u para el sistema de 21 nodos, y de 40,43 p.u para el sistema de 69 nodos.
- Para el desarrollo del algoritmo y la programación de la estrategia de optimización, en la etapa maestra (ALO) se definieron tamaños de poblaciones de 30 individuos, y como criterios de

parada se utilizaron un máximo de 1000 iteraciones y un contador de no mejora de 200 iteraciones. En la etapa esclava (AS), se asignó un número máximo de iteraciones igual a 1000, y un error de convergencia igual a  $1 \times 10^{-10}$ . Todos los anteriores valores fueron de manera heurística. Finalmente, cada escenario de prueba se ejecutó 1000 veces para calcular los tiempos promedio de procesamiento y el valor promedio de cada función objetivo.

### 5.3.1 Resultados del OPF en MR DC para 24 horas, minimizando las pérdidas de potencia en la MR

Antes de simular la estrategia de solución el problema de OPF en 24 horas, se calcularon las pérdidas de potencia para los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos en el escenario base. En cada intervalo de tiempo se trabajó con las variaciones de demanda de potencia según la Tabla 5.26. En la Figura 5.9 se muestran los escenarios base con sus curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada por el nodo slack y de potencia máxima permitida para los GD; adicionalmente, se ilustran los límites de potencia hora a hora para la máxima penetración de generación distribuida permitida dentro del sistema (60% de la potencia suministrada por el nodo slack). En el Anexo G se detallan los datos calculados para los escenarios base.

**Figura 5.9:** Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada por el nodo slack y de potencia máxima permitida para los GD para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.

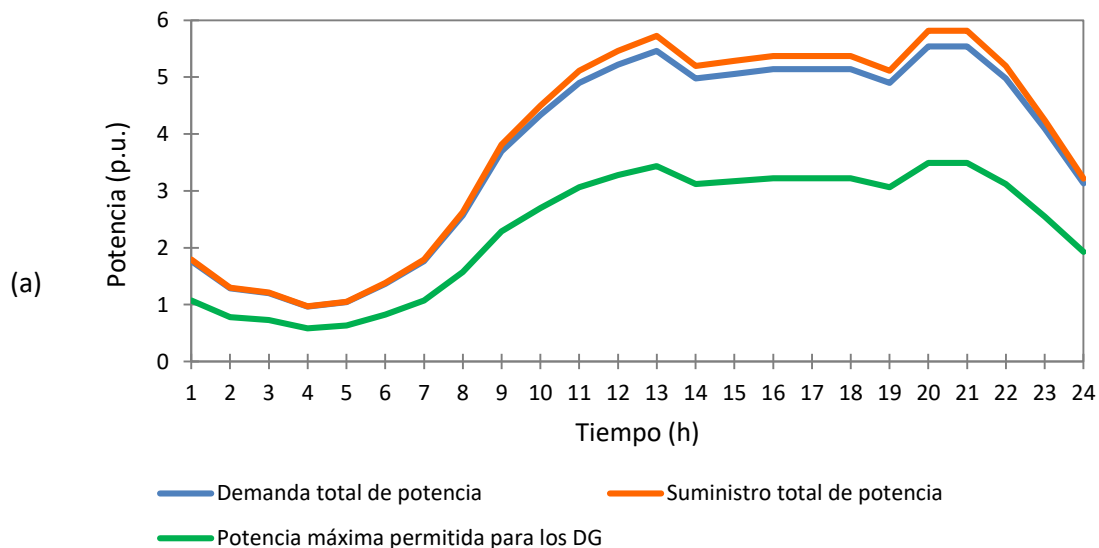
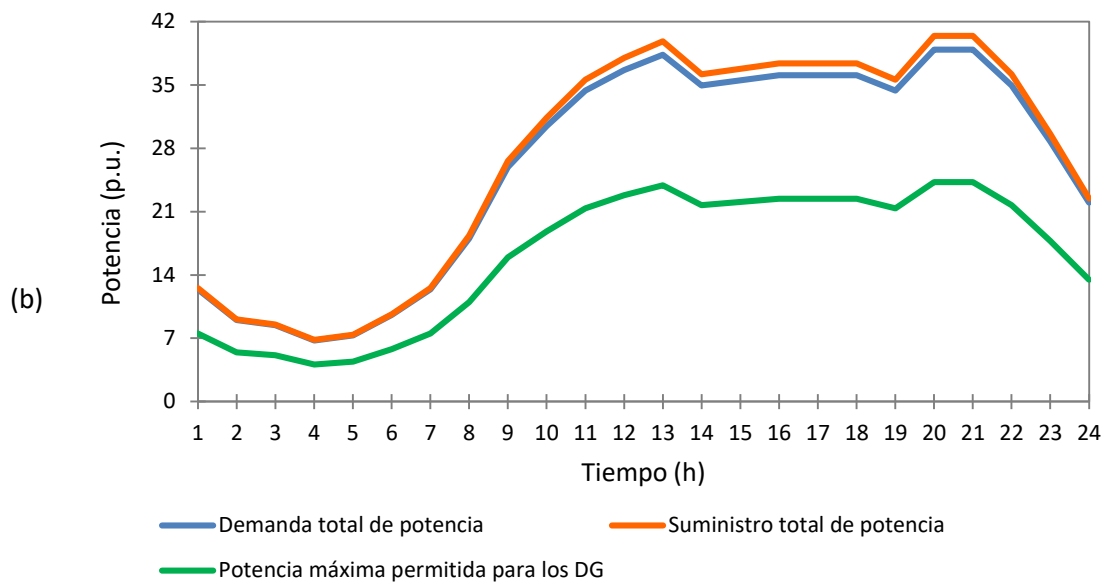


Figura 5.9: (continuación)

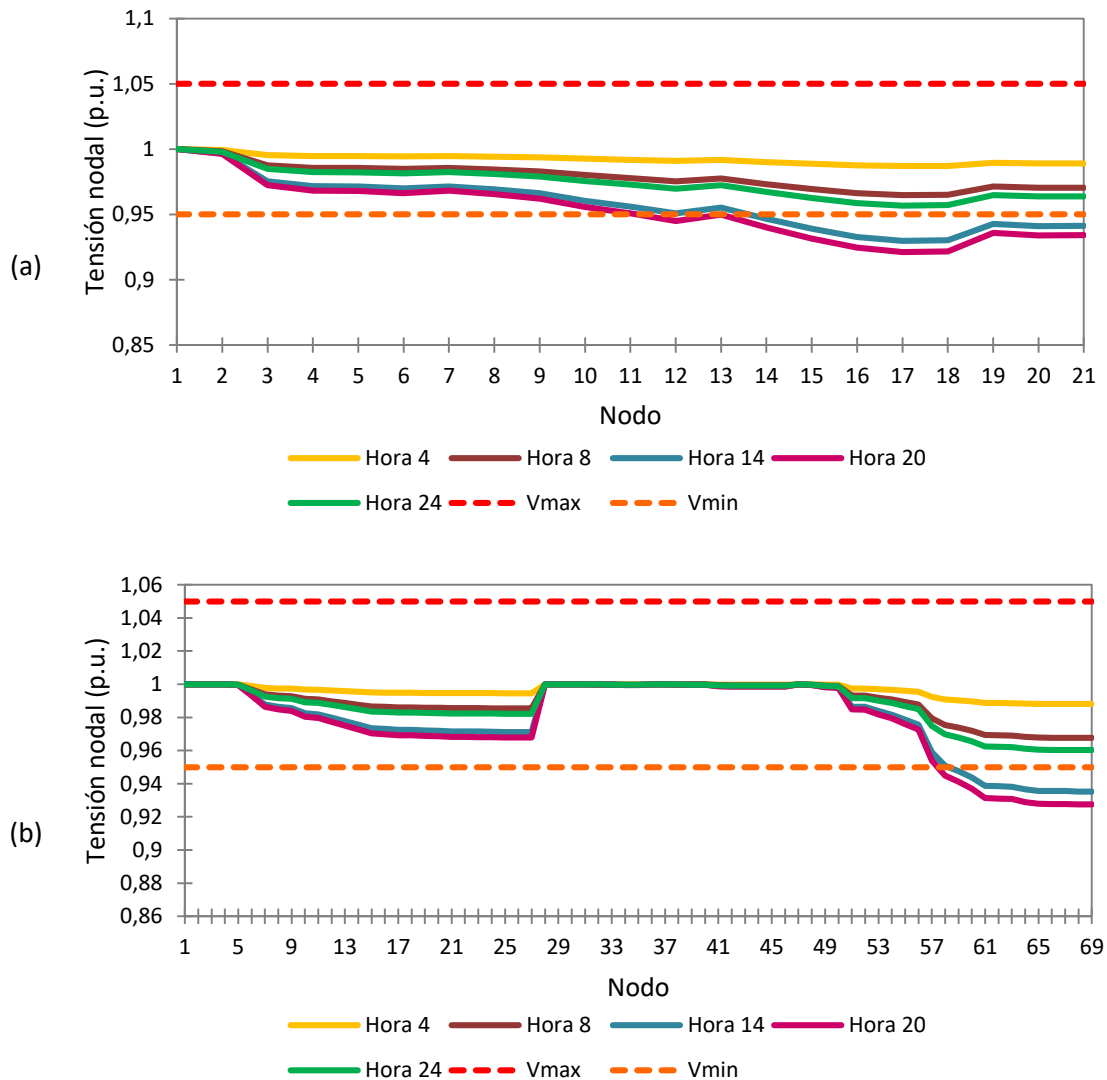


La diferencia entre las curvas de demanda total y de suministro total de potencia de la Figura 5.9, representan las pérdidas totales de potencia del sistema. En ambos sistemas de prueba, las pérdidas de potencia son proporcionales a la demanda de potencia del sistema; por lo tanto, los mayores porcentajes de pérdidas de potencia se alcanzan en las horas de mayor demanda de potencia de cada sistema de prueba.

En la Figura 5.10 se muestran los perfiles de tensión nodal para cada uno de los sistemas de prueba en el escenario base, para 5 de los intervalos de tiempo. En ambos sistemas de prueba se observa que en horas de mayor demanda de potencia (horas 14 y 20), la operación del sistema viola los límites permitidos para las tensiones nodales; esta situación debe ser corregida por el despacho óptimo de potencia.

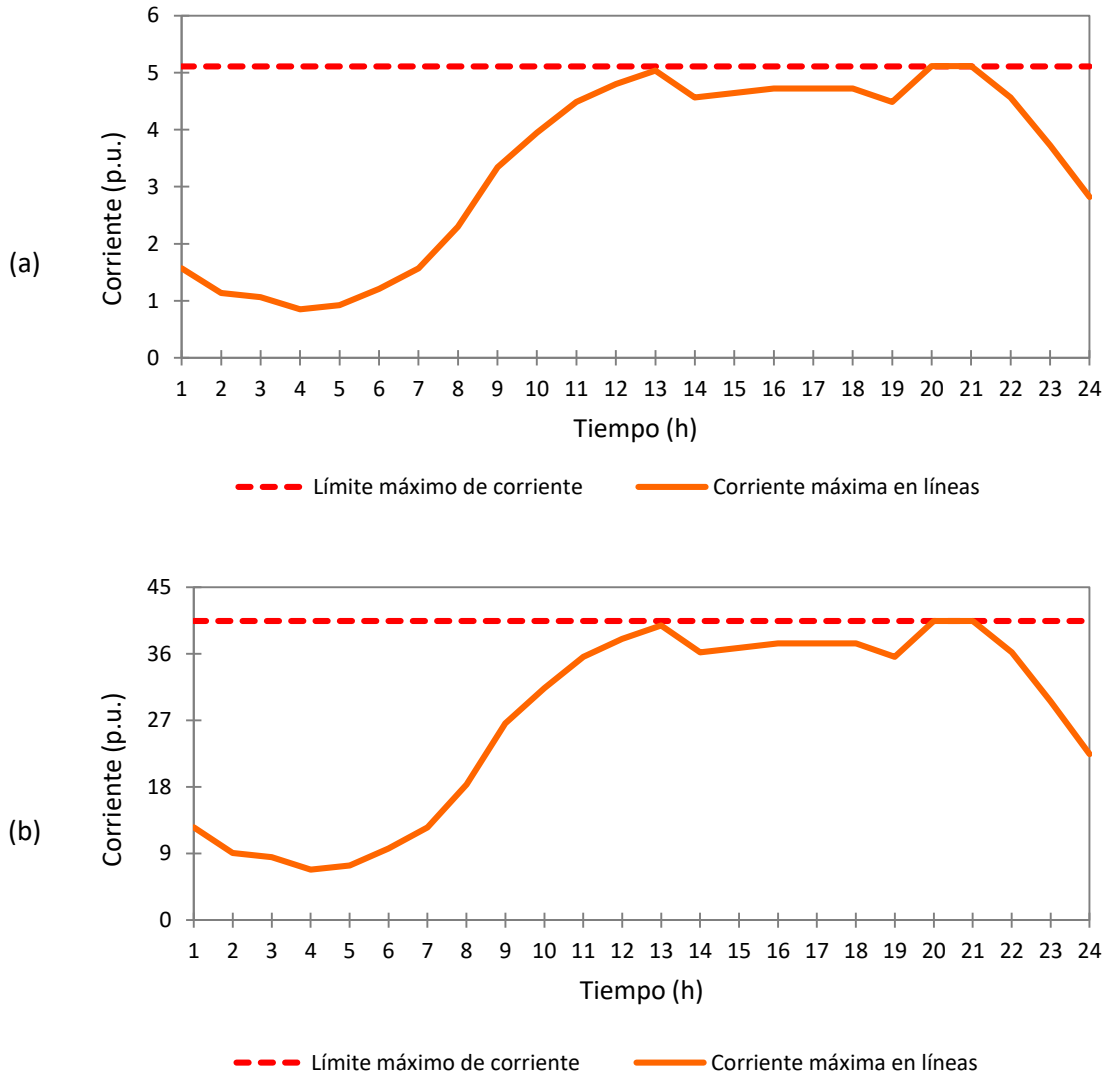


**Figura 5.10:** Perfiles de tensión nodal para en el escenario base, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



En la Figura 5.11 se muestran las corrientes máximas (hora a hora) en las líneas de cada uno de los sistemas de prueba en los escenarios base. En ambos sistemas de prueba, se observa que las corrientes máximas en las líneas no superan los límites calculados para los escenarios de máxima demanda de potencia; sin embargo, en las horas de mayor demanda (horas 13, 20 y 21) las corrientes de línea si alcanzan a igualar el límite máximo de corriente para las líneas del sistema.

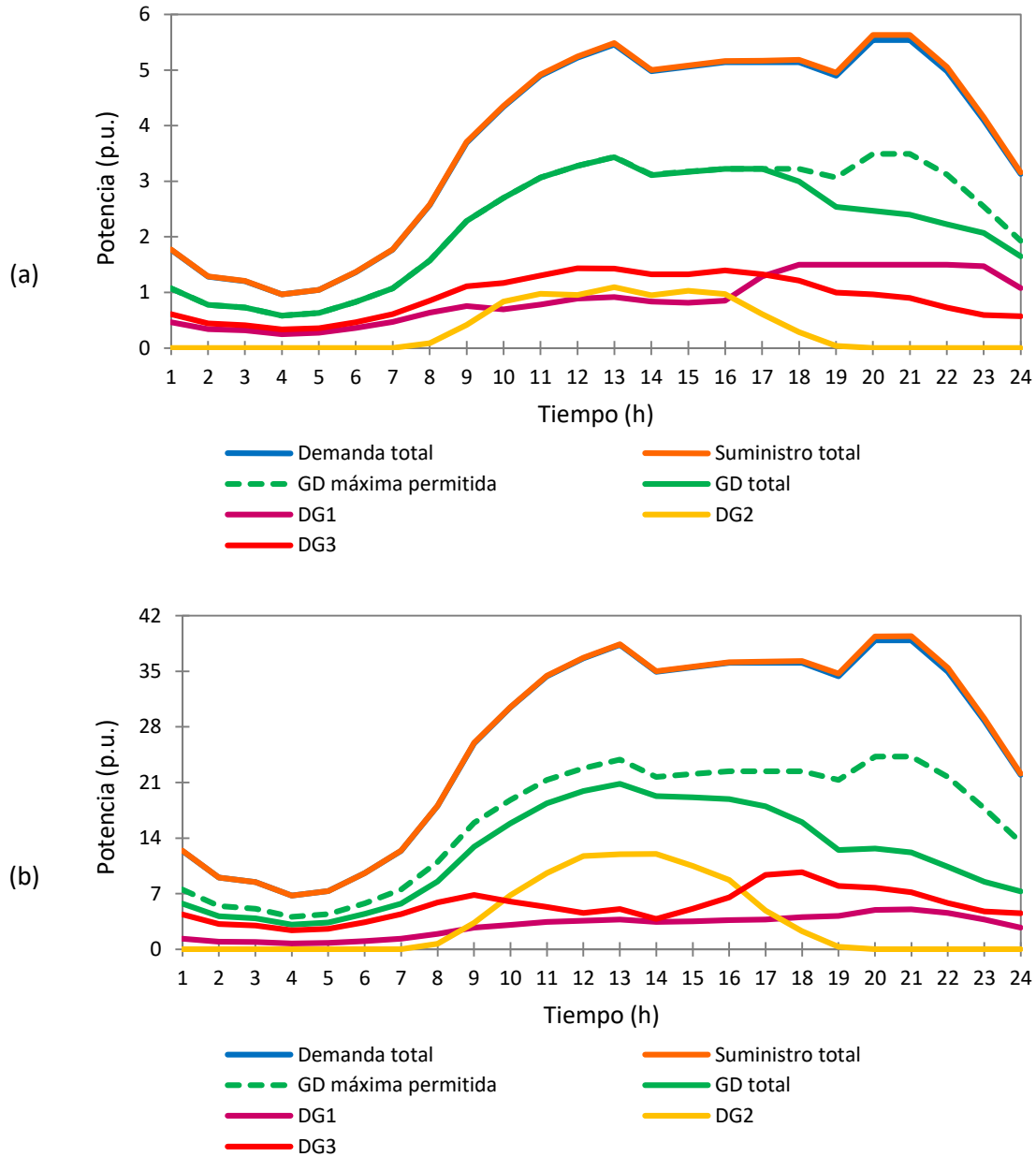
**Figura 5.11:** Corrientes máximas en las líneas para en el escenario base en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



En el Anexo H, se presentan los resultados de resolver el OPF en la MR DC para 24 horas, aplicando la estrategia ALO-AS con la función objetivo de reducción de pérdidas de potencia y las restricciones descritas en las secciones 2.3.1 y 2.3.4.

