



## **Estudio Comparativo del Uso de Técnicas de Inteligencia Computacional para la Optimización de Potencia Eléctrica en una *Microgrid***

**Fabian Andres Zuñiga Cortes**

Estudiante de Ingeniería Electrónica

Universidad del Valle

2014

[Fabian3189@hotmail.com](mailto:Fabian3189@hotmail.com)

**Estudio Comparativo del Uso de Técnicas de Inteligencia  
Computacional para la Optimización de Potencia Eléctrica en  
una *Microgrid***

**Fabian Andres Zuñiga Cortes**



**Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica**

**Cali-Colombia**

**2014**

**Estudio Comparativo del Uso de Técnicas de Inteligencia  
Computacional para la Optimización de Potencia Eléctrica en  
una *Microgrid***

**Fabian Andres Zuñiga Cortes**

**Trabajo de grado para optar al título de  
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**Dirigido por:**

**Ing. Eduardo Caicedo Bravo. Ph.D. (Director)**

**Ing. Dany Mauricio López. M.Sc. (Director)**



**Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
Cali-Colombia**

**2014**

# Nota de Aceptación

---

---

---

---

**Ing. Eduardo Caicedo Bravo. Ph.D.**  
**Director**

---

**Ing. Dany Mauricio López. M.Sc.**  
**Director**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

Santiago de Cali, \_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_ (Entregado el \_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_)

# Agradecimientos

*El trabajo realizado es el fin de un proceso que comenzó en el 2008, el cual después de mucho esfuerzo y ganas de superación he podido sacar adelante con éxito. Sin embargo, no hubiese sido posible sin el apoyo de todos aquellos que estuvieron a mí lado en todo este tiempo, por lo tanto quiero expresar mi más sincera gratitud a las siguientes personas:*

*A mi familia, por su amor y apoyo incondicional, especialmente a mi madre Hilda Libia cortes por sus constantes palabras de aliento y por ser mi ejemplo inspirador de lucha y nobleza.*

*A mis directores, los ingenieros Eduardo Caicedo Bravo y Dany Mauricio López, gracias a ellos por sus diferentes aportes y valiosas orientaciones durante todo el tiempo en que se desarrolló la tesis. Muchas gracias por la confianza, los consejos y la motivación brindada.*

*“Porque no hay una hoja de un árbol que caiga sin que sea su voluntad”. Por encima de todo agradezco a Dios.*

*Muchas gracias a todos.*

# Tabla de Contenido

|                                                                                                   | <b>Pág.</b> |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Lista de Notaciones                                                                               | ix          |
| Lista de Figuras                                                                                  | xi          |
| Lista de Tablas                                                                                   | xiii        |
| <b>Introducción</b>                                                                               | <b>1</b>    |
| <b>1. Gestión de Potencia Eléctrica en <i>Microgrids</i></b>                                      |             |
| 1.1    Introducción                                                                               | 3           |
| 1.2    Redes Eléctricas Tradicionales                                                             | 4           |
| 1.3 <i>Smartgrid</i> (Red Eléctrica Inteligente)                                                  | 6           |
| 1.3.1 <i>Microgrids</i>                                                                           | 11          |
| 1.4    El Problema de la Gestión de la Potencia en <i>Microgrids</i>                              | 15          |
| 1.5    Estado del Arte                                                                            | 18          |
| 1.5.1    Gestión Centralizada                                                                     | 19          |
| 1.5.2    Gestión Descentralizada                                                                  | 22          |
| 1.5.3    Proyectos Sobre <i>Microgrids</i> Alrededor del Mundo                                    | 26          |
| <b>2. Modelo de <i>Microgrid</i></b>                                                              |             |
| 2.1    Introducción                                                                               | 35          |
| 2.2    Esquema General de la <i>Microgrid</i>                                                     | 35          |
| 2.3    Caracterización de Componentes de la <i>Microgrid</i>                                      | 37          |
| 2.3.1    Controlador de la <i>Microgrid</i>                                                       | 37          |
| 2.3.2    Tecnologías DER                                                                          | 39          |
| 2.3.2.1    Generador Diésel/Biodiesel – DG/BG                                                     | 39          |
| 2.3.2.2    Celda de Combustible – FC                                                              | 40          |
| 2.3.2.3    Microturbina – MT                                                                      | 41          |
| 2.3.3    Tecnologías AEDG                                                                         | 42          |
| 2.3.3.1    Generador Eólico – WT                                                                  | 43          |
| 2.3.3.2    Generador Fotovoltaico – PV                                                            | 44          |
| 2.3.3.3    Pequeña Central Hidroeléctrica – SHP                                                   | 45          |
| 2.3.4    Sistema de Almacenamiento – DS                                                           | 46          |
| 2.3.5    Red Pública de Energía – <i>Main Grid</i>                                                | 47          |
| 2.3.6    Carga Eléctrica                                                                          | 48          |
| 2.4    Modelo de Optimización                                                                     | 49          |
| 2.4.1    Objetivos                                                                                | 49          |
| 2.4.1.1    Costos Económicos Asociados a la Operación de la <i>Microgrid</i>                      | 49          |
| 2.4.1.2    Emisión de Gases de Efecto Invernadero Asociados a la Operación de la <i>Microgrid</i> | 51          |
| 2.4.2    Restricciones                                                                            | 51          |
| 2.4.2.1    Rango de Potencia de los Generadores DER                                               | 51          |
| 2.4.2.2    Modo de Operación Aislado                                                              | 52          |
| 2.4.2.3    Modo de Operación Conectado                                                            | 52          |
| 2.5    Estrategias para la Gestión de DER                                                         | 52          |

### 3. Gestión Óptima de la Potencia Eléctrica en *Microgrids*, Usando la Técnica MOGA

|         |                                             |    |
|---------|---------------------------------------------|----|
| 3.1     | Introducción                                | 55 |
| 3.2     | Descripción del Algoritmo MOGA              | 56 |
| 3.3     | Modelo de Datos                             | 57 |
| 3.4     | Perfil de Carga Eléctrica y Generación AEDG | 59 |
| 3.5     | Resultados y Análisis                       | 60 |
| 3.5.1   | Optimización Multiobjetivo                  | 60 |
| 3.5.2   | Operación en Modo Aislado                   | 61 |
| 3.5.2.1 | Costos Económicos                           | 61 |
| 3.5.2.2 | Emisiones                                   | 62 |
| 3.5.2.3 | Participación de la Energía                 | 63 |
| 3.5.3   | Operación en Modo Conectado                 | 64 |
| 3.5.3.1 | Fluctuación de Precios                      | 64 |
| 3.5.3.2 | Costos Económicos                           | 65 |
| 3.5.3.3 | Emisiones                                   | 66 |
| 3.5.3.4 | Participación de la Energía                 | 66 |

### 4. Gestión Óptima de la Potencia Eléctrica en *Microgrids*, Usando la Técnica SPEA2

|         |                                             |    |
|---------|---------------------------------------------|----|
| 4.1     | Introducción                                | 68 |
| 4.2     | Descripción del Algoritmo SPEA2             | 69 |
| 4.3     | Modelo de Datos                             | 71 |
| 4.4     | Perfil de Carga Eléctrica y Generación AEDG | 72 |
| 4.5     | Resultados y Análisis                       | 73 |
| 4.5.1   | Optimización Multiobjetivo                  | 74 |
| 4.5.2   | Operación en Modo Aislado                   | 74 |
| 4.5.2.1 | Costos Económicos                           | 75 |
| 4.5.2.2 | Emisiones                                   | 75 |
| 4.5.2.3 | Participación de la Energía                 | 76 |
| 4.5.3   | Operación en Modo Conectado                 | 77 |
| 4.5.3.1 | Fluctuación de Precios                      | 77 |
| 4.5.3.2 | Costos Económicos                           | 78 |
| 4.5.3.3 | Emisiones                                   | 79 |
| 4.5.3.4 | Participación de la Energía                 | 79 |

### 5. Comparación de Resultados

|         |                                               |    |
|---------|-----------------------------------------------|----|
| 5.1     | Introducción                                  | 81 |
| 5.2     | Criterios de Desempeño                        | 81 |
| 5.2.1   | Costos Económicos                             | 81 |
| 5.2.2   | Emisiones                                     | 82 |
| 5.2.3   | Distribución de la Energía                    | 83 |
| 5.2.4   | Métricas de Desempeño                         | 85 |
| 5.2.4.1 | Numero de Soluciones No-Dominadas por Técnica | 86 |
| 5.2.4.2 | Repetitividad de Datos                        | 87 |
| 5.2.5   | Tiempos de Ejecución                          | 90 |

|                                                                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Conclusiones</b>                                                                                                          | 91  |
| <b>Recomendaciones para Trabajos Futuros en esta Línea</b>                                                                   | 95  |
| <b>Referencias Bibliográficas</b>                                                                                            | 96  |
| <b>Apéndice A – Técnicas de Optimización Multiobjetivo</b>                                                                   |     |
| A.1 El Concepto de Optimización Multiobjetivo ( <i>MO</i> )                                                                  | 101 |
| A.1.1 Definiciones                                                                                                           | 102 |
| A.2 <i>MO</i> y el Papel del Tomador de Decisiones ( <i>Decision Maker, DM</i> )                                             | 104 |
| A.3 Técnicas <i>A-Priori</i>                                                                                                 | 105 |
| A.4 Técnicas Progresivas                                                                                                     | 106 |
| A.5 Técnicas <i>A-Posteriori</i>                                                                                             | 107 |
| A.6 Algoritmos Evolutivos de Optimización Multiobjetivo ( <i>Multi-Objective Optimization Evolutionary Algorithm, MOEA</i> ) | 109 |
| A.6.1 Algoritmo Genético para el Vector Evaluado ( <i>Vector Evaluated Genetic Algorithm, VEGA</i> )                         | 111 |
| A.6.2 Algoritmo Genético Multiobjetivo ( <i>Multi-Objective Genetic Algorithm, MOGA</i> )                                    | 112 |
| A.6.3 Algoritmo Genético de Ordenación No Dominada ( <i>Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm, NSGA</i> )                  | 113 |
| A.6.4 Algoritmo Genético Basado en Nichos y Optimización de Pareto ( <i>Niched Pareto Genetic Algorithm, NPGA</i> )          | 114 |
| A.6.5 Algoritmo Evolutivo de Fuerza de Pareto ( <i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm, SPEA</i> )                        | 115 |
| A.6.6 Algoritmo Evolutivo de Fuerza de Pareto 2 ( <i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm, SPEA2</i> )                     | 116 |
| A.6.7 Algoritmo Genético de Ordenación No Dominada II ( <i>Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II, NSGA II</i> )         | 117 |
| A.6.8 Algoritmo de Selección Basado en Pareto ( <i>Pareto-Envelope Based Selection Algorithm, PESA</i> )                     | 118 |
| A.6.9 Algoritmo de Selección Basado en Pareto II ( <i>Pareto-Envelope Based Selection Algorithm, PESA II</i> )               | 118 |
| A.6.10 La Estrategia de Evolución con Archivo de Pareto ( <i>The Pareto Archived Evolution Strategy, PAES</i> )              | 119 |
| <b>Apéndice B – Especificación de los Parámetros para la Implementación de los Algoritmos</b>                                |     |
| B.1 Parámetros del Algoritmo MOGA                                                                                            | 120 |
| B.2 Parámetros del Algoritmo SPEA2                                                                                           | 121 |
| <b>Apéndice C – Descripción de la Interfaz Gráfica</b>                                                                       | 122 |
| <b>Apéndice D – Banco de Pruebas</b>                                                                                         |     |
| D.1 Hardware                                                                                                                 | 126 |
| D.2 Software                                                                                                                 | 126 |

# Lista de Notaciones

|                 |                                                             |
|-----------------|-------------------------------------------------------------|
| AAM             | Gestión Avanzada de Activos                                 |
| AC              | Corriente Alterna                                           |
| ACO             | Optimización basada en Colonia de Hormigas                  |
| AEDG            | Generadores Distribuidos de Energías Alternativas           |
| AMI             | Infraestructura de Medida Avanzada                          |
| ANN             | Red Neuronal Artificial                                     |
| BFO             | Algoritmo de Alimentación Bacteriana                        |
| BG              | Generador Biodiesel                                         |
| BG01            | Generador Biodiesel 01                                      |
| BG02            | Generador Biodiesel 02                                      |
| BG03            | Generador Biodiesel 03                                      |
| CB              | Interruptor de Circuito                                     |
| CEE             | Ingresos por Exportación de la Energía                      |
| CEI             | Costo de Importación de la Energía                          |
| CHP             | Plantas de Cogeneración                                     |
| CO <sub>2</sub> | Dióxido de Carbono                                          |
| CO <sub>x</sub> | Óxidos de Carbono                                           |
| DC              | Corriente Directa                                           |
| DER             | Recursos Energéticos Distribuidos                           |
| DG01            | Generador Diésel 01                                         |
| DG02            | Generador Diésel 02                                         |
| DLR             | Evaluación Dinámica de la Línea                             |
| DM              | Tomador de Decisiones                                       |
| DS              | Sistema de Almacenamiento Distribuido                       |
| EA              | Algoritmos Evolutivos                                       |
| EC              | Costos Externos                                             |
| EF              | Factor de Emisión                                           |
| EMS             | Sistema de Gestión de la Energía                            |
| FACTS           | Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna      |
| FAME            | Ésteres de Metilo Ácido Graso                               |
| FC              | Celda de Combustible                                        |
| FC01            | Celda de Combustible 01                                     |
| FC02            | Celda de Combustible 02                                     |
| FC03            | Celda de Combustible 03                                     |
| FP              | Frontera de Pareto                                          |
| GD              | Generación Distribuida                                      |
| GTD             | Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica |
| HAN             | Red de Área Local                                           |
| HTS             | Superconductores de Alta Temperatura                        |
| HVDC            | Alto Voltaje en Continua                                    |
| IC              | Inteligencia Computacional                                  |
| kg              | Kilogramo                                                   |
| kg/h            | Kilogramos hora                                             |
| kV              | Kilo Volt                                                   |
| kW              | Kilowatts                                                   |
| kWh             | Kilowatts hora                                              |
| l/h             | Litros por hora                                             |
| LV              | Baja Tensión                                                |
| MAIN GRID       | Red de Energía Eléctrica Principal                          |
| MAS             | Sistema Multi-Agente                                        |

|                  |                                                              |
|------------------|--------------------------------------------------------------|
| MC               | Controlador de Microfuente                                   |
| MCFC             | Celda de Combustible de Carbonato Fundido                    |
| MEM              | Marco para la Gestión de Energía                             |
| MG               | Red Eléctrica Principal                                      |
| MGCC             | Controlador Central de la <i>Microgrid</i>                   |
| MO               | Optimización Multiobjetivo                                   |
| MOEA             | Algoritmos Evolutivos de Optimización Multiobjetivo          |
| MOGA             | Algoritmo Genético Multiobjetivo                             |
| MOPSO            | Optimización Multiobjetivo por Enjambres de Partículas       |
| MT               | Microturbina                                                 |
| MT01             | Microturbina 01                                              |
| MT01             | Microturbina 02                                              |
| MW               | Megawatts                                                    |
| NO <sub>x</sub>  | Óxidos de Nitrógeno                                          |
| NPGA             | Algoritmo Genético Basado en Nichos y Optimización de Pareto |
| NSGA             | Algoritmo Genético de Ordenación No Dominada                 |
| NSGA II          | Algoritmo Genético de Ordenación No Dominada II              |
| OM               | Costos de Mantenimiento y Operación                          |
| OPEX             | Costos Operativos                                            |
| P                | Potencia                                                     |
| PAES             | La Estrategia de Evolución con Archivo de Pareto             |
| PAFC             | Celda de Combustible de Ácido Fosfórico                      |
| PCC              | Punto Común de Acoplamiento                                  |
| PEMFC            | Celda de Combustible de membrana de intercambio de protones  |
| PESA             | Algoritmo de Selección Basado en Pareto                      |
| PESA II          | Algoritmo de Selección Basado en Pareto II                   |
| PL               | Carga Eléctrica                                              |
| P <sub>max</sub> | Potencia Máxima                                              |
| P <sub>min</sub> | Potencia Mínima                                              |
| PQR              | Calidad y Fiabilidad de la Energía                           |
| PSO              | Optimización por Enjambre de Partículas                      |
| PV               | Arreglo Fotovoltaico                                         |
| PV01             | Arreglo Fotovoltaico 01                                      |
| PV02             | Arreglo Fotovoltaico 02                                      |
| SHP              | Pequeña Central Hidroeléctrica                               |
| SHP01            | Pequeña Central Hidroeléctrica 01                            |
| SOFC             | Celda de Combustible de Óxido Sólido                         |
| SO <sub>x</sub>  | Óxidos de Sulfuro                                            |
| SPEA             | Algoritmo Evolutivo de Fuerza de Pareto                      |
| SPEA2            | Algoritmo Evolutivo de Fuerza de Pareto 2                    |
| STS              | Interruptor Estático de Transferencia                        |
| TIC              | Tecnologías de la Información y las Comunicaciones           |
| TR               | Transformador de Distribución                                |
| VEGA             | Algoritmo Genético para el Vector Evaluado                   |
| V2G              | Vehículo Eléctrico a la red                                  |
| W                | Watts                                                        |
| WAN              | Red de Area Amplia                                           |
| WAMCS            | Sistema de Monitorización y Control de Área Extensa          |
| Wh               | Watts hora                                                   |
| WT               | Generador Eólico                                             |
| WT01             | Turbina de Viento 01                                         |
| WT02             | Turbina de Viento 02                                         |