En la Figura 5.12 se muestran las curvas de potencia que deben entregar cada uno de los DG; Estas curvas fueron construidas a partir los resultados óptimos entregados por la estrategia ALO-AS, para garantizar las mínimas pérdidas de potencia en el sistema. También se graficaron las curvas de

**Figura 5.12:** Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada y de potencia entregada por los GD, de la solución del OPF en MR DC minimizando perdidas de potencia para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



potencia máxima permitida y de potencia total entregada por los DG; En la Figura 5.12(a) para el sistema de 21 nodos, se observa como estas dos últimas curvas coinciden entre las horas 1 y 17, indicando que el algoritmo de solución efectivamente hizo la optimización sacando el máximo provecho a los DG. Consecuente a esta optimización, también se observa como la curva de

suministro total de potencia se aproxima más a la curva de demanda de potencia, lo que indica reducción pérdidas de potencia en el sistema.

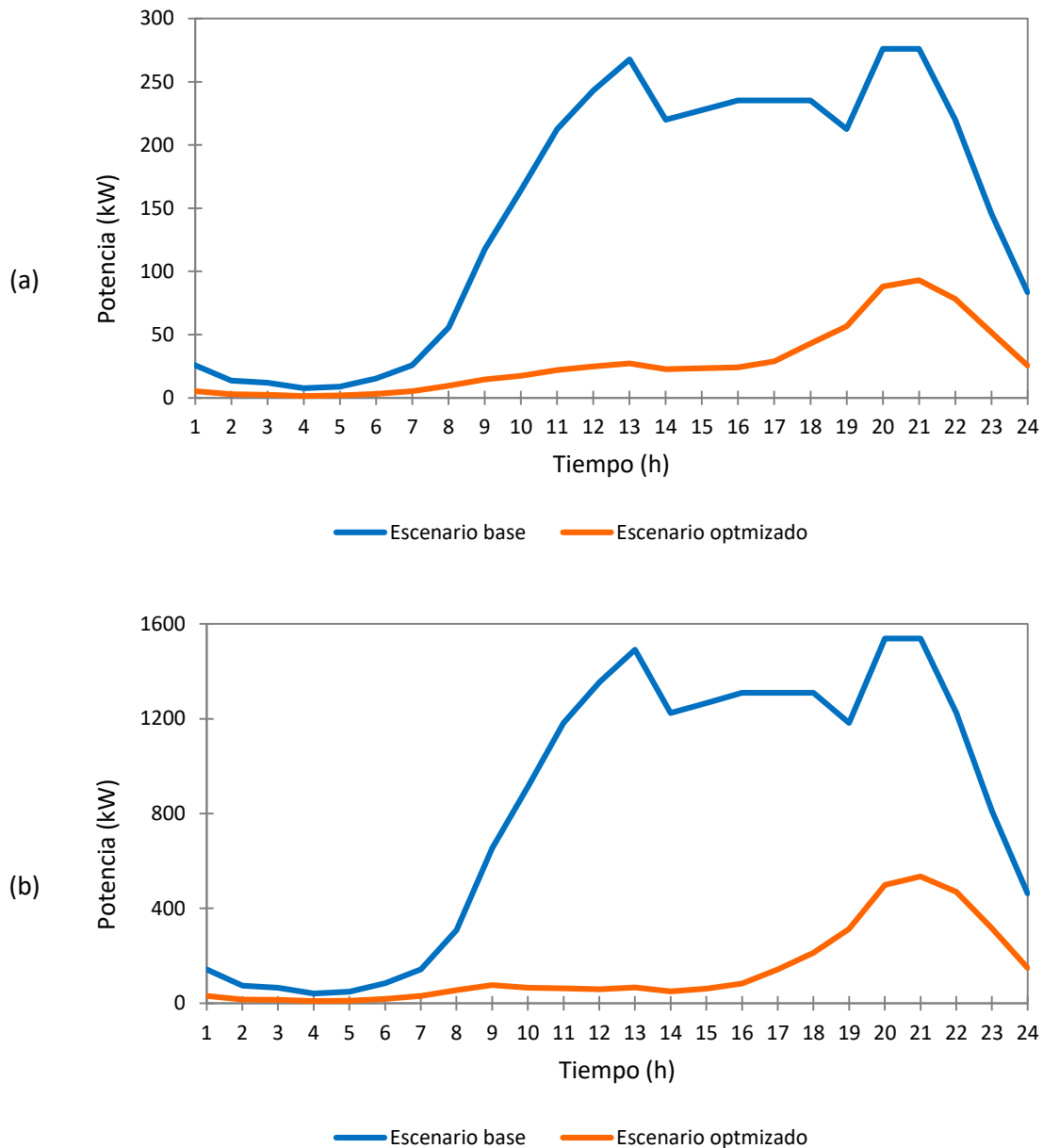
La Tabla 5.27 presenta de izquierda a derecha: las horas de mayor demanda de potencia (donde hay mayores porcentajes de pérdidas de potencia), el porcentaje de pérdidas con respecto a la potencia entregada por el nodo slack en el escenario base (Escenario base), el porcentaje de pérdidas con respecto a la potencia total entregada (por el nodo slack y los DG) obtenida por el ALO-AS (Escenario optimizado), y finalmente el porcentaje de reducción de pérdidas de potencia obtenidas por el ALO-AS con respecto al escenario base. Como se puede observar, los resultados se presentan para los dos sistemas de prueba utilizados.

**Tabla 5.27:** Porcentajes de pérdidas de potencia en los sistemas de prueba en los escenarios base y optimizado, en las horas de mayor demanda de potencia del sistema.

Hora	Sistema de prueba de 21 nodos			Sistema de prueba de 69 nodos		
	Escenario base	Escenario optimizado	Reducción de pérdidas	Escenario base	Escenario optimizado	Reducción de pérdidas
13	4,67 %	0,49 %	89,51%	3,74 %	0,17 %	95,45%
20	4,75 %	1,56 %	67,16%	3,81 %	1,27 %	66,67%
21	4,75 %	1,65 %	65,26%	3,81 %	1,36 %	64,30%

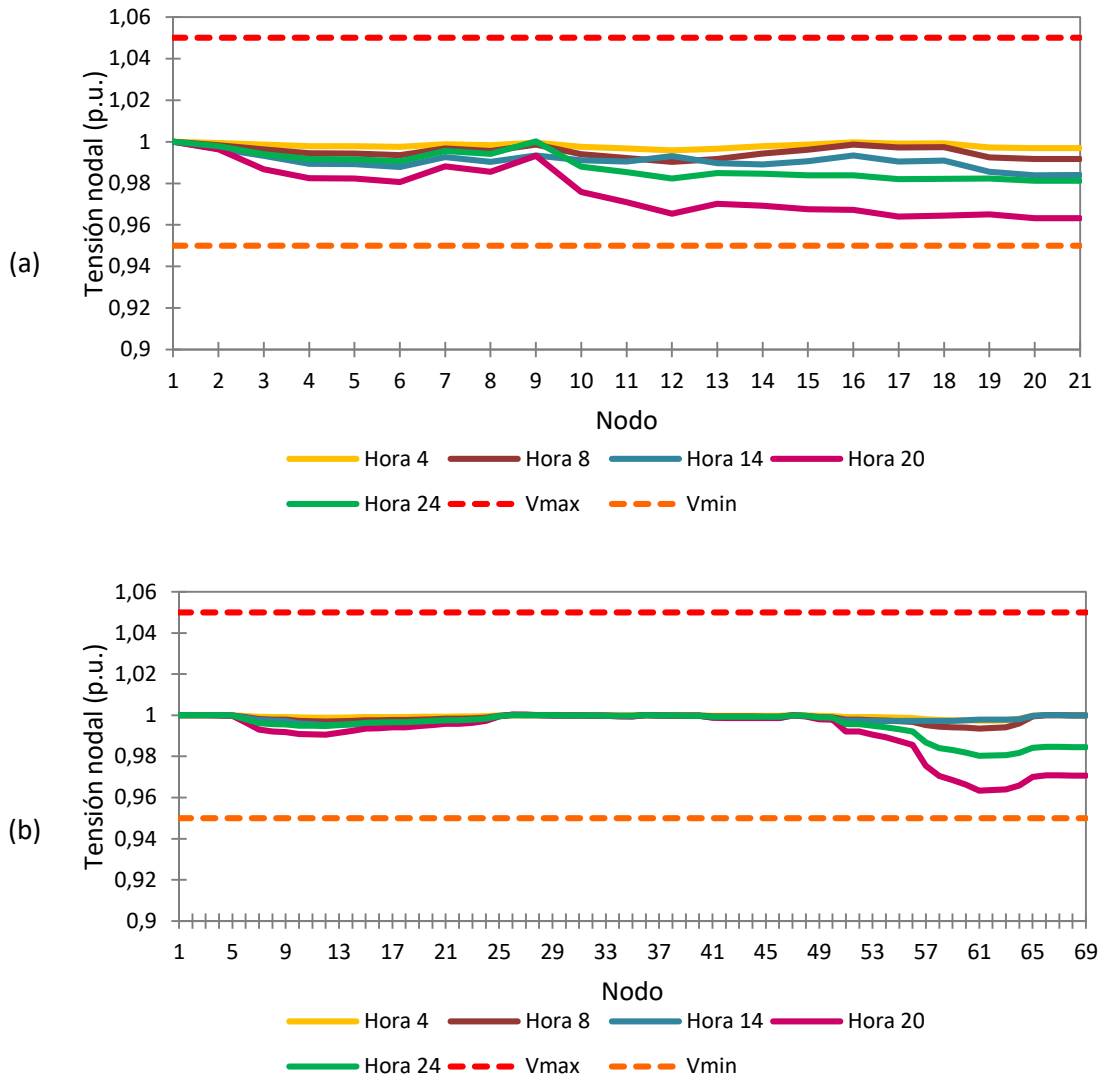
En la Figura 5.13 se muestra la comparación de las pérdidas de potencia de los escenarios base y optimizado, para cada uno de los sistemas de prueba y en todo el periodo de tiempo de 24 horas. La inclusión de los DG y su optimización de despacho de potencia permite en total para las 24 horas una reducción de pérdidas de potencia de 80,96% en el sistema de 21 nodos, y de 82,98% en el sistema de 69 nodos.

**Figura 5.13:** Comparación de las pérdidas de potencia de los escenarios base y optimizado para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



En la Figura 5.14 se muestran los perfiles de tensión nodal para cada uno de los sistemas de prueba, para los mismos 5 de los intervalos de tiempo de Figura 5.10, después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de pérdidas de potencia. En ambos sistemas de prueba se observa que, en todos los casos, los resultados obtenidos para tensiones nodales cumplen con los límites definidos como parte de las restricciones del sistema.

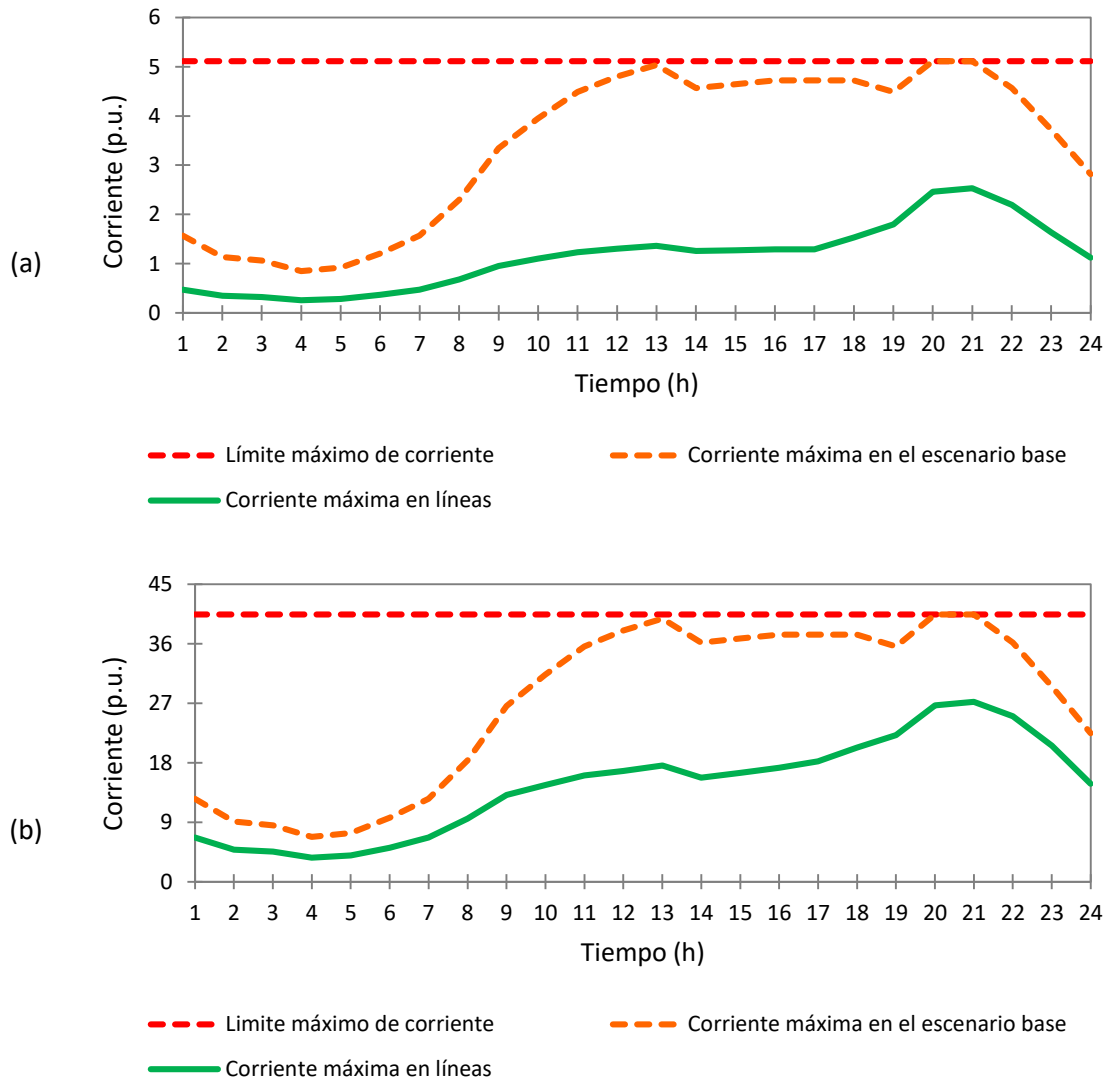
**Figura 5.14:** Perfiles de tensión nodal después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de pérdidas de potencia, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



En la Figura 5.15 se muestran las corrientes máximas (hora a hora) en las líneas de cada uno de los sistemas de prueba, después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de pérdidas de potencia. En ambos sistemas de prueba, se observa que las corrientes máximas en las líneas son inferiores, tanto a los límites de los escenarios de máxima demanda de potencia, como a las corrientes máximas calculadas para el escenario base. En el sistema de 21 nodos se logra

reducir la corriente de máxima de línea hasta en un 72,99% respecto a su escenario base (en la hora 13); y en el sistema de 69 nodos se logra una reducción hasta de 56,53% (en la hora 14).

**Figura 5.15:** Corrientes máximas en las líneas después de optimizar la MR DC con la función objetivo de minimización de pérdidas de potencia en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



### 5.3.2 Resultados del OPF en MR DC para 24 horas, minimizando el costo de la producción de energía

Puesto que se trabajó con los mismos sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, bajo las mismas condiciones de variación de demanda de potencia y de generación distribuida según la Tabla 5.26, los resultados de los escenarios base son los ya presentados en la sección 5.3.1.

En el Anexo I, se presentan los resultados de resolver el OPF en la MR DC para 24 horas, aplicando la estrategia ALO-AS con la función objetivo de minimización de costos de producción de energía y las restricciones descritas en las secciones 2.3.2 y 2.3.4.

En la Figura 5.16 se muestran las curvas de potencia que deben entregar cada uno de los DG; estas curvas fueron construidas a partir los resultados óptimos entregados por la estrategia ALO-AS, para garantizar los mínimos costos de producción de energía en el sistema. También se graficaron las

**Figura 5.16:** Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada y de potencia entregada por los GD, de la solución del OPF en MR DC minimizando costos de producción de energía para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.