# Lista de Figuras

|      | Pág.                                                                                                                                                  |    |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1  | Modelo energético actual                                                                                                                              | 5  |
| 1.2  | Arquitectura de una <i>Smartgrid</i>                                                                                                                  | 7  |
| 1.3  | Modelo energético basado en <i>microgrids</i>                                                                                                         | 12 |
| 2.1  | Estructura conceptual típica de una <i>microgrid</i>                                                                                                  | 36 |
| 2.2  | Sistema de administración de energía EMS en una <i>microgrid</i>                                                                                      | 38 |
| 2.3  | Algoritmo de operación del EMS+DM                                                                                                                     | 39 |
| 2.4  | Esquema de funcionamiento de una celda de combustible tipo PEMFC                                                                                      | 40 |
| 2.5  | Componentes de una microturbina T100                                                                                                                  | 42 |
| 2.6  | Ejemplo de la potencia de salida de un generador eólico en función del tiempo                                                                         | 43 |
| 2.7  | Ejemplo de la potencia de salida de un generador fotovoltaico PV en función del tiempo                                                                | 45 |
| 2.8  | Ejemplo de la potencia de salida de una pequeña hidroeléctrica en función del tiempo                                                                  | 46 |
| 2.9  | Esquemático general de la red eléctrica principal                                                                                                     | 47 |
| 2.10 | Ejemplo de un perfil de carga para 24 horas                                                                                                           | 48 |
| 3.1  | Modelo de datos para la optimización por medio del algoritmo MOGA                                                                                     | 59 |
| 3.2  | Perfil de carga eléctrica PL y la potencia en las tecnologías AEDG evaluadas durante 24 horas                                                         | 59 |
| 3.3  | Ejemplo de las fronteras de Pareto del algoritmo de optimización MOGA, obtenidas para el modo conectado (izquierda) y para el modo aislado (derecha)  | 61 |
| 3.4  | Curva de los costos económicos obtenidos bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado                                                                | 62 |
| 3.5  | Curva de emisiones obtenidas bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado                                                                            | 62 |
| 3.6  | Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado                                | 63 |
| 3.7  | Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado             | 64 |
| 3.8  | Fluctuación de los precios (\$/kWh) para la compra y la venta de energía, desde y hacia la red eléctrica principal                                    | 65 |
| 3.9  | Comparación de los costos económicos de operación para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia MOGA         | 65 |
| 3.10 | Comparación de las emisiones para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia MOGA                              | 66 |
| 3.11 | Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia MOGA en modo conectado                                    | 67 |
| 3.12 | Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia MOGA en modo conectado                 | 67 |
| 4.1  | Modelo de datos para la optimización por medio del algoritmo SPEA2                                                                                    | 72 |
| 4.2  | Perfil de carga eléctrica PL y la potencia en las tecnologías AEDG evaluadas durante 24 horas                                                         | 73 |
| 4.3  | Ejemplo de las fronteras de Pareto del algoritmo de optimización SPEA2, obtenidas para el modo conectado (izquierda) y para el modo aislado (derecha) | 74 |
| 4.4  | Curva de los costos económicos obtenidos bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado                                                               | 75 |
| 4.5  | Curva de emisiones obtenidas bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado                                                                           | 76 |
| 4.6  | Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia                                                           |    |

|      |                                                                                                                                                                                                                                             |     |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
|      | SPEA2 50/50 en modo aislado                                                                                                                                                                                                                 | 76  |
| 4.7  | Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado                                                                                                  | 77  |
| 4.8  | Fluctuación de los precios (\$/kWh) para la compra y la venta de energía, desde y hacia la red eléctrica principal                                                                                                                          | 78  |
| 4.9  | Comparación de los costos económicos de operación para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia SPEA2                                                                                              | 78  |
| 4.10 | Comparación de las emisiones para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia SPEA2                                                                                                                   | 79  |
| 4.11 | Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia SPEA2 en modo conectado                                                                                                                         | 80  |
| 4.12 | Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia SPEA2 en modo conectado                                                                                                      | 80  |
| 5.1  | Curvas de comparación de costos debido a la operación de la <i>microgrid</i> en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2                                                                            | 82  |
| 5.2  | Histogramas de comparación de los costos totales para las 24 horas de operación de la <i>microgrid</i> en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2                                                  | 82  |
| 5.3  | Curvas de comparación de las emisiones debido a la operación de la <i>microgrid</i> en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2                                                                     | 83  |
| 5.4  | Histogramas de comparación de las emisiones totales para las 24 horas de operación de la <i>microgrid</i> en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2                                               | 83  |
| 5.5  | Graficas de comparación de la participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación, en modo aislado. Estrategia MOGA (izquierda), Estrategia SPEA2 (derecha)                                                            | 84  |
| 5.6  | Graficas de comparación de la participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación, en modo conectado. Estrategia MOGA (izquierda), Estrategia SPEA2 (derecha)                                                          | 84  |
| 5.7  | Comparación de los porcentajes de participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación, en modo aislado a) Estrategia MOGA, b) Estrategia SPEA2; en modo conectado c) Estrategia MOGA, d) Estrategia SPEA2              | 85  |
| 5.8  | Ejemplos de comparación de frentes de Pareto ofrecidos por las técnicas MOGA, SPEA2 y gamultiobj. La técnica SPEA2 presenta una mayor aproximación al frente de Pareto teórico (izquierda), mas competitividad entre las técnicas (derecha) | 85  |
| 5.9  | Rangos de No-Dominancia                                                                                                                                                                                                                     | 86  |
| 5.10 | Comparación porcentual de la cantidad de soluciones clasificadas por rangos de No-Dominancia, para las técnicas a) SPEA2, b) MOGA y c) gamultiobj                                                                                           | 87  |
| 5.11 | Muestras de la hora 16 de simulación, ofrecidas por las técnicas a) SPEA2, b) MOGA y c) gamultiobj                                                                                                                                          | 88  |
| 5.12 | Coeficiente de Variación entre las muestras de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj, para cada una de las 24 horas de simulación                                                                                                           | 89  |
| 5.13 | Comparación de los tiempos promedio de ejecución de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj                                                                                                                                                   | 90  |
| A.1  | Concepto de dominancia                                                                                                                                                                                                                      | 103 |
| A.2  | Ejemplo de un frente de Pareto ( <i>FP</i> )                                                                                                                                                                                                | 104 |
| C.1  | Ventana principal del Sistema de Gestión de Potencia (EMS)                                                                                                                                                                                  | 122 |
| C.2  | Interfaz gráfica del Sistema de Gestión de Potencia (EMS)                                                                                                                                                                                   | 123 |
| C.3  | Interfaz de configuración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER), utilizados en el proceso de Optimización                                                                                                                          | 124 |
| C.4  | Carga de los datos de entrada, utilizados en el proceso de Optimización                                                                                                                                                                     | 125 |
| C.5  | Interfaz gráfica para evaluar el desempeño de los algoritmos SPEA2 y MOGA                                                                                                                                                                   | 125 |

# Lista de Tablas

|     |                                                                                                                                                           | Pág. |
|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1.1 | Resumen de algunos proyectos de <i>microgrids</i> en el mundo                                                                                             | 33   |
| 2.1 | Convenciones para la estructura conceptual típica de una <i>microgrid</i> (Figura 2.1)                                                                    | 36   |
| 2.2 | Constantes de costo para la operación y el mantenimiento de DER                                                                                           | 50   |
| 2.3 | Coefficientes de costos externos y factores de emisión para las tecnologías DER                                                                           | 50   |
| 2.4 | Ejemplos de coeficientes de las características de emisión para las tecnologías DER                                                                       | 51   |
| 3.1 | Tecnologías AEDG y DER utilizadas en la experimentación de las estrategias de gestión                                                                     | 60   |
| 3.2 | Comparación de la participación de energía, de los costos y emisiones, bajo las estrategias de importación total de la red y MOGA                         | 66   |
| 4.1 | Tecnologías AEDG y DER utilizadas en la experimentación de las estrategias de gestión                                                                     | 73   |
| 4.2 | Comparación de la participación de energía, de los costos y emisiones, bajo las estrategias de importación total de la red y SPEA2                        | 79   |
| 5.1 | Numero de soluciones clasificadas por rangos de No-Dominancia, ofrecidas por las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj                                        | 87   |
| 5.2 | Desviación estándar y coeficiente de variación de las muestras de los conjuntos solución obtenidos mediante las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj         | 89   |
| 5.3 | Resumen de los resultados del coeficiente de variación de las muestras de los conjuntos solución obtenidos mediante las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj | 89   |
| 5.4 | Tiempos de ejecución de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj, para cada una de las 24 horas de simulación                                                | 90   |
| B.1 | Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo MOGA para la <i>microgrid</i> en modo conectado                       | 120  |
| B.2 | Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo MOGA para la <i>microgrid</i> en modo aislado                         | 120  |
| B.3 | Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo SPEA2 para la <i>microgrid</i> en modo conectado                      | 121  |
| B.4 | Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo SPEA2 para la <i>microgrid</i> en modo aislado                        | 121  |
| D.1 | Características técnicas de los componentes hardware del equipo de cómputo utilizado en la implementación                                                 | 126  |
| D.2 | Características técnicas del software instalado en el equipo de cómputo utilizado en la implementación                                                    | 126  |