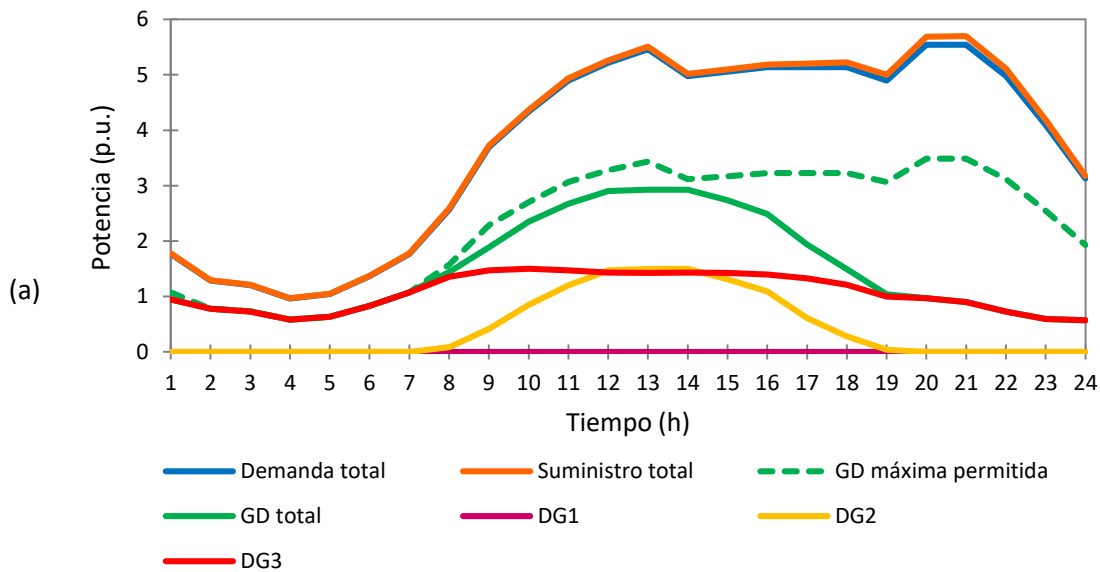
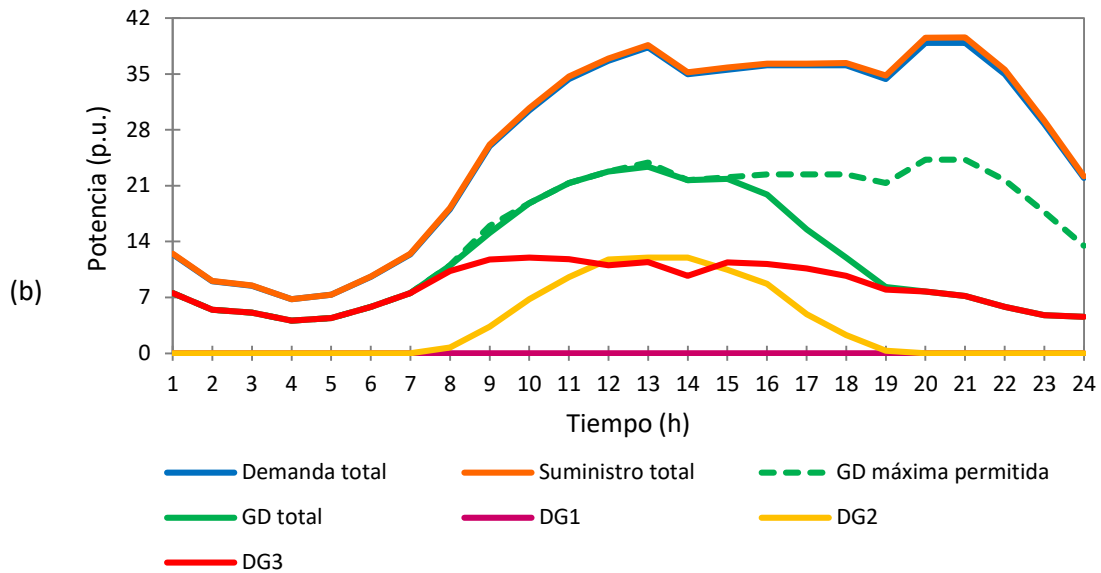




Figura 5.16: (continuación).



curvas de potencia máxima permitida y de potencia total entregada por los DG; Para ambos sistemas de prueba, se observa como el algoritmo de optimización sacó el máximo provecho a los DG entre las horas 1 y 19, tratando de acercar la curva de potencia total entregada por los DG a la de su máximo permitido. Así mismo, se observa que el DG1 (Diesel) no se utilizó puesto que es el que más costos de producción de energía implica para el sistema. Consecuente a esta optimización, también se observa como la curva de suministro total de potencia se aproxima más a la curva de demanda de potencia, lo que indica también hubo reducción pérdidas de potencia en el sistema.

La Tabla 5.28 presenta de izquierda a derecha: las horas de mayor demanda de potencia (donde hay mayores costos de producción de energía), el costo de producción de energía en el escenario base (Escenario base), el costo de producción de energía obtenido por el ALO-AS (Escenario optimizado), y finalmente el porcentaje de reducción de costos de producción de energía obtenidos por el ALO-AS con respecto al escenario base. Como se puede observar, los resultados se presentan para los dos sistemas de prueba utilizados.

**Tabla 5.28:** Costos de producción de energía en los sistemas de prueba en los escenarios base y optimizado, en las horas de mayor demanda de potencia del sistema.

Hora	Sistema de prueba de 21 nodos			Sistema de prueba de 69 nodos		
	Costos de producción de energía (COP)		Reducción de costos	Costos de producción de energía (COP)		Reducción de costos
	Escenario base	Escenario optimizado		Escenario base	Escenario optimizado	
13	3718937,83	1678200,11	54,87%	25856582,64	9894135,43	61,73%
17	3634777,68	2207230,02	39,27%	25286506,88	14064723,43	44,38%
20	3787215,30	3075133,30	18,80%	26327357,49	20705015,79	21,36%

En la Figura 5.17 se muestra la comparación de los costos de producción de energía de los escenarios base y optimizado, para cada uno de los sistemas de prueba y en todo el periodo de tiempo de 24 horas. La inclusión de los DG y su optimización de despacho de potencia, permite en total para las 24 horas una reducción de costos de producción de energía de 41,77% en el sistema de 21 nodos, y de 46,12% en el sistema de 69 nodos.

**Figura 5.17:** Comparación de los costos de producción de energía de los escenarios base y optimizado para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.

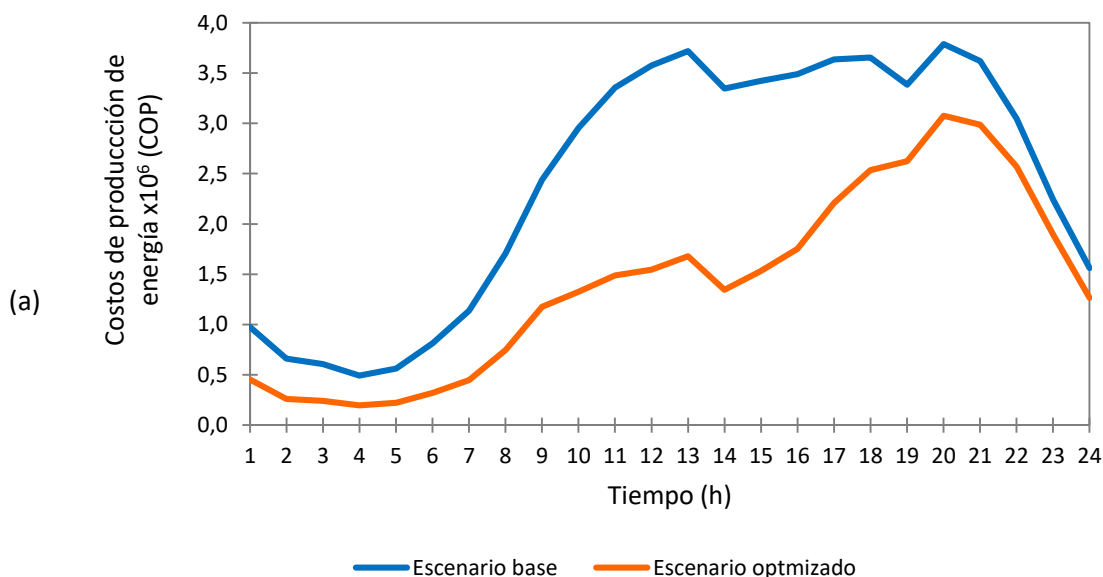
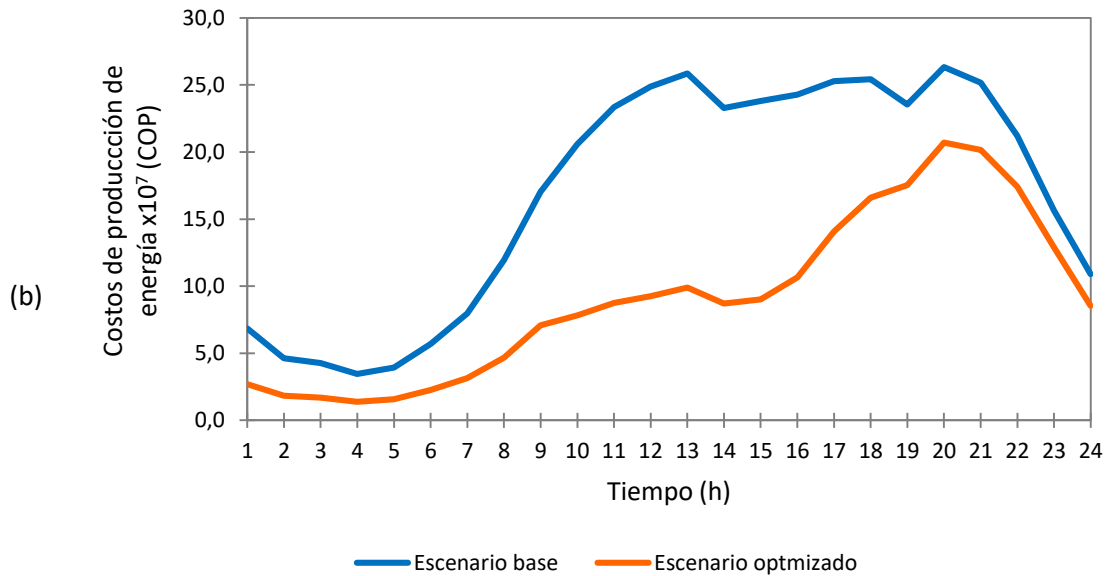


Figura 5.17: (continuación).



En la Figura 5.18 se muestran los perfiles de tensión nodal para cada uno de los sistemas de prueba, para los mismos 5 de los intervalos de tiempo de Figura 5.10, después de optimizar el sistema con

Figura 5.18: Perfiles de tensión nodal después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de costos de producción de energía, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.

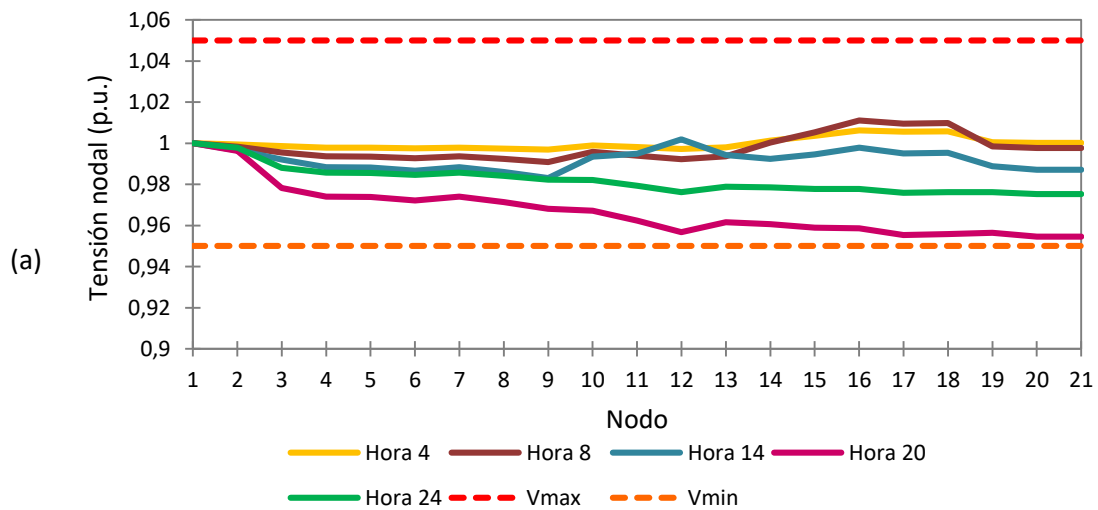
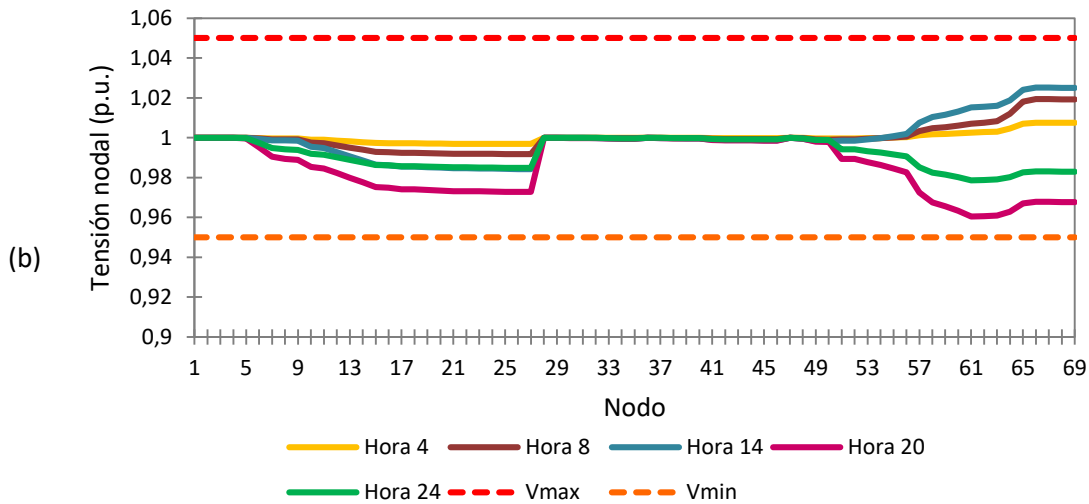


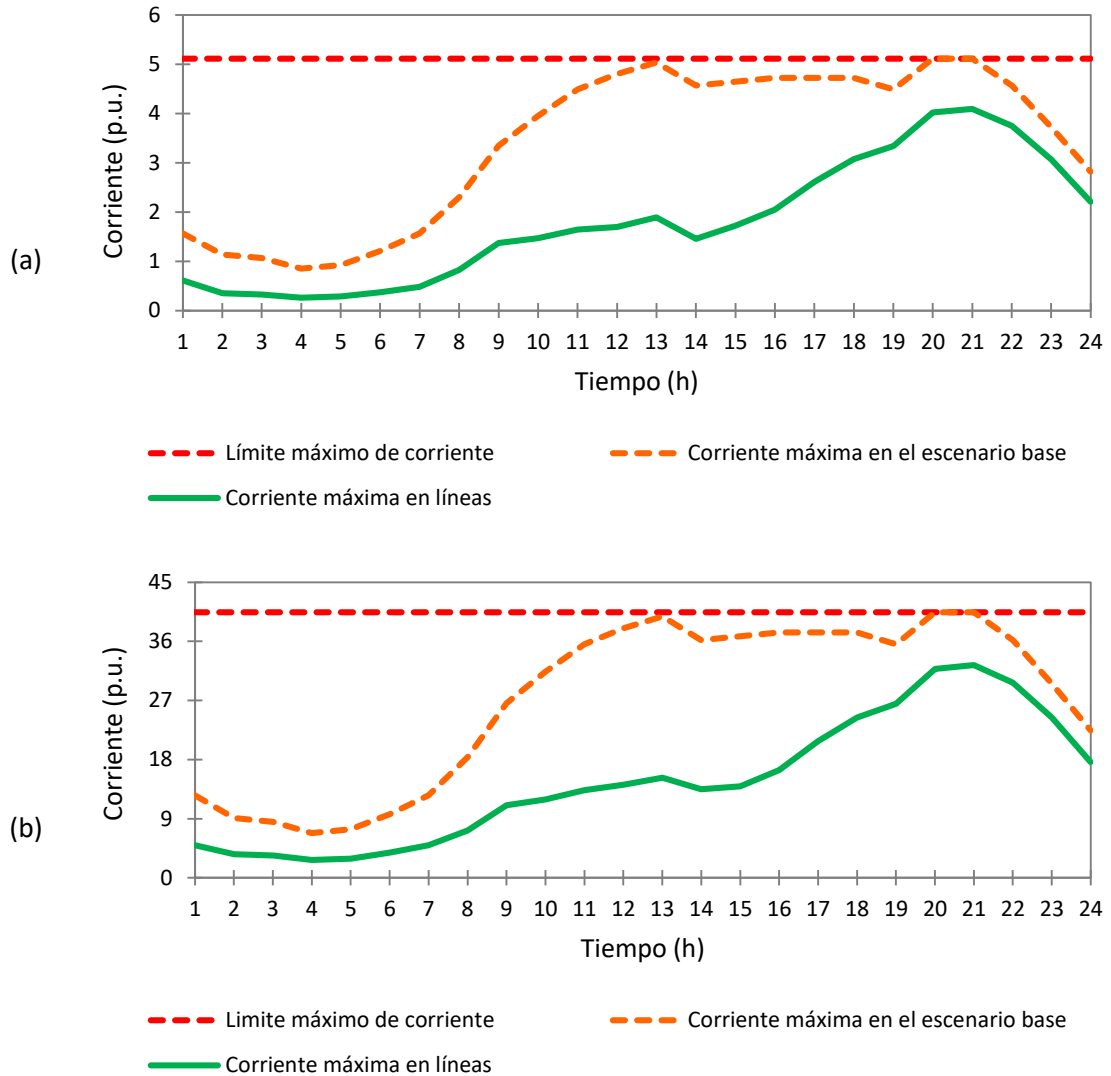
Figura 5.18: (continuación).



la función objetivo de minimización de costos de producción de energía. En ambos sistemas de prueba se observa que, en todos los casos, los resultados obtenidos para tensiones nodales cumplen con los límites definidos como parte de las restricciones del sistema.

En la Figura 5.19 se muestran las corrientes máximas (hora a hora) en las líneas de cada uno de los sistemas de prueba, después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de costos de producción de energía. En ambos sistemas de prueba, se observa que las corrientes máximas en las líneas son inferiores, tanto a los límites de los escenarios de máxima demanda de potencia, como a las corrientes máximas calculadas para el escenario base. En el sistema de 21 nodos se logra reducir la corriente de máxima de línea hasta en un 69,33% respecto a su escenario base (en la hora 7); y en el sistema de 69 nodos se logra una reducción hasta de 62,76% (en la hora 12).