# Introducción

En el presente documento se consigna todo lo concerniente al desarrollo del trabajo de grado “Estudio comparativo del uso de técnicas de inteligencia computacional para la optimización de potencia eléctrica en una *microgrid*”, requisito para optar al título de Ingeniero Electrónico de la Universidad del Valle, Cali, Colombia. Se trata de una temática de gran importancia en la actualidad, cuando se están desarrollando procesos que pretenden normalizar la generación distribuida y garantizar la eficiencia energética tanto en la distribución, como en el consumo de la energía eléctrica.

El documento está dividido en cinco capítulos, además de las conclusiones y las recomendaciones para trabajos futuros en esta misma área. Como material complementario se ha agregado cuatro apéndices, con los cuales se pretende ampliar algunos de los conceptos utilizados a lo largo del trabajo. En general, la estructura del documento atiende al objetivo fundamental de proponer y comparar dos técnicas de inteligencia computacional, adaptadas al problema de la gestión óptima de potencia eléctrica en *microgrids* simuladas.

En el capítulo 1 se expone una breve conceptualización teórica sobre los temas más importantes que abarcan todo el proceso evolutivo de las redes eléctricas, partiendo desde las redes tradicionales hasta la aparición de un nuevo tipo de red inteligente (*Smartgrid*); también se resaltan las grandes posibilidades brindadas por una nueva concepción conocida como *microgrids* y los distintos retos, y problemas que surgen con ella, entre ellos el problema de la gestión de la potencia eléctrica. Por otro lado, el capítulo 1 también presenta una revisión del estado del arte sobre las distintas investigaciones que abordan el tema de la gestión de la potencia eléctrica en *microgrids*, y los distintos proyectos sobre *microgrids* alrededor del mundo.

En el capítulo 2 se presenta una abstracción de una *microgrid* a través de un modelo adoptado de la literatura especializada, el cual está conformado por recursos energéticos distribuidos (DER), fuentes distribuidas de energías alternativas (AEDG), un sistema de almacenamiento DS y un sistema de gestión de potencia (EMS). La operación de este modelo de *microgrid* involucra los costos económicos y las emisiones ambientales, además tiene en cuenta algunas restricciones relacionadas con la demanda de potencia y el rango de trabajo de los generadores DER. El capítulo también exhibe el esquema de las estrategias de gestión óptima de potencia eléctrica, basadas en MOGA y SPEA2, para la administración de generadores DER en la *microgrid*.

El capítulo 3 presenta la descripción del algoritmo de optimización MOGA y las etapas de su proceso de evolución, además se plantea un modelo de datos, relacionado con el sistema de gestión de potencia (EMS) basado en esta técnica. El esquema de optimización cubre los dos modos de operación de la *microgrid*, el modo aislado y el modo conectado; a partir de estos, se presentan resultados ilustrativos de las 24 horas de operación.

El capítulo 4 presenta el mismo esquema del capítulo 3, pero en este caso, la gestión de potencia eléctrica está basada en el algoritmo de optimización SPEA2. El capítulo exhibe el modelo de datos empleado, seguido de un análisis de los resultados obtenidos tanto para el modo de operación aislado como conectado. Aquí como en el capítulo 3, la estrategia de gestión genera un conjunto de soluciones para cada una de las 24 horas de operación de la *microgrid*, y por medio de un proceso de toma de decisiones se elige una solución de cada conjunto.

A partir de los resultados obtenidos en los capítulos 3 y 4; el capítulo 5 ofrece un estudio comparativo del desempeño mostrado por las técnicas MOGA y SPEA2 en el problema de la gestión óptima de potencia eléctrica en un ambiente de *microgrid*. El desempeño de cada técnica se evalúa a través de dos enfoques, el primer enfoque se presenta desde el punto de vista de la operación de la *microgrid*, en el cual, se tiene en cuenta los costos económicos, las emisiones y la distribución de la energía. El segundo enfoque se analiza desde el punto de vista computacional, en este análisis se ha agregado otra técnica de gestión, a través de la función de Matlab® `gamultiobj` (), la cual se utiliza como referencia para evaluar el comportamiento de MOGA y SPEA2. Las métricas de desempeño computacional utilizadas abarcan los conceptos de No-Dominancia, Repetitividad de datos y Tiempo de Ejecución.

Finalmente, se presentan las conclusiones de los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo del trabajo, destacando la viabilidad de la gestión de energía en *microgrids* basada en las técnicas MOGA y SPEA2; además se realiza una serie de recomendaciones para el desarrollo de trabajos futuros que pretendan abarcar esta misma área de investigación. Por ultimo quedan consignadas todas las referencias de la literatura utilizadas en la realización del presente documento.

# 1. Gestión de Potencia Eléctrica en *Microgrids*

## 1.1 Introducción

Existe una creciente preocupación mundial por el deterioro del medio ambiente, causado por el constante progreso industrial. La generación, transmisión y distribución (GTD) de energía eléctrica es en parte responsable de este deterioro ambiental<sup>1</sup> con la emisión de gases de efecto invernadero y lluvia ácida. Este problema de contaminación atmosférica, el aumento en la demanda de energía eléctrica<sup>2</sup>, el envejecimiento de la infraestructura existente, los costos de transmisión, las restricciones en la construcción de nuevas líneas de alta tensión para la transmisión de energía a larga distancia, la dependencia de las centrales de generación, la falta de capacidad para cumplir con los requisitos actuales de calidad de la energía, entre otros problemas, implican algunos cambios en los procesos de GTD de la energía.

Reconocer los desafíos que enfrenta el sistema de energía eléctrica actual, y tener en cuenta que la disponibilidad del recurso eléctrico es una de las principales necesidades para el desarrollo socioeconómico de cualquier país. Es vital concebir una solución global que logre un compromiso entre la ciencia y la tecnología; y además cambie la visión tradicional de los sistemas de potencia, alejándose del paradigma actual de generación de energía centralizada. Los actuales y continuos avances obtenidos en el campo de la generación a pequeña escala y almacenamiento eléctrico han propiciado cambios en la forma en que en las últimas décadas se había concebido la GTD de energía (Muñoz & Ospino 2013). El concepto de generación distribuida GD pasa a ocupar un lugar primordial en el panorama energético mundial, y sugiere ser considerado en las soluciones de generación eléctrica.

La GD, a través de recursos energéticos distribuidos DER y especialmente de fuentes distribuidas de energías alternativas AEDG, ha tenido una amplia acogida dentro de las soluciones que se plantean; al presentar ventajas tales como la cercanía entre las fuentes de generación y la carga, la reducción de costos en infraestructuras de alta tensión, la flexibilidad para adaptarse a las necesidades de los usuarios, la reducción en la contaminación atmosférica (principalmente fuentes AEDG), proporcionan un medio alternativo para derivar el recurso eléctrico sin poner presión adicional sobre la red eléctrica actual, entre otras.

Para capitalizar las ventajas de la GD de manera eficiente, y teniendo en cuenta la necesidad de sistemas eléctricos más flexibles, además de los cambiantes escenarios regulatorios y económicos, se ha evolucionado al concepto de *smartgrids* y *microgrids*, cuya definición y características se pormenorizan en el desarrollo de este capítulo. Específicamente las *microgrids* buscan la penetración, y organización de pequeñas unidades de generación en media y baja tensión, con el fin de sacar provecho de diversas fuentes de energía de una

<sup>1</sup> En los Estados Unidos, un país desarrollado, el 40% de las emisiones de dióxido de carbono provienen de la generación eléctrica, mientras que únicamente el 20% son causadas por el transporte (Kaplan 2009).

<sup>2</sup> La generación de electricidad mundial se prevé que aumente un 2,4% cada año, de 16424 billones de kWh en el 2004 a 30364 billones de kWh en el 2030 (Colson et al. 2010).