**Figura 5.19:** Corrientes máximas en las líneas después de optimizar la MR DC con la función objetivo de minimización de costos de producción de energía en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



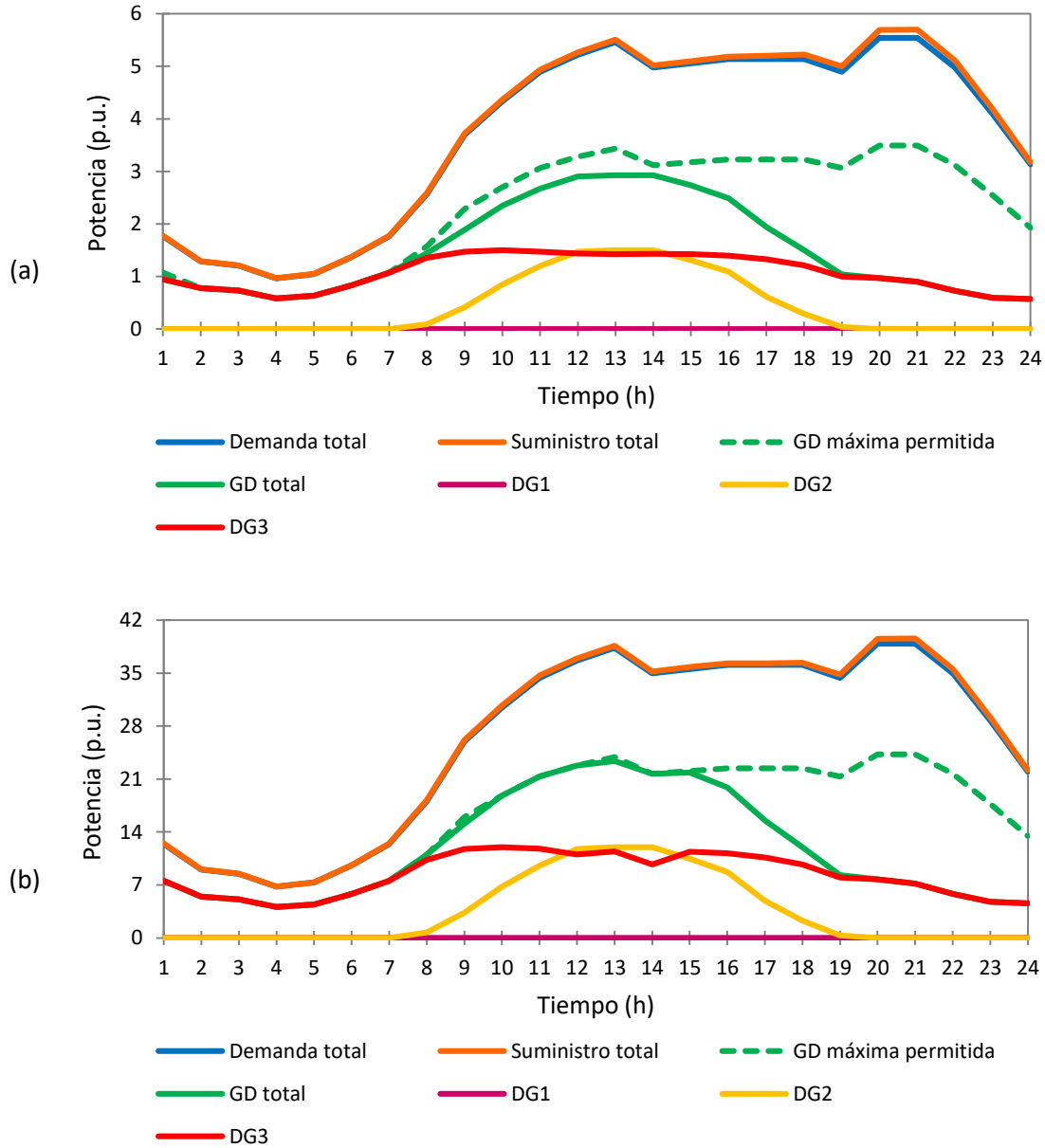
### **5.3.3 Resultados del OPF en MR DC para 24 horas, minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por los DG de la MR**

Puesto que se trabajó con los mismos sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, bajo las mismas condiciones de variación de demanda de potencia y de generación distribuida según la Tabla 5.26, los resultados de los escenarios base son los ya presentados en la sección 5.3.1. Adicionalmente, para el nodo slack se consideró un coeficiente de emisiones de CO<sub>2</sub> igual a 0,0001 tonCO<sub>2</sub>/kWh, por lo cual en el escenario base hay unas emisiones mínimas de CO<sub>2</sub> asociadas a operaciones térmicas; de este modo, el DG1 es el principal generador de emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema.

En el Anexo J, se presentan los resultados de resolver el OPF en la MR DC para 24 horas, aplicando la estrategia ALO-AS con la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> y las restricciones descritas en las secciones 2.3.3 y 2.3.4.

En la Figura 5.20 se muestran las curvas de potencia que deben entregar cada uno de los DG; Estas curvas fueron construidas a partir los resultados óptimos entregados por la estrategia ALO-AS, para garantizar las mínimas emisiones de CO<sub>2</sub> en el sistema. También se graficaron las curvas de potencia máxima permitida y de potencia total entregada por los DG; Para ambos sistemas de prueba, se observa como el algoritmo de optimización sacó el máximo provecho a los DG entre las horas 1 y 19, tratando de acercar la curva de potencia total entregada por los DG a la de su máximo permitido. Así mismo, se observa que en DG1 (Diesel) no se utilizó puesto que es el que más emisiones de CO<sub>2</sub> implica para el sistema. Consecuente a esta optimización, también se observa como la curva de suministro total de potencia se aproxima más a la curva de demanda de potencia, lo que indica también hubo reducción pérdidas de potencia en el sistema.

**Figura 5.20:** Curvas de demanda total de potencia, de potencia total suministrada y de potencia entregada por los GD, de la solución del OPF en MR DC minimizando emisiones de CO<sub>2</sub> para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



La Tabla 5.29 presenta de izquierda a derecha: las horas de mayor demanda de potencia (donde hay mayores emisiones de CO<sub>2</sub>), las emisiones de CO<sub>2</sub> en el escenario base (Escenario base), las emisiones de CO<sub>2</sub> obtenidas por el ALO-AS (Escenario optimizado), y finalmente el porcentaje de

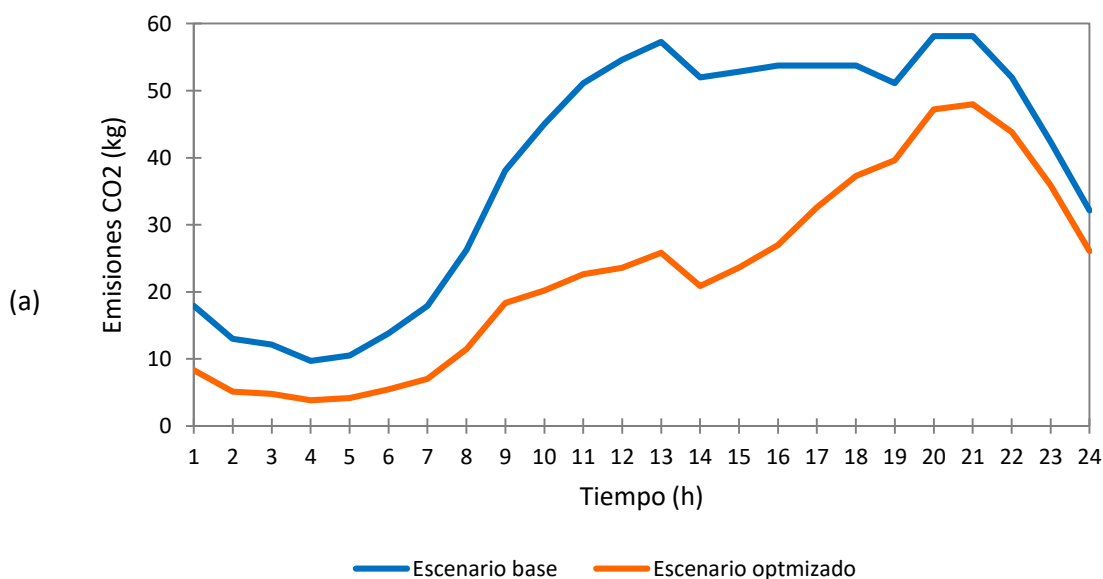
reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> obtenidas por el ALO-AS con respecto al escenario base. Como se puede observar, los resultados se presentan para los dos sistemas de prueba utilizados.

**Tabla 5.29:** Emisiones de CO<sub>2</sub> en los sistemas de prueba en los escenarios base y optimizado, en las horas de mayor demanda de potencia del sistema.

Hora	Sistema de prueba de 21 nodos			Sistema de prueba de 69 nodos		
	Emisiones de CO <sub>2</sub> (kg)		Reducción de Emisiones de CO <sub>2</sub>	Emisiones de CO <sub>2</sub> (kg)		Reducción de Emisiones de CO <sub>2</sub>
	Escenario base	Escenario optimizado		Escenario base	Escenario optimizado	
13	57,2729	25,8448	54,87%	398,1998	152,3729	61,73%
17	53,7377	32,6324	39,27%	373,8436	207,9373	44,38%
20	58,1603	47,2249	18,80%	404,3098	317,9673	21,36%

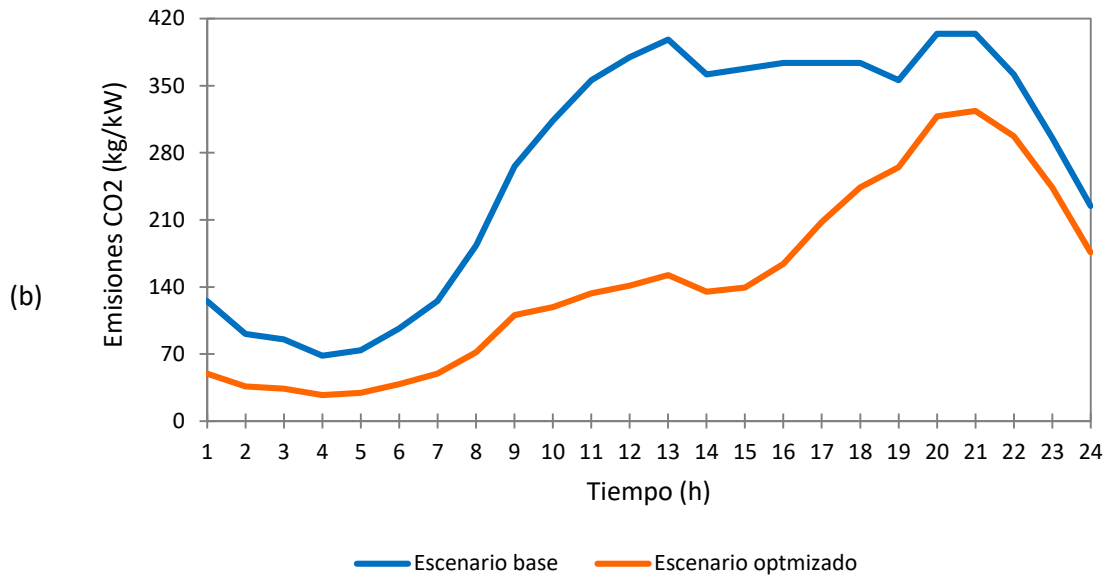
En la Figura 5.21 se muestra la comparación de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los escenarios base y optimizado, para cada uno de los sistemas de prueba y en todo el periodo de tiempo de 24 horas. La inclusión de los DG y su optimización de despacho de potencia permite en total para las 24 horas una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 41,46% en el sistema de 21 nodos, y de 45,71% en el sistema de 69 nodos.

**Figura 5.21:** Comparación de las emisiones de CO<sub>2</sub> de los escenarios base y optimizado para el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.





**Figura 5.21:** (continuación).



En la Figura 5.22 se muestran los perfiles de tensión nodal para cada uno de los sistemas de prueba, para los mismos 5 de los intervalos de tiempo de Figura 5.10, después de optimizar el sistema con

**Figura 5.22:** Perfiles de tensión nodal después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>, para 5 de los intervalos de tiempo, en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.

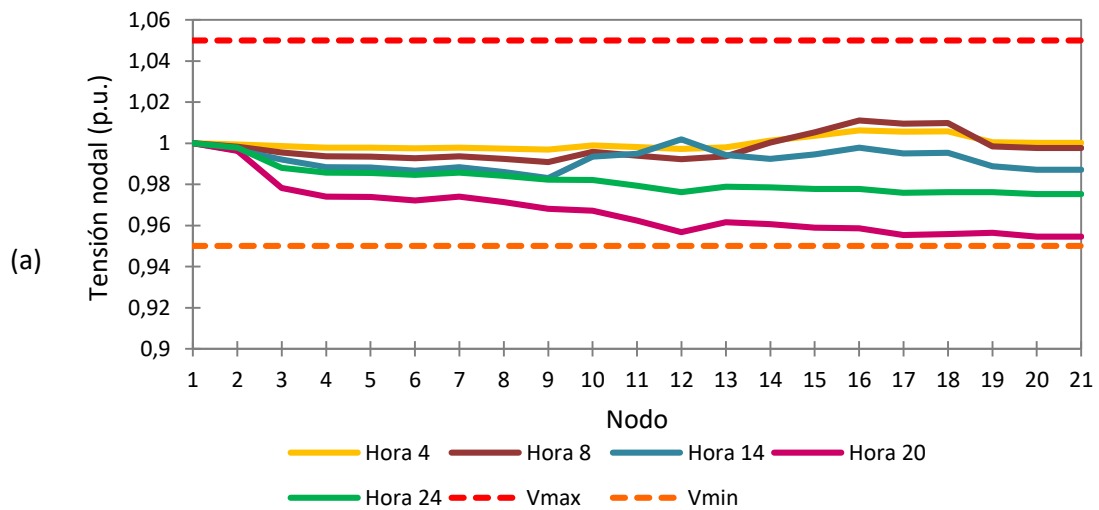
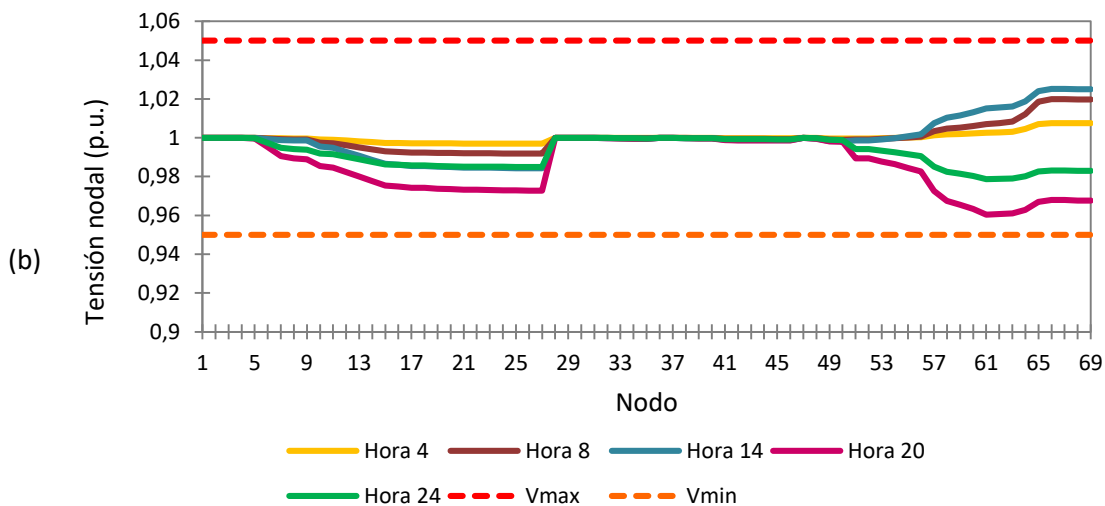


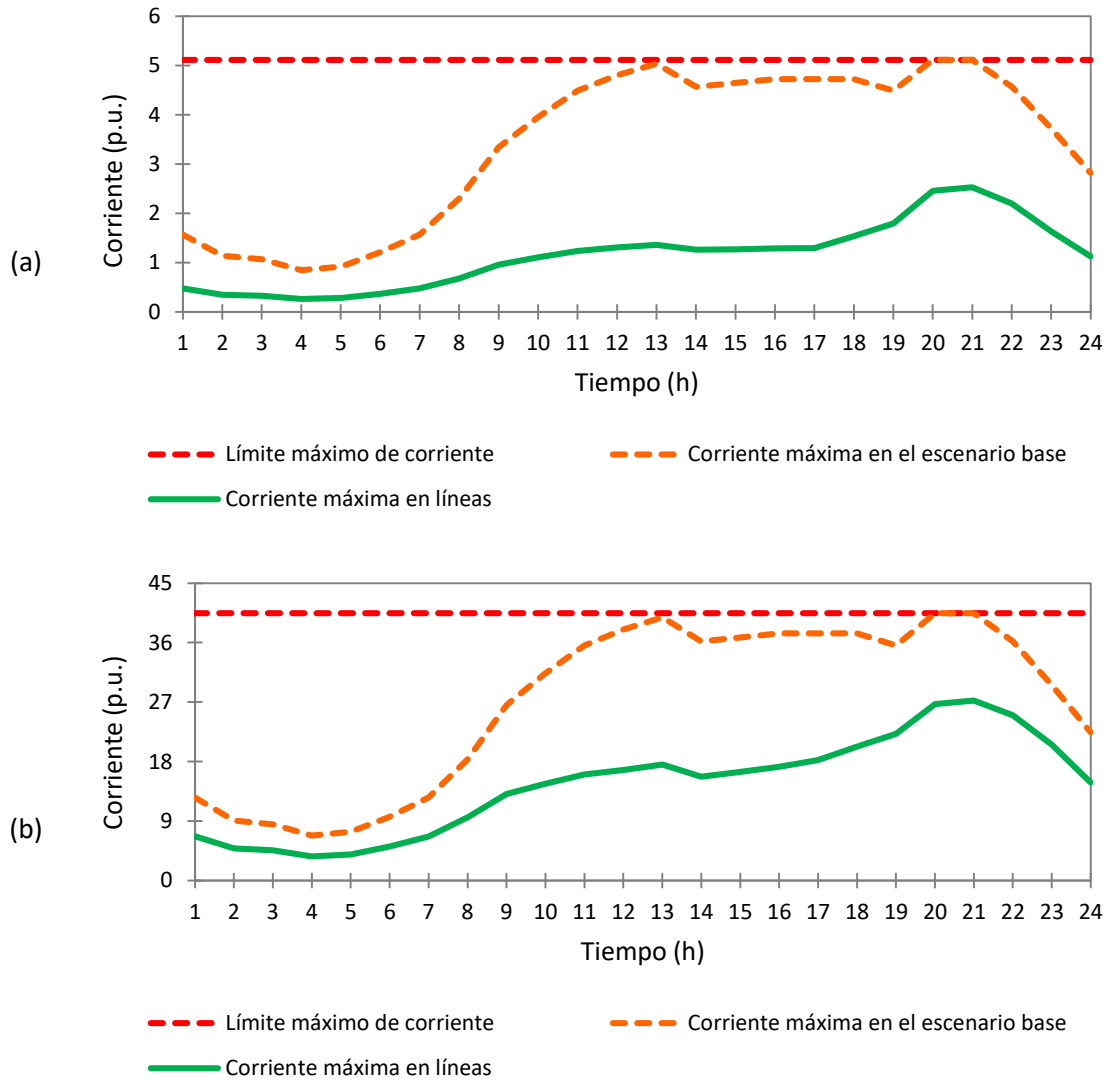
Figura 5.22: (continuación).



la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>. En ambos sistemas de prueba se observa que, en todos los casos, los resultados obtenidos para tensiones nodales cumplen con los límites definidos como parte de las restricciones del sistema.