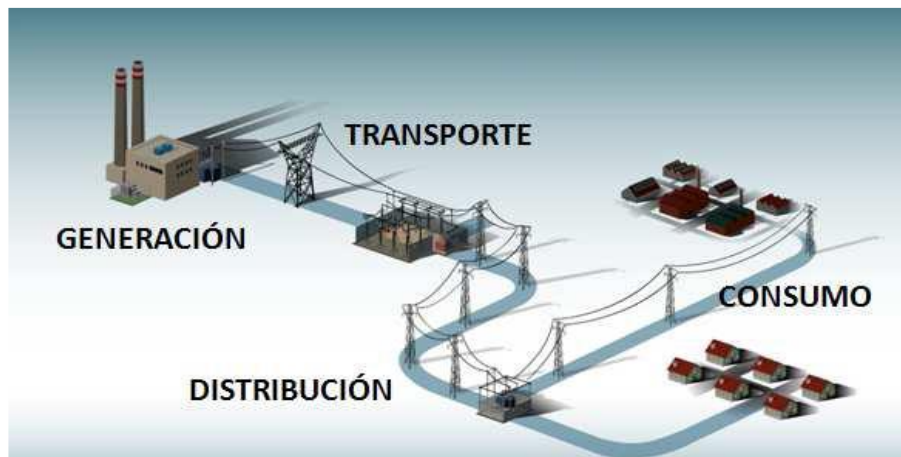
manera descentralizada. En este sentido, esta vertiente de GD se ha encontrado como la más adecuada dada su flexibilidad, eficiencia, y capacidad de gestión en la generación y demanda (Su & Wang 2012); por lo que se prevé que desempeñe un importante rol en la reestructuración de la infraestructura eléctrica actual y garantice la fiabilidad del suministro energético de una manera óptima (Noroozian & Vahedi 2010).

Se debe tener presente que las *microgrids* o redes de GD, involucran una serie de particularidades que las hacen diferir de las redes eléctricas tradicionales o convencionales, como lo son sus estrategias de control, gestión y operación. En particular para llevar a cabo una estrategia de gestión de la energía en una *microgrid*, es necesario realizar una correcta planificación de la solución energética, desarrollando un proceso óptimo que considere adecuadamente todos los factores que puedan impactar sobre la operación de la *microgrid*. Es determinante hacer énfasis en la importancia de que la gestión de la energía, vaya acompañada de una adecuada optimización de los recursos energéticos; al complementarse estos dos aspectos (gestión y optimización) será posible obtener una solución energética integral. Así la gestión de la energía en *microgrids* abre un nuevo camino, que debe ser explorado en búsqueda de la mejor solución económica y ecológica, es decir con un compromiso óptimo entre los costos de operación y las emisiones, al tiempo que se cumple con los requerimientos de demanda energética.

El presente capítulo expone la necesaria transición que debe afrontar la red eléctrica tradicional, hacia un nuevo modelo de red eléctrica inteligente (*Smartgrid*), además se resalta los diferentes desafíos que surgen de cara hacia este nuevo modelo. Buscando dar respuesta a la sostenibilidad y escalabilidad, el capítulo también expone el concepto de *microgrids*, los principales objetivos y retos que le sobrevienen, particularmente, el problema de la gestión de potencia eléctrica. Finalmente, se ofrece un estado del arte de los diferentes proyectos e investigaciones sobre *microgrids* y el problema de la gestión de potencia, teniendo en cuenta los diferentes enfoques que abordan estos temas.

## 1.2 Redes eléctricas tradicionales

La red eléctrica se puede definir como un conjunto de líneas, transformadores e infraestructura necesaria para llevar la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los centros de consumo; en otras palabras es la encargada de transportar y distribuir el recurso eléctrico generado en las grandes centrales (nucleares, hidráulicas, de carbón, renovables, etc.) hasta los puntos de consumo final (Observatorio de electrónica 2011).



**Figura 1.1.** Modelo energético actual. Tomado de (REE 2009).

Entre las principales etapas que intervienen en el proceso de suministro de energía tradicional se encuentran (Santofimia 2011):

- La etapa de generación: donde intervienen grandes plantas o centrales de producción, encargadas de generar la electricidad necesaria para cubrir la demanda de consumo.
- La etapa de transporte: en esta etapa, grandes infraestructuras, que forman la red de transmisión, conducen la energía eléctrica a muy alta tensión (igual o superior a 220 kV), a distintas áreas de consumo; es decir, enlazan las centrales de generación con las redes de distribución.
- La etapa de distribución: en esta última etapa, las redes de distribución realizan la transmisión de energía eléctrica (tensiones desde 13,2 kV hasta 34,5 kV) desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo.

El actual sistema de energía eléctrica, con sus etapas de generación, transporte y distribución presenta una serie de problemas para proveer un suministro continuo y de calidad del recurso eléctrico (Carballo et al. 2013). Entre los principales problemas de esta red tradicional cabe mencionar (European Commission 2006): la limitación para interconexión entre países; presenta una arquitectura centralizada, lo que relega conceptos de eficiencia, sostenibilidad y flexibilidad; hace uso de tecnologías que fueron concebidas antes de la mitad del siglo pasado y que no han presentado mayor evolución<sup>3</sup> (Observatorio de electrónica 2011), tales como transformadores, protecciones, seccionadores, elementos de control y mando, equipos de medida, etc.; involucra grandes estaciones de generación, que son optimizadas técnicamente para uso regional; presenta altas emisiones de gases contaminantes, principalmente en centrales de generación basadas en combustibles fósiles; y por último, los actuales marcos comerciales y de regulación heterogéneos no se ajustan a este modelo convencional.

<sup>3</sup>La mayor parte de la actual infraestructura de red eléctrica EE.UU. por ejemplo, fue construida en la década de 1930 (Su & Wang 2012).

Uno de los problemas que más vale la pena enmarcar es la poca evolución que la red eléctrica ha tenido; desde que esta fue concebida y hasta hace un par de años cumplía de gran manera los requerimientos que la demanda le exigía, pero de cierta forma se han venido relegando aspectos que actualmente son de gran importancia como: garantizar la eficiencia energética, considerar el impacto medioambiental, la flexibilidad para incorporar cualquier fuente de energía alternativa, el proporcionar una amplia cartera de opciones de contratación energética al cliente final, entre otros.

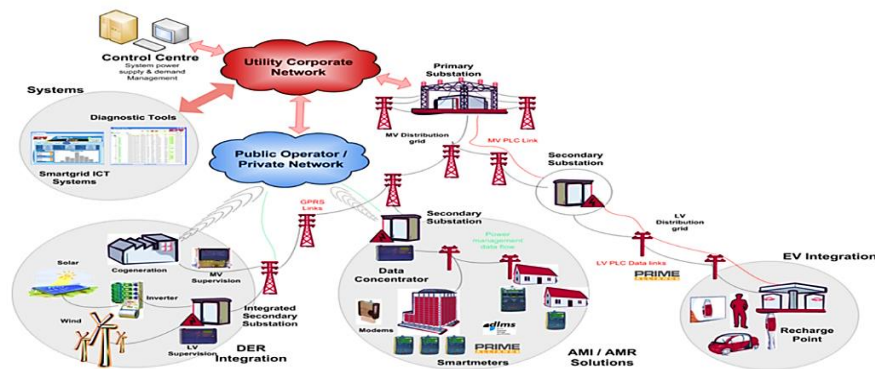
Por otro lado, en el esquema eléctrico tradicional las empresas eléctricas se ven obligadas a mantener una capacidad de reserva de energía importante para asegurar un suministro confiable; desafortunadamente hay restricciones dado que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, lo que implica que debe existir un equilibrio constante de la producción con la demanda (Díaz & Hernández 2011). Además, en muchos casos este modelo centralizado tradicional que concentra los activos de generación centralizada, por ejemplo en grandes plantas hidroeléctricas, y transmite la energía a centros de demanda distantes, como son las grandes ciudades o complejos industriales, padece de pérdidas importantes de energía en la transmisión y la distribución (San Martin et al. 2006), lo que incurre en significativos costos económicos y ambientales. También es necesario tener presente que a medida que el sistema de energía crece para satisfacer la demanda futura del recurso eléctrico, este modelo centralizado puede conllevar grandes costos económicos en la construcción de nuevas líneas de transmisión, sin contar con los problemas de estabilidad y flexibilidad global del sistema (Colson & Nehrir 2011).

Considerando cada uno de los aspectos anteriormente expuestos, se precisa la inversión en nuevas infraestructuras que, asociadas a la reducción de costos en las telecomunicaciones, los avances en sensores, sistemas más inteligentes, procesadores más potentes y rápidos, etc., hagan que la generación, transmisión, distribución y gestión de la energía sea más económica, ecológica, y permitan ofrecer una serie de nuevos servicios a los usuarios finales (Observatorio de electrónica 2011). Bajo estas premisas, aparece una nueva concepción la red eléctrica inteligente (*Smartgrid*), que se espera sea la respuesta a cada uno de los problemas presentados por la red eléctrica tradicional.

### 1.3 *Smartgrid* (Red Eléctrica Inteligente)

En busca de respuesta a un problema de sostenibilidad, se deben tener en cuenta soluciones que permitan un uso eficiente, fiable y responsable de la energía eléctrica, bajo una nueva concepción flexible y optimizada, la *Smartgrid* (Santofimia 2011). Según la plataforma tecnológica Europea de *Smartgrids* (*Smartgrids: European Technology Platform*) esta se puede definir como: una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, tales como generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones; con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.

El concepto general de *smartgrid* hace referencia a una red de energía avanzada, acorde con los adelantos y tendencias del siglo XXI (Díaz & Hernández 2011), que integra tecnologías tanto de control, como de tratamiento de la información, con el fin de monitorizar y gestionar la generación, el transporte y la distribución (GTD) de la energía eléctrica de la manera más eficiente posible (Santofimia 2011); además se caracteriza por un flujo bidireccional de la energía y la información, cercanía a los centros de consumo, y por incluir conceptos de flexibilidad, accesibilidad, compatibilidad, confiabilidad, economía y ecología (Hiskens 2010; Boswarthick et al. 2010; European comission 2006). En otras palabras se puede considerar las *Smartgrids* como un nuevo tipo de redes que incorporan la capacidad de percibir, asimilar, elaborar información y utilizarla adecuadamente haciendo uso intensivo de las tecnologías de la información y las comunicaciones.



**Figura 1.2.** Arquitectura de una *Smartgrid*. Tomado de (Salerno 2012).

Una de las características más importantes que diferencia la *smartgrid* de una red tradicional es su capacidad de soportar un flujo de energía bidireccional, es decir, pasar de un esquema centralizado en que el flujo de energía va solo desde vastas plantas de generación hacia los clientes, a otro que incorpora y aprovecha la capacidad de la generación distribuida. Aunque la generación y el transporte convencionales siguen existiendo en este nuevo modelo, las redes eléctricas se están transformando en millones de nodos interconectados (Díaz & Hernández 2011); este esquema le otorgaría a los usuarios la capacidad de pasar de ser simples receptores pasivos de electricidad a convertirse, al mismo tiempo, en fuentes y sumideros de energía (Boal 2010).

Así mismo, con el fin de mitigar el impacto ambiental (emisión de gases contaminantes), alteraciones en la calidad de la potencia, buscar soluciones económicas y dar un gran paso hacia un desarrollo sostenible, el desarrollo de *smartgrids* está enfocado hacia el cumplimiento de los siguientes objetivos (Santofimia 2011; Observatorio de electrónica 2011; EPRI 1999):

- ✓ Proporcionar una respuesta rápida a las condiciones cambiantes de la red eléctrica (por ejemplo: aumento en la demanda).
- ✓ Adaptarse a una amplia variedad de modalidades de generación y almacenamiento, gracias a las *microgrids* y a la generación energética distribuida.

- ✓ Predecir el comportamiento de la red eléctrica (picos de demanda, averías, etc.), proporcionando tolerancia a fallos y capacidades de auto reparación (*self-healing*), asegurando el flujo eléctrico en todos los puntos.
- ✓ Proporcionar garantías de seguridad (privacidad, prevención de ataques o cortes deliberados, etc.). Igualmente aumentando su capacidad para soportar desastres naturales y amenazas humanas.
- ✓ Mejorar la calidad de la potencia suministrada a los clientes finales.
- ✓ Potenciar la participación activa de los consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red principal en horas pico.
- ✓ Integrar diferentes fuentes de energía renovables distribuidas AEDG, apuntando a un esquema de generación más eficiente que mitigue las emisiones causantes del efecto invernadero y la lluvia ácida<sup>4</sup>.
- ✓ Facilitar el florecimiento de mercados, debido a la inclusión de nuevos elementos en la red como el vehículo eléctrico, un mayor número de tecnologías AEDG, etc.
- ✓ Tener capacidad de suministro de energía de calidad, gracias a un mayor número de puntos de generación que permitirá la entrega de diferentes calidades energéticas para cada tipo de aplicación.
- ✓ Realizar una optimización más eficiente de sus activos y operación, gracias a la automatización de todos los elementos implicados.

En resumen, las principales características que debe tener una infraestructura como la *smartgrid* deben ser: la auto-recuperación (*self-healing*), la cual le permitirá resolver de manera automática muchas de las posibles fallas de operación; la interactividad, que ofrecerá la posibilidad de establecer un mercado bidireccional entre generadores y consumidores; fortaleza, le otorgara capacidad para identificar y dar respuesta a amenazas naturales o hechas por el hombre; optimización, que permitirá la reducción de los costos de inversión, operación, mantenimiento, baja eficiencia, etc.; y por último la integración, referida a los procesos de estandarización que deberán permitir la interacción con otras redes inteligentes.

El cumplimiento a los objetivos ya planteados depende de gran manera en cómo se afronten los diferentes retos que surgen con este nuevo modelo de red eléctrica. Entre los principales retos se encuentran:

- Tecnológicos: estrategias de comunicación distribuidas, desarrollo de sistemas avanzados de control, gestión de la tolerancia a fallos, tratamiento masivo de datos y el diseño de nuevos dispositivos de almacenamiento.
- Económicos: aparición de nuevos modelos de negocios (futuro mercado de la energía); por ejemplo, las estrategias para la respuesta activa de la demanda ayudaran a reducir picos de consumo en el sistema energético, adaptándose a los patrones de consumo de los usuarios.

---

<sup>4</sup> Los objetivos 20-20-20 de la UE apuntan a una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de al menos el 20%, aumentar un 20% el consumo de energía procedente de fuentes AEDG, y una reducción en el consumo de energía del 20%, para el año 2020 (Mets et al. 2012).

- Regulatorios: establecimiento de estándares que especifiquen las bases para la interoperabilidad.

*Smartgrid* no es sólo un concepto sino un esquema que combina diversas tecnologías, especialmente aquellas vinculadas a la comunicación y al control (Díaz & Hernández 2011). Los aspectos más interesantes y prometedores en la evolución de la red eléctrica actual hacia la *smartgrid* son el soporte de flujo de energía bidireccional; la capacidad de interacción directa con el usuario; el desarrollo sistemas de comunicación, monitorización, medición avanzada, y gestión; la seguridad cibernética; el soporte de carga de automóviles eléctricos; la penetración de fuentes de energía distribuida (DER, AEDG y DS); entre otros. A continuación se exponen estos aspectos, y algunas de las principales áreas tecnológicas a impulsar (Beidou et al. 2010; European comission 2006; Santofimia 2011; Díaz & Hernández 2011; Su & Wang 2012):

- Sistemas de monitorización y control de área extensa (*Wide-Area Monitoring and Control Systems*, WAMCS): realizan operaciones avanzadas dirigidas a identificar la presencia de inestabilidades, ayudan en la integración de fuentes AEDG, mejoran e incrementan los sistemas de transmisión; además procesan de manera centralizada todos los datos recogidos de las diferentes fuentes y a partir de ellos evalúa el estado de la red (adquisición, envío y procesamiento de datos).
- Tecnologías de la información y las comunicaciones (TIC): parten de la necesidad del desarrollo del negocio energético, la eficiencia energética, la respuesta a la demanda, las exigencias regulatorias, así como un intercambio de datos en tiempo real, sobre una infraestructura que soporte la integración de numerosos dispositivos heterogéneos. Algunos sistemas de comunicaciones candidatos a ser utilizados son los siguientes: la última milla (*last mile*), que son redes de comunicaciones de dos vías tanto inalámbricas como cableadas superpuestas al sistema de distribución de energía; las redes de comunicaciones WAN (*Wide Area Networks*), utilizadas para cubrir áreas geográficas amplias y por lo general integran varias redes de menor tamaño como las HAN (*Home Area Network*) (Lima 2011); y por último, el sistema *Backhaul*, que conecta la red WAN a la red de última milla, agrega y transporta datos de la red de los usuarios finales, parámetros críticos de control de las subestaciones e información de campo de los dispositivos de la red de distribución.
- Seguridad cibernética: además de los requisitos estándar para una red de comunicaciones, tales como ancho de banda y fiabilidad, la seguridad es otro aspecto fundamental en la implementación de una red eléctrica inteligente. En una eventual amenaza del sistema energía los riesgos más importantes serían la interrupción de la red eléctrica, la pérdida de disponibilidad del sistema y la posibilidad de perder el control de ciertos aspectos de la red. Otro aspecto de la seguridad cibernética a tener en cuenta es la privacidad de los usuarios; dado que se podría llevar a determinar el equipamiento que existe en un hogar y sus patrones de uso. En resumen la seguridad cibernética, se refiere a la prevención de daños, al uso no autorizado, a la explotación y a la restauración de información electrónica

en los sistemas de comunicaciones; para garantizar su confidencialidad, integridad y disponibilidad.