En la Figura 5.23 se muestran las corrientes máximas (hora a hora) en las líneas de cada uno de los sistemas de prueba, después de optimizar el sistema con la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub>. En ambos sistemas de prueba, se observa que las corrientes máximas en las líneas son inferiores, tanto a los límites de los escenarios de máxima demanda de potencia, como a las corrientes máximas calculadas para el escenario base. En el sistema de 21 nodos se logra reducir la corriente de máxima de línea hasta en un 69,34% respecto a su escenario base (en la hora 7); y en el sistema de 69 nodos se logra una reducción hasta de 62,77% (en la hora 12).

**Figura 5.23:** Corrientes máximas en las líneas después de optimizar la MR DC con la función objetivo de minimización de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sistema de prueba de: (a) 21 nodos y (b) 69 nodos.



## 6. Conclusiones

En este trabajo se propuso y se verificó en escenarios de prueba tomados de la literatura especializada, diferentes estrategias de solución híbridas basadas en algoritmos de optimización metaheurísticos, para el despacho óptimo de potencia; las cuales fueran aplicables en cualquier topología de microrred DC, considerando la variación en la demanda de potencia y en la generación distribuida a base de energía solar y eólica, para un horizonte de 24 horas. Siendo importante mencionar que todas las estrategias híbridas fueron basadas en una metodología maestro-esclavo, donde la etapa maestra es encargada de solucionar el problema de flujo de potencia óptimo; mientras que la etapa esclava se encargó del problema de flujo de potencia, evaluando la función objetivo y el conjunto de restricciones para cada posible solución propuesta por la etapa maestra.

Inicialmente, se plantearon los modelos matemáticos para los problemas de flujo de potencia y de flujo óptimo de potencia en una microrred DC. Para resolver el flujo de potencia y obtener las variables del sistema (corriente en las líneas y tensiones nodales), se utilizaron cinco sistemas de prueba: cuatro radiales de 10, 21, 33 y 69 nodos, y uno mallado de 10 nodos. En estos sistemas se validaron cinco métodos de solución para el problema de flujo de carga: Gauss-Jacobi (GJ), Gauss-Seidel (GS), Newton-Raphson (NR), aproximaciones sucesivas (AS) y linealización por series de Taylor (LST). Del análisis de los resultados obtenidos, se identificó que el método de mejor desempeño en cuanto a exactitud de la solución y menor tiempo de procesamiento computacional fue el de AS, por lo que se escogió para brindar solución a la etapa esclava, dentro de la estrategia de solución híbrida.

Para el problema de flujo de potencia (PF), en la sección 2.1 se explicó el modelo matemático que describe la microrred DC, y a partir de la revisión del estado del arte se seleccionaron los sistemas de prueba descritos en el Capítulo 4, así como los métodos de solución que se presentaron en la

sección 3.1. En la selección de los sistemas de prueba se tuvieron en cuenta estructuras radiales y malladas, de modo que permitieran determinar el mejor método de solución en términos de convergencia numérica y tiempo de procesamiento para cualquier configuración de microrred DC. Los métodos de solución se escogieron porque se basan programación secuencial, eliminando la necesidad de programarlos en software especializado, reduciendo así la complejidad y los costos de implementación. En este trabajo el software utilizado para la programación de los algoritmos fue MATLAB R2015a.

Para comparar el rendimiento en términos de calidad de la solución y tiempo de procesamiento de los métodos de solución de PF, se seleccionó el método NR como el caso de referencia puesto que se demostró su convergencia en un trabajo previo, tanto para redes radiales como malladas. Como criterios de comparación se utilizaron el error promedio de voltajes nodales, el tiempo promedio de procesamiento y el error en las pérdidas de potencia. En los resultados se obtuvo que en todos los métodos las diferencias entre errores promedio de tensiones nodales estaban en un orden igual o menor a  $10^{-7}$ , y las diferencias entre errores promedio de pérdidas de potencia estaban en un orden menor a  $10^{-3}$ ; de acuerdo a esto se puede concluir que todos los métodos estudiados son adecuados para resolver el PF en microrredes DC, desde el punto de vista de calidad de solución (convergencia). Sin embargo, el AS logró disminuir los tiempos de procesamiento en más del 75 % respecto a los tiempos empleados por NR para todos los sistemas de prueba. De acuerdo a lo anterior, el método de AS se escogió como el de mejor desempeño para resolver el flujo de potencia en una microrred DC de cualquier tamaño y de configuración radial o mallada.

Para determinar la configuración de despacho óptimo de potencia que permiten mejorar las condiciones técnico-económicas de la microrred DC, se utilizaron los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos y se probaron cuatro métodos de optimización: enjambre de partículas (PSO), algoritmo genético continuo (CGA), basado en agujero negro (BHO) y de hormiga leona (ALO); con estos métodos se utilizaron tres funciones objetivo: reducción de pérdidas de potencia, reducción de costos de producción de energía y reducción de emisiones de  $\text{CO}_2$ . De los resultados se determinó que el método de mejor desempeño en cuanto a mejores valores de las funciones objetivo y menor tiempo de procesamiento computacional fue el de ALO, por lo que se escogió para la etapa maestra de la estrategia de solución. Por último, con la estrategia híbrida escogida,

la ALO-AS, se verificó la optimización de los sistemas de prueba de 21 y de 69 nodos, considerando la variación en la demanda de potencia y en la generación distribuida a base de energía solar y eólica, para un horizonte de 24 horas.

Para el problema de flujo de potencia óptimo (OPF) en microrred DC en un periodo de una hora, en la sección 2.2 se explicó el modelo matemático incluyendo 3 funciones objetivo y sus respectivas restricciones. Las funciones objetivo escogidas fueron: reducción de pérdidas de potencia, reducción de costos de producción de energía y reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. De la revisión del estado del arte se seleccionaron los métodos de optimización que se presentaron en la sección 3.2: PSO, CGA, BHO y ALO. Para la solución del OPF se propuso una estrategia maestro-esclavo, empleando dentro de la etapa maestra cada uno de los métodos de optimización para determinar la configuración óptima de inyección de potencia para cada DG; mientras que en la etapa esclava se utilizó el método de AS para evaluar el flujo de potencia en la red DC. Los sistemas de prueba utilizados fueron los de 21 y de 69 nodos, con una penetración del 60% de la generación distribuida entregada por el nodo slack en un escenario base sin generación distribuida. En cada sistema de prueba se utilizaron tres generadores distribuidos para optimizar la microrred DC: el DG1 con Diesel, el DG2 con energía solar, y el DG3 con energía eólica.

Se comparó el rendimiento de las metodologías híbridas propuestas CGA-AS, PSO-AS, BHO-AS y ALO-AS, en términos del mejor valor en términos de función objetivo y tiempos de procesamiento. De los resultados de la solución del OPF, minimizando las pérdidas de potencia, se encontró que las estrategias ALO-AS y PSO-AS lograron reducciones de pérdidas de potencia del 89,6% y del 96,3%, respecto al escenario base de los sistemas de 21 y de 69 nodos. El ALO-AS logró obtener dicho valor utilizando un 35,8% menos del tiempo de procesamiento del PSO-AS, en el sistema de 21 nodos, y un 27,8% menos del tiempo empleado en el sistema de 69 nodos. En la solución del OPF minimizando los costos de producción de energía, se encontró que las estrategias ALO-AS y PSO-AS lograron reducciones de costos del 49,2% y del 53,0% respecto al escenario base de los sistemas de 21 y de 69 nodos; sin embargo, el ALO-AS lo hizo utilizando en promedio un 50,3% menos del tiempo de procesamiento respecto a las otras estrategias de solución en el sistema de 21 nodos, y un 37,1% menos del tiempo promedio empleado por las otras estrategias en el sistema de 69 nodos. En la solución del OPF minimizando las emisiones de CO<sub>2</sub> se encontró que todas las

estrategias de optimización lograron valores similares de emisiones de CO<sub>2</sub>, con diferencias entre sí de menos del 0,1%; pero el ALO-AS lo hizo utilizando en promedio un 49,0% menos del tiempo de procesamiento respecto a las otras estrategias de solución en el sistema de 21 nodos, y un 39,9% menos del tiempo promedio empleado por las otras estrategias en el sistema de 69 nodos. Por todo lo anterior, se concluyó que la estrategia ALO-AS fue la de mejor desempeño en todos los casos de optimización (diferentes funciones objetivo-empleadas), para los diferentes tamaños de red utilizadas.

Para el problema de OPF en microrredes DC en un periodo de 24 horas, en la sección 2.3 se explicó el modelo matemático adaptando las 3 funciones objetivo y las restricciones presentadas en la sección 2.4, para aplicarlas al modelo matemático del OPF para 24 horas. Para la solución del OPF se utilizó la estrategia ALO-AS por los excelentes resultados obtenidos al resolver el OPF en una hora de operación. Los sistemas de prueba utilizados también fueron los de 21 y de 69 nodos, con una penetración del 60% de la generación distribuida entregada por el nodo slack en un escenario base sin generación distribuida. Igual que en la solución del OPF en una hora, en cada sistema de prueba se utilizaron 3 generadores distribuidos para optimizar la microrred DC: el DG1 con Diesel, el DG2 con energía solar, y el DG3 con energía eólica. Adicionalmente, en cada sistema de prueba se consideraron variaciones en la potencia entregada por la generación distribuida, en la demanda de potencia del sistema y en los costos de producción de energía; esto para cada intervalo de tiempo (una hora) en un periodo de 24 horas.

Para evaluar el desempeño de la estrategia ALO-AS en la solución del OPF para 24 horas, se obtuvieron resultados para cada sistema de prueba en un escenario sin generación distribuida (escenario base). Estos resultados incluyeron las pérdidas totales de potencia, los costos totales de producción de energía y las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, en el periodo de 24 horas; así mismo se obtuvieron los perfiles de voltajes nodales y las corrientes máximas de línea, hora a hora, durante el periodo de 24 horas.

La inclusión de los DG y su optimización de despacho de potencia (escenario optimizado) para 24 horas mediante la estrategia ALO-AS, permitió obtener los siguientes resultados: en la solución del OPF minimizando las pérdidas de potencia el ALO-AS logró reducciones de pérdidas de potencia

del 80,96% y del 82,98% respecto a los escenarios base de los sistemas de 21 y de 69 nodos respectivamente; los perfiles de tensiones nodales fueron corregidos por el ALO-AS durante la optimización, puesto que en los escenarios base sobrepasaron los límites de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal en las horas de mayor demanda de potencia del sistema; las corrientes máximas de línea se redujeron hasta en un 72,99% en el sistema de 21 nodos, y en un 56,53% en el sistema de 69 nodos, cumpliendo con las restricciones propias del sistema. En la solución del OPF minimizando los costos de producción de energía el ALO-AS logró reducciones de costos del 41,77% y del 46,12% respecto al escenario base de los sistemas de 21 y de 69 nodos respectivamente; los perfiles de tensiones nodales también fueron corregidos por el ALO-AS durante la optimización, puesto que en los escenarios base sobrepasaron los límites de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal en las horas de mayor demanda de potencia del sistema; las corrientes máximas de línea se redujeron hasta en un 69,33% en el sistema de 21 nodos, y en un 62,76% en el sistema de 69 nodos, cumpliendo con las restricciones propias del sistema. En la solución del OPF minimizando las emisiones de CO<sub>2</sub> el ALO-AS logró reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> del 41,46% y del 45,71% respecto a los escenarios base de los sistemas de 21 y de 69 nodos respectivamente; los perfiles de tensiones nodales fueron corregidos por el ALO-AS durante la optimización, puesto que en los escenarios base sobrepasaron los límites de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal en las horas de mayor demanda de potencia del sistema; las corrientes máximas de línea se redujeron hasta en un 69,34% en el sistema de 21 nodos, y en un 62,77% en el sistema de 69 nodos, cumpliendo con las restricciones propias del sistema.

Finalmente, queda verificado que la estrategia ALO-AS permite la solución eficiente del despacho óptimo de potencia para microrredes DC en un periodo de tiempo de 24 horas, considerando la variación de generación distribuida y de demanda de potencia, con diferentes funciones objetivo, y para diferentes tamaños y configuraciones de la microrred DC.

## 6.1 Recomendaciones

Como una posible acción de mejora de los resultados del presente trabajo, se recomienda revisar y depurar los algoritmos y la programación de los modelos matemáticos y sus respectivas estrategias de solución, así como probar herramientas de procesamiento en paralelo que permitan mejorar la efectividad de los métodos de solución en términos de tiempo de procesamiento. También se podría considerar el análisis de la complejidad teórica para los métodos de solución,



tanto para el flujo de potencia como del despacho óptimo de potencia, para luego compararlo con la simulación y mejorar el análisis computacional de estos métodos.

Para trabajos futuros se puede estudiar la aplicación de la estrategia ALO-AS y de otras estrategias híbridas para la ubicación óptima y el dimensionamiento de los recursos energéticos distribuidos, como la generación renovable y los sistemas de almacenamiento de energía, en una microrred DC. Así mismo se propone se propone considerar funciones multi-objetivo, combinando funciones de tipo técnico, económico y ambiental, para los modelos matemáticos de los problemas de OPF en la MR DC.

También se puede utilizar las metodologías híbridas propuestas en este trabajo en aplicaciones de control de una microrred DC, para determinar el punto de ajuste de los controladores en función de las condiciones de operación de las cargas y de los recursos energéticos distribuidos.

## A. Resultados de los métodos de solución del problema de PF en MR DC para el sistema de prueba radial de 10 nodos.

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
1	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000
2	0,983429492	0,983429495	0,983429494	0,983429492	0,983429492
3	0,981030463	0,981030466	0,981030465	0,981030463	0,981030463
4	0,981798881	0,981798884	0,981798883	0,981798881	0,981798881
5	0,982714712	0,982714714	0,982714714	0,982714712	0,982714712
6	0,981360772	0,981360776	0,981360775	0,981360772	0,981360772
7	0,980665875	0,980665879	0,980665878	0,980665875	0,980665875
8	0,981307876	0,981307879	0,981307878	0,981307876	0,981307876
9	0,979737055	0,979737058	0,979737057	0,979737055	0,979737055
10	0,979854637	0,979854640	0,979854640	0,979854637	0,979854637
<b>Iteraciones promedio</b>	4	864	439	6	3
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$3,599 \times 10^{-4}$	$5,590 \times 10^{-3}$	$2,867 \times 10^{-3}$	$8,556 \times 10^{-5}$	$1,269 \times 10^{-4}$

Convenciones: NR: Newton-Raphson, GJ: Gauss-Jacobi, GS: Gauss-Seidel, AS: Aproximaciones sucesivas, LST: Linealización por series de Taylor.

## B. Resultados de los métodos de solución del problema de PF en MR DC para el sistema de prueba radial de 21 nodos.

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
1	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000
2	0,996276133	0,996276133	0,996276133	0,996276133	0,996276133
3	0,999870879	0,999870879	0,999870878	0,999870879	0,999870879
4	0,999651190	0,999651189	0,999651189	0,999651190	0,999651190
5	0,999399038	0,999399038	0,999399037	0,999399038	0,999399038
6	1,001484468	1,001484468	1,001484467	1,001484468	1,001484468
7	1,001624231	1,001624231	1,001624230	1,001624231	1,001624231
8	0,999093938	0,999093938	0,999093937	0,999093938	0,999093938
9	1,007342248	1,007342248	1,007342247	1,007342248	1,007342248
10	0,997448213	0,997448213	0,997448212	0,997448213	0,997448213
11	0,993493968	0,993493968	0,993493967	0,993493968	0,993493968
12	0,988057035	0,988057035	0,988057034	0,988057035	0,988057035
13	0,994278457	0,994278456	0,994278455	0,994278457	0,994278457
14	1,002291131	1,002291130	1,002291129	1,002291131	1,002291131
15	1,002793986	1,002793985	1,002793983	1,002793986	1,002793986
16	1,001885027	1,001885026	1,001885024	1,001885027	1,001885027
17	1,005051035	1,005051034	1,005051032	1,005051035	1,005051035
18	0,999128625	0,999128624	0,999128622	0,999128625	0,999128625
19	1,006238881	1,006238881	1,006238879	1,006238881	1,006238881
20	1,007988901	1,007988900	1,007988898	1,007988901	1,007988901
21	1,007947304	1,007947303	1,007947302	1,007947304	1,007947304
Iteraciones promedio	4	819	381	6	3
Tiempo promedio (s)	$6,500 \times 10^{-4}$	$1,043 \times 10^{-2}$	$4,913 \times 10^{-3}$	$1,029 \times 10^{-4}$	$1,676 \times 10^{-4}$

Convenciones: NR: Newton-Raphson, GJ: Gauss-Jacobi, GS: Gauss-Seidel, AS: Aproximaciones sucesivas, LST: Linealización por series de Taylor.