- Fuentes alternas de energías renovables AEDG: diferentes fuentes de energía basadas en recursos renovables (por ejemplo: solar, eólica, etc.), pretenden ser integradas al sistema eléctrico en distintos puntos de la red de distribución. Estas fuentes AEDG no siguen la relación generación-carga tradicional al tener una fuerte dependencia de las condiciones ambientales, debido a esto aparecen retos ligados a la dificultad de predecir y gestionar la disponibilidad de esos recursos. Se plantea la necesidad de avanzar en sistemas de almacenamiento de energía, que aumenten la fiabilidad de este tipo de fuentes antes de integrarlas a la red. El reto para las tecnologías de almacenamiento de energía es hacerlas robustas, confiables y económicamente competitivas.
- Aplicaciones para la mejora de la transmisión: incrementar la capacidad de transmisión para mejorar la eficiencia de la generación y reducir las pérdidas técnicas por disipación de calor en las líneas, utilizando métodos como sistemas de transmisión flexibles de corriente alterna (FACTS), alto voltaje en continua (HVDC), superconductores de alta temperatura (HTS) o mediante evaluación dinámica de la línea (*Dynamic Line Rating*, DLR).
- Gestión Avanzada de Activos (*Advanced Asset Management*, AAM): desarrollar herramientas y aplicaciones de simulación, que involucren técnicas innovadoras de inteligencia computacional en la gestión coordinada de todos los niveles de la red; con el propósito de llevar a cabo la planeación, mantenimiento, expansión, balanceo de carga, y operación óptima de la *smartgrid*.
- Infraestructura de medida avanzada (*Advanced Metering Infrastructure*, AMI): los sistemas de medida avanzada tienen como objetivo proporcionar un valor añadido sobre la funcionalidad básica de medir, al involucrar a los consumidores al sistema eléctrico por medio del despliegue de nuevas redes de comunicaciones y sistemas de bases de datos. Al combinar la infraestructura AMI con una red HAN los consumidores o dispositivos instalados en el lado del cliente podrán monitorizar su uso de energía o programar su consumo en función del precio de la energía, lo que les permitirá gestionar de forma más eficiente su demanda. AMI consiste en un sistema de comunicación bidireccional que involucra medidores inteligentes, y dispositivos o aplicaciones para la gestión de la energía. Esto permite a las empresas responder más rápidamente a los posibles problemas, los servicios de conexión/desconexión, y comunicar en tiempo real los precios de la electricidad, entre otras funciones (Hart 2008).
- Cargas controlables: se refieren a las cargas que pueden ajustar su propio consumo de energía eléctrica con base a los puntos de ajuste en tiempo real. En un sistema de distribución convencional, los consumidores tienen poca flexibilidad para participar plenamente en los mercados eléctricos; en las *Smartgrid* las cargas controlables suelen estar en relación con los conceptos de gestión de la demanda. La capacidad de cambiar o

restringir cierta carga puede ayudar a mejorar la fiabilidad del suministro de electricidad a la carga crítica. Los vehículos eléctricos puede ser una clase especial de carga controlable.

- *Vehicle-to-Grid*, V2G: se reconoce como una tecnología que será clave en el uso más eficiente de la energía, y en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector transporte (Ramos 2010). A diferencia de otras cargas controlables, los vehículos eléctricos pueden ser conectados a diferentes puntos de la red de distribución en cualquier lugar y en cualquier momento. Las baterías de los vehículos eléctricos, tales como *Battery Electric Vehicle* (BEV) y los *Plug-In Hybrid Electric Vehicle* (PHEV), podrían ser utilizadas para trabajar como unidades de almacenamiento de energía.
- Sistemas en el lado del cliente: uno de los requisitos fundamentales para la implementación de una red inteligente es poseer y gestionar en tiempo real un gran volumen de información del estado de la generación y del estado del consumo de los usuarios finales. El reto para los sistemas en el lado del cliente es poder llevar a cabo funciones que permitan un uso eficiente de la electricidad, obteniendo así beneficios tanto para el cliente como para el sistema eléctrico. Se discute sobre el desarrollo de sistemas de gestión energética (*Energy Management Systems*, EMS) tanto en hogares como en locales comerciales e industriales; elementos de almacenamiento de energía; electrodomésticos inteligentes; y pequeños sistemas de generación.

Al considerar la gran cantidad de beneficios que *Smartgrid* le puede ofrecer a cada uno de los actores involucrados en el sistema eléctrico (entre ellos generadores, distribuidores y consumidores), la inversión, investigación y desarrollo de cada uno de los aspectos anteriormente expuestos deberá ser un foco vital, para lograr la transición de la red eléctrica actual hacia la red eléctrica inteligente.

Entre las distintas preocupaciones sistemáticas respecto al surgimiento y desarrollo de las *Smartgrids* se encuentran: la adaptabilidad y flexibilidad en diversas aplicaciones, el despliegue de fuentes de generación distribuida, y el aislamiento o acoplamiento controlado de estas fuentes de generación. Uno de los conceptos que se ocupa de estas preocupaciones sistemáticas es el concepto de *microgrids*.

### 1.3.1 *Microgrids*

Una *microgrid* puede ser considerada como una red eléctrica a pequeña escala, diseñada para interconectar a una agrupación de cargas locales (controlables y no controlables), sistemas de generación modular y unidades de almacenamiento energético DS, que actúan como un sistema único localizado<sup>5</sup>; es decir presentan un comportamiento desde la perspectiva del mercado energético y de la red eléctrica principal, como un solo productor o carga eléctrica (Hatziaargyriou et al. 2007; Logenthiran et al. 2008). Las *microgrids* se interconectan a las

<sup>5</sup> Según (Barnes et al. 2007) la *microgrid* puede ser vista como un sistema de sistemas de energía.

redes de baja o media tensión por lo que desempeñan un rol importante a nivel local. La energía se produce, transmite, consume, monitoriza y gestiona a nivel local<sup>6</sup>; por ejemplo en parques empresariales, edificios, centros comerciales, fabricas, granjas, universidades; o incluso una mezcla de diferentes estructuras tales como pequeños pueblos (Observatorio de electrónica 2011; Sahraei et al. 2012).



**Figura 1.3.** Modelo energético basado en *microgrids*<sup>7</sup>.

Típicamente una *microgrid* tiene la capacidad de operar bajo dos modos; o bien opera de forma sincronizada con la red eléctrica principal, en un modo conectado, u opera de manera independiente o autónoma del sistema de energía principal, en un modo aislado (Sahraei et al. 2012; Asmus 2010; Lasseter 2002; M. Ding et. al. 2009). En el modo conectado, la *microgrid* se une a la red principal a través de un transformador de distribución, en un punto común de acoplamiento (PCC)<sup>8</sup>; en este modo la *microgrid* puede aceptar energía de la red principal cuando lo necesita, pero apoyara con energía cuando tenga excedentes. La dinámica de importación o exportación de energía se rige en función de la carga y de las políticas de mercado implementadas (Chun et al. 2009). La *microgrid* al operar en modo conectado debe ser capaz de sincronizarse con la red principal, sin pasar por alto las normas de la red, y operar dentro de las especificaciones del sistema de potencia.

En caso de anomalías o perturbaciones en la red principal, tales como fallos, eventos que afecten la calidad de la energía, o incluso cuando los precios de compra de energía son elevados, la *microgrid* podría desconectarse y seguir operando en modo aislado. Esta operación de aislamiento tiene el objetivo de mejorar la calidad de la energía para el consumidor (Barnes et al. 2007). Cuando una *microgrid* opera sin conexión al sistema de energía principal, debe ser capaz de regular y mantener su propio suministro de energía, con el fin de satisfacer la demanda local mediante los generadores instalados en la misma.

<sup>6</sup> La arquitectura de la red de comunicaciones de una *microgrid* necesariamente cae en la categoría HAN. La cual, se implementa para permitir funcionalidades *Smartgrid* como la infraestructura AMI (Su & Wang 2012).

<sup>7</sup> <http://www.advanticsys.com/research/smart-grids/?lang=es>

<sup>8</sup> Punto en el que la *microgrid* y la red de distribución se encuentran.