## C. Resultados de los métodos de solución del problema de PF en MR DC para el sistema de prueba radial de 33 nodos.

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
1	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000
2	0,997785108	0,997785109	0,997785108	0,997785108	0,997785108
3	0,987362917	0,987362920	0,987362918	0,987362917	0,987362917
4	0,982002388	0,982002394	0,982002391	0,982002388	0,982002388
5	0,976711264	0,976711272	0,976711268	0,976711264	0,976711264
6	0,965654321	0,965654334	0,965654328	0,965654321	0,965654321
7	0,964328166	0,964328179	0,964328173	0,964328166	0,964328166
8	0,954418895	0,954418914	0,954418905	0,954418895	0,954418895
9	0,949801705	0,949801727	0,949801716	0,949801705	0,949801705
10	0,945549593	0,945549618	0,945549606	0,945549593	0,945549593
11	0,944823617	0,944823642	0,944823630	0,944823617	0,944823617
12	0,943552344	0,943552370	0,943552358	0,943552344	0,943552344
13	0,93915019	0,939150219	0,939150205	0,939150190	0,939150190
14	0,937741959	0,937741988	0,937741974	0,937741959	0,937741959
15	0,936677146	0,936677176	0,936677161	0,936677146	0,936677146
16	0,935630796	0,935630826	0,935630811	0,935630796	0,935630796
17	0,934339294	0,934339325	0,934339310	0,934339294	0,934339294
18	0,933899159	0,933899189	0,933899174	0,933899159	0,933899159
19	0,997414955	0,997414956	0,997414955	0,997414955	0,997414955
20	0,994866776	0,994866776	0,994866776	0,994866776	0,994866776
21	0,994404199	0,994404200	0,994404199	0,994404199	0,994404199
22	0,994003727	0,994003728	0,994003728	0,994003727	0,994003727
23	0,984689388	0,984689391	0,984689389	0,984689388	0,984689388
24	0,979880498	0,979880502	0,979880500	0,979880498	0,979880498
25	0,977494569	0,977494573	0,977494571	0,977494569	0,977494569
26	0,964430494	0,964430507	0,964430501	0,964430494	0,964430494
27	0,962827452	0,962827465	0,962827459	0,962827452	0,962827452
28	0,957265865	0,957265879	0,957265872	0,957265865	0,957265865

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
<b>29</b>	0,953356916	0,953356931	0,953356924	0,953356916	0,953356916
<b>30</b>	0,951288687	0,951288703	0,951288696	0,951288687	0,951288687
<b>31</b>	0,948595856	0,948595872	0,948595864	0,948595856	0,948595856
<b>32</b>	0,948044105	0,948044122	0,948044113	0,948044105	0,948044105
<b>33</b>	0,947909434	0,947909452	0,947909443	0,947909434	0,947909434
<b>Iteraciones promedio</b>	5	4562	2384	8	4
<b>Tiempo promedio (s)</b>	$1,230 \times 10^{-3}$	0,1089	$5,747 \times 10^{-2}$	$1,660 \times 10^{-4}$	$2,876 \times 10^{-4}$

Convenciones: NR: Newton-Raphson, GJ: Gauss-Jacobi, GS: Gauss-Seidel, AS: Aproximaciones sucesivas, LST: Linealización por series de Taylor.

## D. Resultados de los métodos de solución del problema de PF en MR DC para el sistema de prueba radial de 69 nodos.

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
1	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000
2	0,999987387	0,999987387	0,999987387	0,999987387	0,999987387
3	0,999974774	0,999974774	0,999974774	0,999974774	0,999974774
4	0,999940367	0,999940367	0,999940367	0,999940367	0,999940367
5	0,999561031	0,999561034	0,999561033	0,999561031	0,999561031
6	0,993103504	0,993103544	0,993103527	0,993103504	0,993103504
7	0,986387548	0,986387627	0,986387593	0,986387548	0,986387548
8	0,984785883	0,984785971	0,984785933	0,984785883	0,984785883
9	0,983966662	0,983966756	0,983966715	0,983966662	0,983966662
10	0,980423523	0,980423630	0,980423583	0,980423523	0,980423523
11	0,979647019	0,979647129	0,979647081	0,979647019	0,979647019
12	0,977353108	0,977353229	0,977353177	0,977353108	0,977353108
13	0,974985295	0,974985433	0,974985373	0,974985295	0,974985295
14	0,972638745	0,972638900	0,972638832	0,972638745	0,972638745
15	0,970315022	0,970315194	0,970315120	0,970315022	0,970315022
16	0,969883223	0,969883398	0,969883322	0,969883223	0,969883223
17	0,969169298	0,969169479	0,969169401	0,969169298	0,969169298
18	0,969162151	0,969162332	0,969162254	0,969162151	0,969162151
19	0,968790548	0,968790731	0,968790652	0,968790548	0,968790548
20	0,968551661	0,968551844	0,968551765	0,968551661	0,968551661
21	0,968166378	0,968166563	0,968166482	0,968166378	0,968166378
22	0,968160873	0,968161058	0,968160977	0,968160873	0,968160873
23	0,968103439	0,968103624	0,968103543	0,968103439	0,968103439
24	0,967978427	0,967978612	0,967978531	0,967978427	0,967978427
25	0,967843257	0,967843442	0,967843362	0,967843257	0,967843257
26	0,967787495	0,967787681	0,967787601	0,967787495	0,967787495
27	0,967771863	0,967772049	0,967771968	0,967771863	0,967771863
28	0,999972577	0,999972578	0,999972578	0,999972577	0,999972577
29	0,999951009	0,999951009	0,999951009	0,999951009	0,999951009
30	0,999881481	0,999881481	0,999881481	0,999881481	0,999881481
31	0,999869211	0,999869212	0,999869212	0,999869211	0,999869211

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
32	0,999807863	0,999807864	0,999807863	0,999807863	0,999807863
33	0,999661222	0,999661222	0,999661222	0,999661222	0,999661222
34	0,999469299	0,999469299	0,999469299	0,999469299	0,999469299
35	0,999432492	0,999432492	0,999432492	0,999432492	0,999432492
36	0,999966904	0,999966905	0,999966904	0,999966904	0,999966904
37	0,999862819	0,999862819	0,999862819	0,999862819	0,999862819
38	0,999708651	0,999708651	0,999708651	0,999708651	0,999708651
39	0,999664142	0,999664142	0,999664142	0,999664142	0,999664142
40	0,999661777	0,999661777	0,999661777	0,999661777	0,999661777
41	0,998813668	0,998813668	0,998813668	0,998813668	0,998813668
42	0,998650191	0,998650191	0,998650191	0,998650191	0,998650191
43	0,998628570	0,998628570	0,998628570	0,998628570	0,998628570
44	0,998624063	0,998624064	0,998624064	0,998624063	0,998624063
45	0,998570718	0,998570718	0,998570718	0,998570718	0,998570718
46	0,998570498	0,998570498	0,998570498	0,998570498	0,998570498
47	0,999922365	0,999922366	0,999922365	0,999922365	0,999922365
48	0,999471795	0,999471795	0,999471795	0,999471795	0,999471795
49	0,998080338	0,998080339	0,998080339	0,998080338	0,998080338
50	0,997882980	0,997882980	0,997882980	0,997882980	0,997882980
51	0,984759953	0,984760042	0,984760004	0,984759953	0,984759953
52	0,984752383	0,984752472	0,984752433	0,984752383	0,984752383
53	0,981861149	0,981861257	0,981861210	0,981861149	0,981861149
54	0,979410328	0,979410454	0,979410399	0,979410328	0,979410328
55	0,976026976	0,976027125	0,976027061	0,976026976	0,976026976
56	0,972721304	0,972721478	0,972721403	0,972721304	0,972721304
57	0,954036564	0,954036872	0,954036738	0,954036564	0,954036564
58	0,944826985	0,944827359	0,944827197	0,944826985	0,944826985
59	0,941252206	0,941252606	0,941252432	0,941252206	0,941252206
60	0,936970920	0,936971352	0,936971165	0,936970920	0,936970920
61	0,931343485	0,931343959	0,931343754	0,931343485	0,931343485
62	0,931075173	0,931075655	0,931075446	0,931075173	0,931075173
63	0,930706829	0,930707322	0,930707108	0,930706829	0,930706829
64	0,928901942	0,928902489	0,928902252	0,928901942	0,928901942
65	0,927844712	0,927845338	0,927845066	0,927844712	0,927844712
66	0,927720200	0,927720841	0,927720563	0,927720200	0,927720200
67	0,927717860	0,927718501	0,927718223	0,927717860	0,927717860
68	0,927439303	0,927439972	0,927439681	0,927439303	0,927439303
69	0,927438417	0,927439087	0,927438796	0,927438417	0,927438417

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
Iteraciones promedio	5	88218	46264	9	4
Tiempo promedio (s)	$3,246 \times 10^{-3}$	7,425	3,924	$5,847 \times 10^{-4}$	$1,227 \times 10^{-3}$

Convenciones: NR: Newton-Raphson, GJ: Gauss-Jacobi, GS: Gauss-Seidel, AS: Aproximaciones sucesivas, LST: Linealización por series de Taylor.



## E. Resultados de los métodos de solución del problema de PF en MR DC para el sistema de prueba mallado de 10 nodos.

Nodo	Voltajes nodales de la MR DC según el método de solución de:				
	NR	GJ	GS	AS	LST
1	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000	1,000000000
2	0,983426727	0,983426732	0,983426730	0,983426727	0,983426727
3	0,981505577	0,981505582	0,981505580	0,981505577	0,981505577
4	0,981273689	0,981273694	0,981273691	0,981273689	0,981273689
5	0,981720610	0,981720615	0,981720612	0,981720610	0,981720610
6	0,981224780	0,981224786	0,981224783	0,981224780	0,981224780
7	0,980431295	0,980431301	0,980431298	0,980431295	0,980431295
8	0,980951870	0,980951876	0,980951873	0,980951870	0,980951870
9	0,979502252	0,979502258	0,979502255	0,979502252	0,979502252
10	0,980807038	0,980807044	0,980807041	0,980807038	0,980807038
Iteraciones promedio	4	926	485	6	3
Tiempo promedio [s]	$3,610 \times 10^{-4}$	$6,057 \times 10^{-3}$	$3,174 \times 10^{-3}$	$8,963 \times 10^{-5}$	$1,272 \times 10^{-4}$

Convenciones: NR: Newton-Raphson, GJ: Gauss-Jacobi, GS: Gauss-Seidel, AS: Aproximaciones sucesivas, LST: Linealización por series de Taylor.

## F. Ubicación de los DG en los sistemas de prueba utilizados.

Figura F.1: Ubicación de los DG en el sistema de prueba radial de 21 nodos.

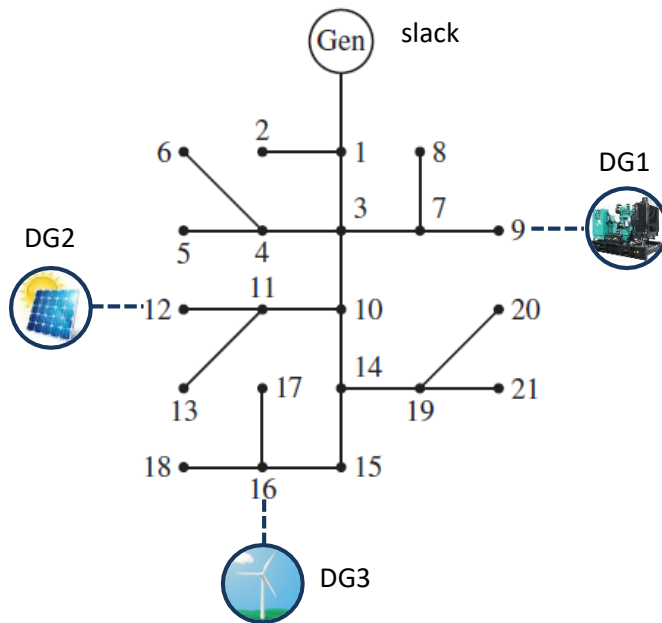
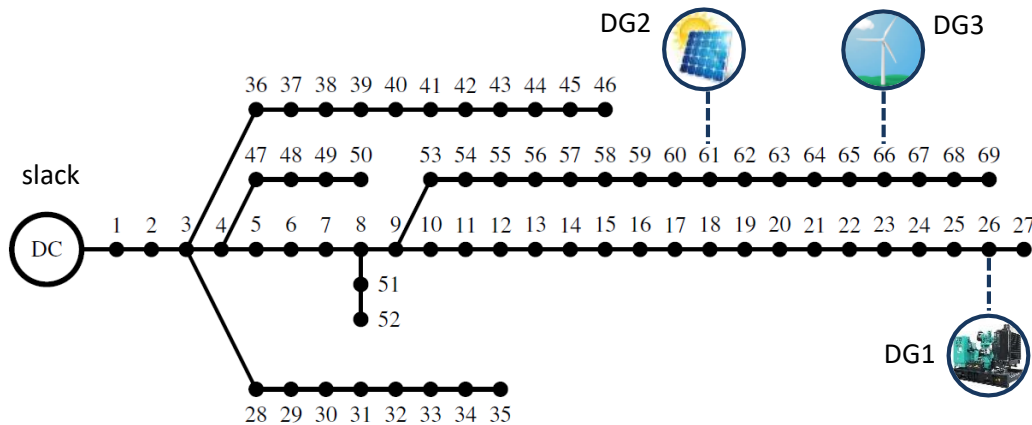


Figura F.2: Ubicación de los DG en el sistema de prueba radial de 69 nodos.



## G. Resultados para escenarios base de los sistemas de prueba del problema de OPF en MR DC para 24 horas.

Sistema de prueba de 21 nodos									
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia máxima permitida para los DG (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)	Emisiones de CO2 (kg)
1	1,76637681	1,79217106	1,07530263	1	0,97602613	1,56871801	25,7942462	976234,07	17,9217106
2	1,28463768	1,29814598	0,77888759	1	0,98266187	1,13568726	13,5083021	660298,33	12,9814598
3	1,20434782	1,21620089	0,72972054	1	0,98376053	1,06390405	11,8530678	607648,797	12,1620089
4	0,96347826	0,97102718	0,58261631	1	0,98704421	0,8492094	7,54891764	493910,262	9,71027176
5	1,04376812	1,05264204	0,63158522	1	0,98595168	0,92066567	8,87392324	562004,755	10,5264204
6	1,36492754	1,38020225	0,82812135	1	0,98156115	1,20758055	15,2747159	814063,054	13,8020225
7	1,76637681	1,79217106	1,07530263	1	0,97602613	1,56871801	25,7942462	1137862,24	17,9217106
8	2,56927536	2,62478079	1,57486847	1	0,96479406	2,29958261	55,5054236	1709101,32	26,2478079
9	3,69333334	3,81088235	2,28652941	1	0,94868458	3,34305571	117,549011	2440177,81	38,1088235
10	4,33565218	4,50001107	2,70000664	1	0,93926398	3,95058508	164,358896	2954489,9	45,0001107
11	4,89768116	5,11015809	3,06609486	1	0,93088434	4,48927438	212,476933	3355082,96	51,1015809
12	5,21884058	5,46192841	3,27715705	1	0,92603626	4,80018725	243,087831	3576186,68	54,6192841
13	5,45971014	5,72728556	3,43637134	1	0,92237077	5,0348896	267,575419	3718937,83	57,2728556
14	4,97797102	5,19788486	3,11873092	1	0,92967647	4,56678846	219,913845	3347051,79	51,9788486
15	5,05826087	5,28575491	3,17145295	1	0,92846584	4,6444447	227,494045	3422701,41	52,8575491
16	5,13855073	5,37376914	3,22426148	1	0,92725245	4,722244	235,218412	3489386,57	53,7376914

Sistema de prueba de 21 nodos									
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia máxima permitida para los DG (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)	Emisiones de CO2 (kg)
17	5,13855073	5,37376914	3,22426148	1	0,92725245	4,722244	235,218412	3634777,68	53,7376914
18	5,13855073	5,37376914	3,22426148	1	0,92725245	4,722244	235,218412	3654163,01	53,7376914
19	4,89768116	5,11015809	3,06609486	1	0,93088434	4,48927438	212,476933	3382822,45	51,1015809
20	5,54000000	5,81603411	3,48962047	1	0,92114323	5,11341766	276,034113	3787215,3	58,1603411
21	5,54000000	5,81603411	3,48962047	1	0,92114323	5,11341766	276,034113	3619131,91	58,1603411
22	4,97797102	5,19788486	3,11873092	1	0,92967647	4,56678846	219,913845	3047145,65	51,9788486
23	4,09478261	4,24058487	2,54435092	1	0,94281579	3,72176696	145,802265	2241132,14	42,4058487
24	3,13130435	3,21475756	1,92885454	1	0,95679736	2,81827222	83,4532177	1559736,07	32,1475756
<b>Total</b>							3535,97855	58191262	927,380075

Sistema de prueba de 69 nodos									
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia máxima permitida para los DG (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)	Emisiones de CO2 (kg)
1	12,4005073	12,543517	7,52611022	1	0,97794277	12,543517	143,009796	6832723,16	125,43517
2	9,01855073	9,09340102	5,45604061	1	0,98404815	9,09340102	74,8502981	4625333,04	90,9340102
3	8,45489129	8,52056365	5,11233819	1	0,98505898	8,52056365	65,6723602	4257117,63	85,2056365
4	6,76391302	6,80572639	4,08343583	1	0,98808015	6,80572639	41,8133645	3461713,73	68,0572639
5	7,32757246	7,37672957	4,42603774	1	0,98707497	7,37672957	49,1571114	3938430,1	73,7672957
6	9,58221016	9,66685628	5,80011377	1	0,98303541	9,66685628	84,6461184	5701650,26	96,6685628

Sistema de prueba de 69 nodos									
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia máxima permitida para los DG (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)	Emisiones de CO2 (kg)
7	12,4005073	12,543517	7,52611022	1	0,97794277	12,543517	143,009796	7963968,78	125,43517
8	18,0371015	18,3451463	11,0070878	1	0,96760808	18,3451463	308,044904	11945269,5	183,451463
9	25,9283333	26,5816899	15,9490139	1	0,95278471	26,5816899	653,35655	17020743,2	265,816899
10	30,4376087	31,3519787	18,8111872	1	0,94411553	31,3519787	914,370022	20584194,8	313,519787
11	34,3832246	35,566278	21,3397668	1	0,93640379	35,566278	1183,05332	23351100,1	355,66278
12	36,6378623	37,9920246	22,7952147	1	0,93194189	37,9920246	1354,16225	24875202	379,920246
13	38,3288406	39,8199807	23,8919884	1	0,92856825	39,8199807	1491,1401	25856582,6	398,199807
14	34,9468841	36,1714956	21,7028974	1	0,93529215	36,1714956	1224,61153	23291756,6	361,714956
15	35,5105435	36,7775223	22,0665134	1	0,93417796	36,7775223	1266,97888	23814664,1	367,775223
16	36,0742029	37,3843636	22,4306181	1	0,93306121	37,3843636	1310,16067	24275046,6	373,843636
17	36,0742029	37,3843636	22,4306181	1	0,93306121	37,3843636	1310,16067	25286506,9	373,843636
18	36,0742029	37,3843636	22,4306181	1	0,93306121	37,3843636	1310,16067	25421367,2	373,843636
19	34,3832246	35,566278	21,3397668	1	0,93640379	35,566278	1183,05332	23544164,7	355,66278
20	38,8925	40,4309755	24,2585853	1	0,92743842	40,4309755	1538,47556	26327357,5	404,309755
21	38,8925	40,4309755	24,2585853	1	0,92743842	40,4309755	1538,47556	25158902,3	404,309755
22	34,9468841	36,1714956	21,7028974	1	0,93529215	36,1714956	1224,61153	21204743,5	361,714956
23	28,7466304	29,5574828	17,7344897	1	0,94738411	29,5574828	810,85232	15621011,4	295,574828
24	21,9827174	22,4462085	13,4677251	1	0,96024996	22,4462085	463,491194	10890451,5	224,462085
<b>Total</b>							19687,3179	405250001	6459,12934

## H. Resultados del OPF en la MR DC para 24 horas, aplicando ALO-AS con la función objetivo de reducción de pérdidas de potencia.

Sistema de prueba de 21 nodos										
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)
1	1,766377	0,696399	1,075270	0,464922	0,000000	0,610349	1,000000	0,992432	0,472946	5,29236
2	1,284638	0,509414	0,778018	0,337949	0,000000	0,440068	1,000000	0,994468	0,346956	2,79445
3	1,204348	0,477518	0,729285	0,316263	0,000000	0,413022	1,000000	0,994818	0,325221	2,45483
4	0,963478	0,382950	0,582098	0,249783	0,000000	0,332315	1,000000	0,995863	0,261132	1,56977
5	1,043768	0,414211	0,631400	0,273135	0,000000	0,358265	1,000000	0,995511	0,282234	1,84245
6	1,364928	0,540078	0,828005	0,363506	0,000000	0,464499	1,000000	0,994111	0,367457	3,15570
7	1,766377	0,696568	1,075101	0,467157	0,000026	0,607918	1,000000	0,992419	0,473115	5,29218
8	2,569275	1,005165	1,573677	0,635096	0,088598	0,849982	1,000000	0,990336	0,679967	9,56667
9	3,693333	1,423222	2,284576	0,756251	0,415298	1,113026	1,000000	0,988193	0,955396	14,46464
10	4,335652	1,653748	2,699239	0,696409	0,834478	1,168352	1,000000	0,986184	1,104322	17,33527
11	4,897681	1,855690	3,063995	0,781205	0,976071	1,306719	1,000000	0,984438	1,234806	22,00314
12	5,218841	1,967341	3,276400	0,887494	0,955351	1,433555	1,000000	0,983569	1,305600	24,89986
13	5,459710	2,052133	3,434717	0,915658	1,092149	1,426910	1,000000	0,982330	1,359737	27,14005
14	4,977971	1,889877	3,110852	0,836619	0,947585	1,326648	1,000000	0,983900	1,258780	22,75734
15	5,058261	1,911716	3,169985	0,815404	1,029505	1,325077	1,000000	0,983726	1,270406	23,44037
16	5,138551	1,941274	3,221419	0,852299	0,972111	1,397010	1,000000	0,983772	1,289749	24,14275

Sistema de prueba de 21 nodos										
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)
17	5,138551	1,943458	3,223998	1,285750	0,611006	1,327243	1,000000	0,980843	1,291933	28,90556
18	5,138551	2,184399	2,997167	1,500000	0,284542	1,212625	1,000000	0,976136	1,532874	43,01554
19	4,897681	2,417423	2,536802	1,500000	0,038463	0,998339	1,000000	0,971924	1,796540	56,54400
20	5,540000	3,161233	2,466777	1,500000	0,000000	0,966777	1,000000	0,963235	2,458616	88,00996
21	5,540000	3,234308	2,398671	1,500000	0,000000	0,898671	1,000000	0,961639	2,531692	92,97932
22	4,977971	2,828688	2,227575	1,500000	0,000000	0,727575	1,000000	0,963828	2,197591	78,29153
23	4,094783	2,079398	2,067069	1,472384	0,000000	0,594684	1,000292	0,971633	1,634337	51,68444
24	3,131304	1,508928	1,647970	1,078202	0,000000	0,569767	1,000142	0,981279	1,123056	25,59362
<b>Total</b>										673,175794

Sistema de prueba de 69 nodos										
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)
1	12,40051	6,68875	5,74246	1,34587	0,00000	4,39659	1,00005	0,99511	6,68875	30,706
2	9,01855	4,86162	4,17314	0,97885	0,00000	3,19429	1,00004	0,99645	4,86162	16,206
3	8,45489	4,56158	3,90755	0,91786	0,00000	2,98969	1,00002	0,99665	4,56158	14,239
4	6,76391	3,64467	3,12834	0,73199	0,00000	2,39635	1,00004	0,99734	3,64467	9,103
5	7,32757	3,95158	3,38668	0,79212	0,00000	2,59456	1,00003	0,99712	3,95158	10,687
6	9,58221	5,15147	4,44904	1,04941	0,00000	3,39963	1,00007	0,99625	5,15147	18,302

Sistema de prueba de 69 nodos										
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)
7	12,40051	6,66638	5,76484	1,33956	0,00039	4,42488	1,00019	0,99520	6,66638	30,704
8	18,03710	9,54734	8,54512	1,93722	0,70969	5,89821	1,00008	0,99357	9,54734	55,364
9	25,92833	13,10318	12,90161	2,72842	3,32239	6,85080	1,00017	0,99304	13,10318	76,463
10	30,43761	14,63655	15,86619	3,07031	6,78813	6,00775	1,00032	0,99474	14,63655	65,135
11	34,38322	16,05632	18,38960	3,45282	9,59432	5,34245	1,00009	0,99502	16,05632	62,691
12	36,63786	16,75179	19,94537	3,60651	11,75573	4,58313	1,00000	0,99482	16,75179	59,302
13	38,32884	17,57669	20,81929	3,75739	11,97842	5,08348	1,00024	0,99454	17,57669	67,135
14	34,94688	15,72256	19,27417	3,44881	12,00000	3,82536	1,00013	0,99522	15,72256	49,845
15	35,51054	16,44163	19,13096	3,52762	10,48272	5,12062	1,00011	0,99490	16,44163	62,045
16	36,07420	17,23406	18,92335	3,67330	8,71750	6,53255	1,00011	0,99407	17,23406	83,200
17	36,07420	18,21560	18,00194	3,75235	4,88805	9,36154	1,00022	0,99053	18,21560	143,343
18	36,07420	20,27127	16,01651	4,03918	2,27634	9,70100	1,00018	0,98279	20,27127	213,583
19	34,38322	22,20132	12,49516	4,20075	0,30770	7,98671	1,00025	0,97288	22,20132	313,256
20	38,89250	26,69857	12,69354	4,95932	0,00000	7,73422	1,00038	0,96342	26,69857	499,617
21	38,89250	27,21439	12,21353	5,02416	0,00000	7,18937	1,00041	0,96149	27,21439	535,416
22	34,94688	25,02037	10,39673	4,57613	0,00000	5,82060	1,00035	0,96329	25,02037	470,215
23	28,74663	20,55695	8,50558	3,74810	0,00000	4,75748	1,00023	0,96989	20,55695	315,891
24	21,98272	14,82613	7,30529	2,74715	0,00000	4,55814	1,00011	0,98031	14,82613	148,700
<b>Total</b>										3351,147



## I. Resultados del OPF en la MR DC para 24 horas, aplicando ALO-AS con la función objetivo de reducción de costos de la producción de energía.

Sistema de prueba de 21 nodos											
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)
1	1,766377	0,833713	0,943522	0,000000	0,000000	0,943522	1,007419	0,993442	0,610259	10,857	454141,11
2	1,284638	0,512963	0,778658	0,000035	0,000000	0,778623	1,008328	0,995802	0,350504	6,983	260959,00
3	1,204348	0,480767	0,729716	0,000045	0,000000	0,729672	1,007808	0,996065	0,328470	6,136	240258,78
4	0,963478	0,384811	0,582587	0,000003	0,000000	0,582583	1,006232	0,996852	0,262993	3,919	195736,69
5	1,043768	0,416807	0,631564	0,000020	0,000000	0,631543	1,006756	0,996590	0,284831	4,602	222557,09
6	1,364928	0,544788	0,828029	0,000118	0,000000	0,827910	1,008858	0,995541	0,372166	7,889	321465,46
7	1,766377	0,704586	1,075052	0,000001	0,000000	1,075051	1,011509	0,994226	0,481133	13,261	447347,35
8	2,569275	1,147733	1,442532	0,000000	0,088712	1,353821	1,011040	0,990924	0,822535	20,990	747335,54
9	3,693333	1,836174	1,885398	0,000000	0,415298	1,470100	1,004007	0,985916	1,368348	28,239	1175736,16
10	4,335652	2,018508	2,348517	0,000000	0,848517	1,500000	1,001439	0,984194	1,469082	31,372	1325254,66
11	4,897681	2,264696	2,671051	0,000000	1,199290	1,471761	1,000000	0,982212	1,643812	38,065	1486889,72
12	5,218841	2,359369	2,903021	0,000000	1,469466	1,433555	1,000000	0,981329	1,697628	43,549	1544792,30
13	5,459710	2,584483	2,924213	0,000000	1,497302	1,426910	1,000000	0,979825	1,892087	48,986	1678200,11
14	4,977971	2,088539	2,928571	0,000000	1,500000	1,428571	1,001984	0,983081	1,457442	39,139	1344863,77

Sistema de prueba de 21 nodos											
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)
15	5,058261	2,365328	2,733928	0,000000	1,310340	1,423588	1,000000	0,981480	1,724018	40,995	1531628,19
16	5,138551	2,698032	2,486698	0,000000	1,089688	1,397010	1,000000	0,979574	2,046507	46,179	1751931,99
17	5,138551	3,263238	1,938248	0,000000	0,611006	1,327243	1,000000	0,973626	2,611713	62,936	2207230,02
18	5,138551	3,726642	1,497167	0,000000	0,284542	1,212625	1,000000	0,967671	3,075117	85,258	2534116,48
19	4,897681	3,963004	1,036802	0,000000	0,038463	0,998339	1,000000	0,963416	3,342121	102,125	2623429,61
20	5,540000	4,722488	0,966777	0,000000	0,000000	0,966777	1,000000	0,954592	4,019872	149,266	3075133,30
21	5,540000	4,796918	0,898671	0,000000	0,000000	0,898671	1,000000	0,952977	4,094302	155,589	2984968,66
22	4,977971	4,381980	0,727575	0,000000	0,000000	0,727575	1,000000	0,955222	3,750883	131,583	2568839,22
23	4,094783	3,588216	0,594684	0,000000	0,000000	0,594684	1,000000	0,963314	3,069398	88,118	1896357,67
24	3,131304	2,606513	0,569767	0,000000	0,000000	0,569767	1,000000	0,975274	2,210028	44,977	1264628,19
<b>Total</b>										1211,013	33883801,1
Sistema de prueba de 69 nodos											
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)
1	12,40051	4,95544	7,52564	0,00001	0,00000	7,52562	1,01388	0,99437	4,95544	80,571	2699351,6
2	9,01855	3,60547	5,45567	0,00000	0,00000	5,45567	1,01009	0,99591	3,60547	42,597	1833914,8
3	8,45489	3,38040	5,11191	0,00045	0,00000	5,11146	1,00945	0,99617	3,38040	37,423	1689489,9
4	6,76391	2,70473	4,08314	0,00000	0,00000	4,08314	1,00756	0,99693	2,70473	23,956	1375751,9
5	7,32757	2,93037	4,42531	0,00006	0,00000	4,42525	1,00819	0,99668	2,93037	28,108	1564590,4

Sistema de prueba de 21 nodos											
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Costos de producción de energía (COP)
6	9,58221	3,83035	5,79995	0,00016	0,00000	5,79979	1,01072	0,99565	3,83035	48,091	2259389,4
7	12,40051	4,95514	7,52594	0,00011	0,00000	7,52583	1,01388	0,99437	4,95514	80,576	3146186,6
8	18,03710	7,18379	11,00666	0,00008	0,70969	10,29689	1,01935	0,99181	7,18379	153,343	4677745,9
9	25,92833	11,05574	15,08318	0,00000	3,32239	11,76080	1,02128	0,98777	11,05574	210,591	7079194,0
10	30,43761	11,90981	18,78813	0,00000	6,78813	12,00000	1,02613	0,98624	11,90981	260,338	7819407,1
11	34,38322	13,33091	21,33940	0,00320	9,56211	11,77409	1,02755	0,98452	13,33091	287,082	8756271,1
12	36,63786	14,14646	22,78227	0,00184	11,75573	11,02470	1,02755	0,98352	14,14646	290,867	9264574,3
13	38,32884	15,23729	23,39370	0,00000	11,97842	11,41528	1,02721	0,98248	15,23729	302,153	9894135,4
14	34,94688	13,49445	21,70027	0,00403	12,00000	9,69623	1,02519	0,98430	13,49445	247,837	8694266,9
15	35,51054	13,92218	21,87142	0,00000	10,48272	11,38870	1,02693	0,98390	13,92218	283,058	9015071,7
16	36,07420	16,41493	19,89358	0,00000	8,71750	11,17608	1,01927	0,98233	16,41493	234,313	10658822,1
17	36,07420	20,79373	15,50599	0,00000	4,88805	10,61794	1,00394	0,97980	20,79373	225,512	14064723,4
18	36,07420	24,40233	11,97734	0,00000	2,27634	9,70100	1,00000	0,97771	24,40233	305,467	16593586,8
19	34,38322	26,50131	8,29441	0,00000	0,30770	7,98671	1,00000	0,97038	26,50131	412,496	17543334,7
20	38,89250	31,79673	7,73422	0,00000	0,00000	7,73422	1,00000	0,96043	31,79673	638,453	20705015,8
21	38,89250	32,38106	7,18937	0,00000	0,00000	7,18937	1,00000	0,95846	32,38106	677,928	20149697,1
22	34,94688	29,71438	5,82060	0,00000	0,00000	5,82060	1,00000	0,96053	29,71438	588,098	17419403,9
23	28,74663	24,38376	4,75748	0,00000	0,00000	4,75748	1,00000	0,96766	24,38376	394,602	12886718,2
24	21,98272	17,61534	4,55814	0,00000	0,00000	4,55814	1,00000	0,97869	17,61534	190,763	8546611,3
<b>Total</b>										6044,224	218337254,5

## J. Resultados del OPF en la MR DC para 24 horas, aplicando ALO-AS con la función objetivo de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Sistema de prueba de 21 nodos											
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Emisiones de CO <sub>2</sub> (kg)
1	1,766377	0,833713	0,943522	0,000000	0,000000	0,943522	1,007419	0,993442	0,610259	10,857	454141,11
2	1,284638	0,512963	0,778658	0,000035	0,000000	0,778623	1,008328	0,995802	0,350504	6,983	260959,00
3	1,204348	0,480767	0,729716	0,000045	0,000000	0,729672	1,007808	0,996065	0,328470	6,136	240258,78
4	0,963478	0,384811	0,582587	0,000003	0,000000	0,582583	1,006232	0,996852	0,262993	3,919	195736,69
5	1,043768	0,416807	0,631564	0,000020	0,000000	0,631543	1,006756	0,996590	0,284831	4,602	222557,09
6	1,364928	0,544788	0,828029	0,000118	0,000000	0,827910	1,008858	0,995541	0,372166	7,889	321465,46
7	1,766377	0,704586	1,075052	0,000001	0,000000	1,075051	1,011509	0,994226	0,481133	13,261	447347,35
8	2,569275	1,147733	1,442532	0,000000	0,088712	1,353821	1,011040	0,990924	0,822535	20,990	747335,54
9	3,693333	1,836174	1,885398	0,000000	0,415298	1,470100	1,004007	0,985916	1,368348	28,239	1175736,16
10	4,335652	2,018508	2,348517	0,000000	0,848517	1,500000	1,001439	0,984194	1,469082	31,372	1325254,66
11	4,897681	2,264696	2,671051	0,000000	1,199290	1,471761	1,000000	0,982212	1,643812	38,065	1486889,72
12	5,218841	2,359369	2,903021	0,000000	1,469466	1,433555	1,000000	0,981329	1,697628	43,549	1544792,30
13	5,459710	2,584483	2,924213	0,000000	1,497302	1,426910	1,000000	0,979825	1,892087	48,986	1678200,11
14	4,977971	2,088539	2,928571	0,000000	1,500000	1,428571	1,001984	0,983081	1,457442	39,139	1344863,77
15	5,058261	2,365328	2,733928	0,000000	1,310340	1,423588	1,000000	0,981480	1,724018	40,995	1531628,19
16	5,138551	2,698032	2,486698	0,000000	1,089688	1,397010	1,000000	0,979574	2,046507	46,179	1751931,99

## Sistema de prueba de 21 nodos

Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Emisiones de CO2 (kg)
17	5,138551	3,263238	1,938248	0,000000	0,611006	1,327243	1,000000	0,973626	2,611713	62,936	2207230,02
18	5,138551	3,726642	1,497167	0,000000	0,284542	1,212625	1,000000	0,967671	3,075117	85,258	2534116,48
19	4,897681	3,963004	1,036802	0,000000	0,038463	0,998339	1,000000	0,963416	3,342121	102,125	2623429,61
20	5,540000	4,722488	0,966777	0,000000	0,000000	0,966777	1,000000	0,954592	4,019872	149,266	3075133,30
21	5,540000	4,796918	0,898671	0,000000	0,000000	0,898671	1,000000	0,952977	4,094302	155,589	2984968,66
22	4,977971	4,381980	0,727575	0,000000	0,000000	0,727575	1,000000	0,955222	3,750883	131,583	2568839,22
23	4,094783	3,588216	0,594684	0,000000	0,000000	0,594684	1,000000	0,963314	3,069398	88,118	1896357,67
24	3,131304	2,606513	0,569767	0,000000	0,000000	0,569767	1,000000	0,975274	2,210028	44,977	1264628,19
<b>Total</b>										1211,013	33883801,1

## Sistema de prueba de 69 nodos

Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Emisiones de CO2 (kg)
1	12,40051	4,95544	7,52564	0,00001	0,00000	7,52562	1,01388	0,99437	4,95544	80,571	2699351,6
2	9,01855	3,60547	5,45567	0,00000	0,00000	5,45567	1,01009	0,99591	3,60547	42,597	1833914,8
3	8,45489	3,38040	5,11191	0,00045	0,00000	5,11146	1,00945	0,99617	3,38040	37,423	1689489,9
4	6,76391	2,70473	4,08314	0,00000	0,00000	4,08314	1,00756	0,99693	2,70473	23,956	1375751,9
5	7,32757	2,93037	4,42531	0,00006	0,00000	4,42525	1,00819	0,99668	2,93037	28,108	1564590,4
6	9,58221	3,83035	5,79995	0,00016	0,00000	5,79979	1,01072	0,99565	3,83035	48,091	2259389,4

Sistema de prueba de 69 nodos											
Hora	Demanda de potencia (p.u.)	Potencia en el nodo slack (p.u.)	Potencia Total entregada por los DG (p.u.)	Potencia entregada por el DG1 (p.u.)	Potencia entregada por el DG2 (p.u.)	Potencia entregada por el DG3 (p.u.)	Voltaje nodal máximo (p.u.)	Voltaje nodal mínimo (p.u.)	Corriente de línea máxima (p.u.)	Pérdidas de potencia (kW)	Emisiones de CO2 (kg)
7	12,40051	4,95514	7,52594	0,00011	0,00000	7,52583	1,01388	0,99437	4,95514	80,576	3146186,6
8	18,03710	7,18379	11,00666	0,00008	0,70969	10,29689	1,01935	0,99181	7,18379	153,343	4677745,9
9	25,92833	11,05574	15,08318	0,00000	3,32239	11,76080	1,02128	0,98777	11,05574	210,591	7079194,0
10	30,43761	11,90981	18,78813	0,00000	6,78813	12,00000	1,02613	0,98624	11,90981	260,338	7819407,1
11	34,38322	13,33091	21,33940	0,00320	9,56211	11,77409	1,02755	0,98452	13,33091	287,082	8756271,1
12	36,63786	14,14646	22,78227	0,00184	11,75573	11,02470	1,02755	0,98352	14,14646	290,867	9264574,3
13	38,32884	15,23729	23,39370	0,00000	11,97842	11,41528	1,02721	0,98248	15,23729	302,153	9894135,4
14	34,94688	13,49445	21,70027	0,00403	12,00000	9,69623	1,02519	0,98430	13,49445	247,837	8694266,9
15	35,51054	13,92218	21,87142	0,00000	10,48272	11,38870	1,02693	0,98390	13,92218	283,058	9015071,7
16	36,07420	16,41493	19,89358	0,00000	8,71750	11,17608	1,01927	0,98233	16,41493	234,313	10658822,1
17	36,07420	20,79373	15,50599	0,00000	4,88805	10,61794	1,00394	0,97980	20,79373	225,512	14064723,4
18	36,07420	24,40233	11,97734	0,00000	2,27634	9,70100	1,00000	0,97771	24,40233	305,467	16593586,8
19	34,38322	26,50131	8,29441	0,00000	0,30770	7,98671	1,00000	0,97038	26,50131	412,496	17543334,7
20	38,89250	31,79673	7,73422	0,00000	0,00000	7,73422	1,00000	0,96043	31,79673	638,453	20705015,8
21	38,89250	32,38106	7,18937	0,00000	0,00000	7,18937	1,00000	0,95846	32,38106	677,928	20149697,1
22	34,94688	29,71438	5,82060	0,00000	0,00000	5,82060	1,00000	0,96053	29,71438	588,098	17419403,9
23	28,74663	24,38376	4,75748	0,00000	0,00000	4,75748	1,00000	0,96766	24,38376	394,602	12886718,2
24	21,98272	17,61534	4,55814	0,00000	0,00000	4,55814	1,00000	0,97869	17,61534	190,763	8546611,3
<b>Total</b>										6044,224	218337254,5

## K. Publicaciones derivadas del trabajo de investigación

### Artículos publicados:

Revista internacional: **Optimization & Information Computing** (United States)

Clasificación Scimago: **Q3** (H-index 8)

- O. Garzon-Rivera, J. Ocampo, L. Grisales-Noreña, O. Montoya, and J. Rojas-Montano, "Optimal Power Flow in Direct Current Networks Using the Antlion Optimizer", *Optimization & Information Computing*, vol. 8, no. 4, pp. 846-857, 2020. <https://doi.org/10.19139/soic-2310-5070-1022>

Revista nacional **Transactions on Energy Systems and Engineering Applications** (Colombia)

Clasificación Publindex:

- L. Grisales Noreña, O. Garzón Rivera, J. Ocampo Toro, C. Ramos Paja, and M. Rodriguez Cabal, "Metaheuristic Optimization Methods for Optimal Power Flow Analysis in DC Distribution Networks". *Transactions on Energy Systems and Engineering Applications*, 1(1), 13-31, 2020. <https://doi.org/10.32397/tesea.vol1.n1.2>

### Artículo sometido (2da revisión, marzo 2021)

Revista internacional: **Arabian Journal for Science and Engineering** (Germany)

Clasificación Scimago: **Q2** (H-index 37)

- J. A. Ocampo-Toro, O. D. Garzon-Rivera, L. F. Grisales-Noreña, O.D Montoya and W. Gil-González, "Optimal power dispatch in direct current networks to reduce energy production costs and CO<sub>2</sub> emissions using the antlion optimization algorithm", *Arabian Journal for Science and Engineering*.

# Bibliografía

- [1] R. H. Cespedes G., BID, UPME, MME, and MTIC, "Smart grids Colombia\_Vision 2030\_Parte I." 2016.
- [2] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [3] L. F. Grisales, B. J. Restrepo, and F. Jaramillo, "Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida : una revisión - Ciencia e Ingeniería Neogranadina," *Cienc. e Ing. neogranadina*, 2017.
- [4] S. Botero, T. Jimeno, and J. González, "Optimización del Despacho Económico de una Micro Red utilizando Árboles de Decisión Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electrónico , Ingeniero Electricista Universidad Pontificia Bolivariana Escuela de Ingenierías Facultad de Ingeniería El," 2015.
- [5] IEA, "Renewables 2019. Market analysis and forecast from 2019 to 2024," Paris, 2019.
- [6] C. Arango Lemoine, "Study of smart grids framed in the concept of microgrids : Application in minimizing energy losses," p. 88, 2014.
- [7] UPME, UNAL, UNIVALLE, and Corporación CDT de GAS, "Observatorio Colombiano de Energía: Aproximación a las condiciones para su conformación," pp. 1–147, 2018.
- [8] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, and J. W. Jung, "AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 387–405, 2013.
- [9] H. Lotfi, A. K.-I. T. on S. Grid, and undefined 2017, "AC versus DC microgrid planning," *ieeexplore.ieee.org*.
- [10] O. D. Montoya, A. Grajales, L. F. Grisales, and C. A. Castro, "Ubicación y Operación Eficiente de Almacenadores de Energía en Micro-redes en Presencia de Generación Distribuida Optimal Location and Operation of Energy Storage Devices in Microgrids in Presence of Distributed Generation," *CINTEX*, vol. 22, pp. 97–117, 2017.
- [11] C. Bordons, F. García-Torres, and L. Valverde, "Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable," *Rev. Iberoam. Automática e Informática Ind. RIAI*, vol. 12, no. 2, pp. 117–132, Apr. 2015.
- [12] W. Gil-González, O. D. Montoya, E. Holguín, A. Garces, and L. F. Grisales-Noreña, "Economic dispatch of energy storage systems in dc microgrids employing a semidefinite programming



- model,” *J. Energy Storage*, 2019.
- [13] O. D. Montoya-Giraldo, W. J. Gil-González, and A. Garcés-Ruiz, “Flujo de potencia óptimo para redes radiales y enmalladas empleando programación semidefinida Optimal Power Flow for radial and mesh grids using semidefinite programming,” *Tecnológicas*, vol. 20, no. 40, pp. 29–42, 2017.
- [14] IEA, “World Energy Outlook 2018,” 2018. [Online]. Available: <https://www.iea.org/weo2018/fuels/>. [Accessed: 05-Aug-2019].
- [15] J. Tello Maita and A. R. Marulanda Guerra, “Modelos de optimización para sistemas de potencia en la evolución hacia redes inteligentes: Una revisión,” *Dyna*, vol. 84, no. 202, pp. 102–111, 2017.
- [16] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018.
- [17] Z. Wang, F. Liu, Y. Chen, S. H. Low, and S. Mei, “Unified Distributed Control of Stand-Alone DC Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, 2019.
- [18] H. Lotfi and A. Khodaei, “Hybrid AC/DC microgrid planning,” *Energy*, vol. 118, pp. 37–46, Jan. 2017.
- [19] I. Patrao, E. Figueres, G. Garcerá, and R. González-Medina, “Microgrid architectures for low voltage distributed generation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43. Elsevier Ltd, pp. 415–424, 2015.
- [20] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. Martínez De Alegría, and E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 43, pp. 726–749, 2015.
- [21] T. Dragičević, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “DC Microgrids - Part II: A Review of Power Architectures, Applications, and Standardization Issues,” *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 5. pp. 3528–3549, 2016.
- [22] J. Kumar, A. Agarwal, and V. Agarwal, “A review on overall control of DC microgrids,” *Journal of Energy Storage*. 2019.
- [23] L. E. Zubieta, “Are Microgrids the Future of Energy?: DC Microgrids from Concept to Demonstration to Deployment,” *IEEE Electrifi. Mag.*, 2016.
- [24] A. Garces, “Uniqueness of the power flow solutions in low voltage direct current grids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 151, pp. 149–153, 2017.
- [25] O. D. Montoya, W. Gil-Gonzalez, and A. Garces, “Optimal Power Flow on DC Microgrids: A Quadratic Convex Approximation,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express*

- Briefs*, 2018.
- [26] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques," *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2016.
- [27] C. A. McMahon *et al.*, "Modelling of an expandable, reconfigurable, renewable DC microgrid for off-grid communities," *Energy*, 2018.
- [28] Y. Liu, J. Wang, N. Li, Y. Fu, and Y. Ji, "Enhanced Load Power Sharing Accuracy in Droop-Controlled," *Energies*, pp. 3591–3605, 2015.
- [29] M. F. Roslan, M. A. Hannan, P. J. Ker, and M. N. Uddin, "Microgrid control methods toward achieving sustainable energy management," *Applied Energy*. 2019.
- [30] O. D. Montoya, "Optimal location and sizing of distributed generators in DC networks using a hybrid methodology based on Parallel PBIL and PSO," *Elsevier*, 2019.
- [31] A. T. Elsayed, A. A. Mohamed, and O. A. Mohammed, "DC microgrids and distribution systems: An overview," *Electric Power Systems Research*. 2015.
- [32] P. Wang, W. Wang, and D. Xu, "Optimal sizing of distributed generations in DC microgrids with comprehensive consideration of system operation modes and operation targets," *IEEE Access*, 2018.
- [33] O. D. Montoya, W. Gil-González, and L. F. Grisales-Noreña, "Optimal power dispatch of DGs in DC power grids: a hybrid Gauss-Seidel-Genetic-Algorithm methodology for solving the OPF problem."
- [34] O. S. Velasquez, O. D. Montoya Giraldo, V. M. Garrido Arevalo, and L. F. Grisales Norena, "Optimal Power Flow in Direct-Current Power Grids via Black Hole Optimization," *Adv. Electr. Electron. Eng.*, vol. 17, no. 1, Mar. 2019.
- [35] J. Giraldo, O. Montoya, L. Grisales-Noreña, W. Gil-González, and M. Holguín, "Optimal power flow solution in direct current grids using sine-cosine algorithm," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1403, 2019.
- [36] O. D. Montoya, W. Gil-González, and L. Grisales-Noreña, "Vortex search algorithm for optimal power flow analysis in DC resistive networks with CPLs," *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, 2019.
- [37] A. A. Hamad, M. A. Azzouz, and E. F. El Saadany, "A sequential power flow algorithm for islanded hybrid AC/DC microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, 2016.

- [38] F. Chen *et al.*, "Analysis and distributed control of power flow in DC microgrids to improve system efficiency," in *4th International Symposium on Environment Friendly Energies and Applications, EFEA 2016*, 2016.
- [39] C. Li, S. K. Chaudhary, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Power flow analysis for low-voltage ac and dc microgrids considering droop control and virtual impedance," *IEEE Trans. Smart Grid*, 2017.
- [40] O. D. Montoya, V. M. Garrido, W. Gil-Gonzalez, and L. Grisales-Norena, "Power Flow Analysis in DC Grids: Two Alternative Numerical Methods," *IEEE Trans. Circuits Syst. II Express Briefs*, vol. 7747, no. c, pp. 1–1, 2019.
- [41] M. Ghiasi, "Detailed study, multi-objective optimization, and design of an AC-DC smart microgrid with hybrid renewable energy resources," *Energy*, 2019.
- [42] S. M. Dawoud, X. Lin, and M. I. Okba, "Hybrid renewable microgrid optimization techniques: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018.
- [43] J. Jiménez, J. E. Cardona, and S. X. Carvajal, "Location and optimal sizing of photovoltaic sources in an isolated," *Tecnológicas*, vol. 22, no. 44, 2019.
- [44] C. Li, F. De Bosio, F. Chen, S. K. Chaudhary, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Economic Dispatch for Operating Cost Minimization under Real-Time Pricing in Droop-Controlled DC Microgrid," in *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2017.
- [45] L. E. Zubieta, "Power management and optimization concept for DC microgrids," in *2015 IEEE 1st International Conference on Direct Current Microgrids, ICDCM 2015*, 2015.
- [46] A. Cattaneo, S. C. Madathil, and S. Backhaus, "Integration of optimal operational dispatch and controller determined dynamics for microgrid survivability," *Appl. Energy*, 2018.
- [47] A. Bracale, P. Caramia, G. Carpinelli, E. Mancini, and F. Mottola, "Optimal control strategy of a DC micro grid," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2015.
- [48] M. E. Nassar, A. A. Hamad, M. M. A. Salama, and E. F. El-Saadany, "A Novel Load Flow Algorithm for Islanded AC/DC Hybrid Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017.
- [49] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects," *Applied Energy*. 2018.
- [50] F. Conte, F. D'Agostino, P. Pongiglione, M. Saviozzi, and F. Silvestro, "Mixed-integer algorithm for optimal dispatch of integrated PV-storage systems," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2019.
- [51] L. F. Grisales-Norena, O. D. Montoya, D. Gonzalez-Montoya, and C. A. Ramos-Paja, "A New

- Approach for the Monte-Carlo Method to Locate and Size DGs in Distribution Systems,” pp. 1–6, 2019.
- [52] W. W. Weaver, R. D. Robinett, G. G. Parker, and D. G. Wilson, “Energy storage requirements of dc microgrids with high penetration renewables under droop control,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 2015.
- [53] L. He, S. Zhang, Y. Chen, L. Ren, and J. Li, “Techno-economic potential of a renewable energy-based microgrid system for a sustainable large-scale residential community in Beijing, China,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 93, pp. 631–641, 2018.
- [54] O. D. Montoya and W. G. Gonz, “Linear – based Newton – Raphson Approximation for Power Flow Solution in DC Power Grids,” 2018.
- [55] R. A. El Sehiemy, F. Selim, B. Bentouati, and M. A. Abido, “A novel multi-objective hybrid particle swarm and salp optimization algorithm for technical-economical-environmental operation in power systems,” *Energy*, vol. 193, 2020.
- [56] Z. Hasan and M. E. El-Hawary, “Optimal power flow by black hole optimization algorithm,” *Proc. - 2014 Electr. Power Energy Conf. EPEC 2014*, pp. 134–141, 2014.
- [57] S. Chatterjee and S. Mandal, “A novel comparison of gauss-seidel and Newton- raphson methods for load flow analysis,” *Int. Conf. Power Embed. Drive Control. ICPEDC 2017*, pp. 1–7, 2017.
- [58] A. Garces, “On the convergence of Newton’s method in power flow studies for dc microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, 2018.
- [59] O. D. Montoya, L. F. Grisales-Noreña, D. González-Montoya, C. A. Ramos-Paja, and A. Garces, “Linear power flow formulation for low-voltage DC power grids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 163, no. March, pp. 375–381, 2018.
- [60] M. B. Shadmand and R. S. Balog, “Multi-objective optimization and design of photovoltaic-wind hybrid system for community smart DC microgrid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, 2014.
- [61] P. Nagapurkar and J. D. Smith, “Techno-economic optimization and environmental Life Cycle Assessment (LCA) of microgrids located in the US using genetic algorithm,” *Energy Convers. Manag.*, 2019.
- [62] S. Mirjalili, “The ant lion optimizer,” *Adv. Eng. Softw.*, vol. 83, pp. 80–98, 2015.
- [63] E. S. Ali, S. M. Abd Elazim, and A. Y. Abdelaziz, “Ant Lion Optimization Algorithm for renewable Distributed Generations,” *Energy*, vol. 116, pp. 445–458, 2016.

- 
- [64] E. L. Metodo, D. E. N. L. A. Alternativa, and D. E. L. Ingeniero, "El Metodo De Newton-Raphson - La Alternativa Del Ingeniero Para Resolver Sistemas De Ecuaciones No Lineales," *Sci. Tech.*, vol. XI, no. 27, pp. 221–224, 2005.
- [65] J. Li, F. Liu, Z. Wang, S. H. Low, and S. Mei, "Optimal Power Flow in Stand-Alone DC Microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, 2018.
- [66] Xin-SheYang, *Engineering Optimization. An Introduction with Metaheuristic Applications*. New Jersey, 2010.
- [67] A. P. Piotrowski, J. J. Napiorkowski, and P. M. Rowinski, "How novel is the 'novel' black hole optimization approach?," *Inf. Sci. (Ny.)*, vol. 267, pp. 191–200, 2014.
- [68] F. Marini and B. Walczak, "Particle swarm optimization (PSO). A tutorial," *Chemom. Intell. Lab. Syst.*, vol. 149, pp. 153–165, 2015.
- [69] H. R. E. H. Bouchekara, "Optimal power flow using black-hole-based optimization approach," *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 24, pp. 879–888, 2014.
- [70] C. Ministerio de minas y enegia, "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE," no. 571. pp. 1–238, 2013.