El interés principal en la concepción de una estructura de *microgrid* es el de facilitar la alta penetración de pequeñas fuentes de generación (con capacidad de kW a un rango de unos pocos MW) en la red de distribución, sin causar problemas en la calidad de la energía (Chun et al. 2009). La *microgrid* permite coordinar y controlar estas fuentes de GD de una manera descentralizada, al tiempo que reduce la carga sobre la red eléctrica mediante la generación de energía cerca del consumidor (Wang et al. 2010; Colson et al. 2009; Colson et al. 2010). Para la conexión de fuentes de GD a *microgrids*, o en términos más generales de recursos energéticos distribuidos DER; fuentes distribuidas de energías alternativas AEDG; y sistemas de almacenamiento distribuidos DS, tales como volantes, condensadores de energía y baterías; es necesario contar con interfaces electrónicas de potencia, así como sistemas de comunicación y dispositivos de control para el despacho y operación eficiente de cada una de las unidades de generación (Corso et al. 2010).

Entre las tecnologías DER con mejores perspectivas y económicamente viables, debido al incremento en su producción en los últimos años (San Martin et al. 2006), se encuentran principalmente: las fuentes de generación DC, por ejemplo: celdas de combustible (FC); fuentes de AC de alta frecuencia, como microturbinas (MT); fuentes de generación convencionales, como las turbinas de gas (GT); además de plantas de cogeneración (CHP), tales como celdas de combustible de alta temperatura, sistemas de ciclo combinado, el generador de vapor de recuperación de calor (HRSG), etc. Estas plantas de cogeneración producen simultáneamente energía eléctrica y calor útil, lo que puede ser de gran beneficio en la instalación de una *microgrid*, dado que pueden alcanzar una eficiencia de hasta el 85 % (Su & Wang 2012).

La GD a partir de fuentes de energías renovables AEDG, puede hacer uso de energéticos locales (energía personalizada) evitando así el suministro de combustibles convencionales (por ejemplo: derivados del petróleo, gas y carbón), y por ende una reducción en las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Módulos fotovoltaicos PV, aerogeneradores WT, y las pequeñas centrales hidroeléctricas SHP, son las tecnologías AEDG con más potencial para ser utilizadas en una estructura como la *microgrid*<sup>9</sup> (San Martin et al. 2006). Normalmente estas fuentes AEDG son consideradas como unidades no gestionables dentro de la *microgrid* (Wang et al. 2011), esto debido a la intermitencia y la variabilidad inherente del recurso energético primario como la radiación solar, flujo del viento y el caudal del agua. La energía producida por las AEDG tiende a fluctuar dramáticamente dependiendo de la hora del día y la época del año.

La concentración de todas estas fuentes de GD es asumida por la *microgrid*, la cual debe satisfacer las necesidades de clientes locales, proporcionándoles energía tanto eléctrica como térmica además de serie de servicios auxiliares (Wang et al. 2010). Esto es especialmente atractivo desde la perspectiva del sistema eléctrico por dos razones principales (Colson & Nehrir 2011). En primer lugar, el concepto de *microgrids* concentra la incertidumbre

---

<sup>9</sup> Los Estados Unidos tenía 2.820 MW de capacidad instalada de energía fotovoltaica en el 2010, y esa cifra casi se duplicó en 2011 (EPIA 2012). Durante el primer trimestre del 2012, la industria eólica instaló 1.695 MW en 17 estados. Esto trae un acumulativo de capacidad de energía eólica en los Estados Unidos de 48.611 MW hasta finales de marzo del 2012 (AWEA 2012).

provocada por la GD; es decir, en lugar de muchas fuentes distribuidas conectadas de forma independiente a la red de servicios públicos, las fuentes de GD se combinan dentro de la *microgrid*. En otras palabras, la responsabilidad de la incertidumbre en las variables de generación, cambios en los patrones de carga, y cambio de los niveles de almacenamiento se desplaza hacia el operador de la *microgrid* y se sirve en un nivel local. En segundo lugar, la *microgrid* conglojera los intereses de los clientes y facilita el control de los activos locales hacia su propio interés. Por ejemplo, con el fin de mejorar la disponibilidad de la energía producida localmente, el recurso energético puede ser utilizado para apoyar la mayor cantidad de cargas críticas, desconectando algunas de las cargas no críticas.

En comparación con la topología de la red eléctrica convencional, que es relativamente estática, una *microgrid* puede tener una topología altamente dinámica y un número de dispositivos heterogéneos. Buscando estrategias de modelado e implementación, han surgido tres topologías fundamentales de *microgrids* reales, las cuales se clasifican de acuerdo a su estado de operación, el tipo de arquitectura de control, el acoplamiento de sus componentes, y como manejan los estados transitorios en un corto periodo de tiempo (Barnes et al. 2007):

**A. Fuerza Electromotriz Virtual:** En este esquema, un controlador central de *microgrid* (MGCC) envía las señales de control a todas las fuentes utilizando una red de comunicaciones de dos vías. El MGCC domina y controla el comportamiento general de la *microgrid*. El problema con esta topología es la alta dependencia de un sistema de comunicaciones fiable, rápido y costoso, lo que restringe en gran manera la escalabilidad o expansión del sistema.

**B. Fuerza Electromotriz Física:** En este esquema, una gran unidad central, ya sea de almacenamiento de energía o generación, se controla para manejar flujos de potencia en los estados transitorios, y establecer las variables eléctricas (voltaje, frecuencia, potencia real y reactiva) en estado de equilibrio. Las principales desventajas de esta topología están relacionadas con el costo de la unidad central, la dependencia y fiabilidad general en la operación de la *microgrid* de esta unidad central, y la dificultad para dimensionar futuros cambios en la carga y la generación (crecimiento de la *microgrid*).

**C. Control Distribuido:** En este último esquema, cada unidad perteneciente a la *microgrid* debe regular individualmente sus propias variables (por ejemplo la magnitud del voltaje y la frecuencia). Un controlador central puede ser utilizado para enviar puntos de operación nominales, o comportamientos genéricos. La velocidad de respuesta de las interfaces electrónicas de las unidades de generación, debe ser lo suficientemente alta para garantizar un funcionamiento estable, dado los constantes cambios en el entorno. El diseño de una *microgrid* bajo esta topología debe ser cuidadoso, con el fin de garantizar un equilibrio entre la carga y la generación, y evitar perturbaciones durante el funcionamiento, principalmente en modo aislado y durante la reconexión.

Las *microgrids* son un concepto revolucionario en comparación con los grandes sistemas eléctricos centralizados (San Martin et al. 2006). Este esquema emergente promete ofrecer numerosos beneficios para cada una de las partes involucradas en el sistema de energía, desde

los generadores hasta los consumidores, convirtiéndolo en un candidato atractivo para la configuración del futuro sistema de energía eléctrica. A partir de las *microgrids* se perciben los siguientes beneficios (Hatziaargyriou et al. 2007; San Martin et al. 2006; Mets et al. 2012; Colson et al. 2010; Wang et al. 2010):

- ✓ El aumento de la eficiencia energética a través de la cogeneración.
- ✓ La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; contribuyendo así a los objetivos enfocados hacia un desarrollo sostenible (por lo general basado en el Protocolo de Kyoto).
- ✓ El aumento en la calidad y fiabilidad (PQR) de la energía, debido a la presencia de la generación cerca de la demanda.
- ✓ La reducción de pérdidas en las líneas de transporte y distribución.
- ✓ La detención del crecimiento del sistema tradicional, logrando así una transición hacia un sistema de generación descentralizado.
- ✓ Ahorro de energía primaria, al ser un sistema más eficiente en términos globales que una central convencional.
- ✓ El aumento en la competitividad industrial, al producirse la liberalización del mercado eléctrico.
- ✓ Brinda al sistema de distribución una mayor flexibilidad
- ✓ Los clientes industriales y residenciales se benefician de la energía producida a nivel local, y reducen las facturas de energía mediante el desplazamiento automático de cargas flexibles hacia los periodos de tiempo más económicos.
- ✓ Permite un mejor y más uniforme despacho de carga.
- ✓ Abre la posibilidad de aprovechar los recursos energéticos locales.

Las características únicas y dinámicas de esta nueva arquitectura de red eléctrica, aparte de sus numerosos beneficios, también presentan un reto único en materia de control y operación. Dependiendo de las características y del nivel de penetración de las unidades de GD (DER, AEDG y DS) en la *microgrid*, el esquema de gestión de energía puede ser significativamente diferente al de un sistema de energía convencional, dado que las *microgrids* ya no pueden ser consideradas como redes pasivas. Por lo tanto, el problema de la gestión de energía en *microgrids*, es algo que vale la pena analizar con más detenimiento, con el fin de garantizar un máximo aprovechamiento los recursos energéticos de la *microgrid* y por ende maximizar los beneficios de la misma.

## 1.4 El Problema de la Gestión de la Potencia en *Microgrids*

El concepto de *microgrids* trae consigo un gran número de ventajas pero también genera grandes retos económicos, comerciales y técnicos, que deben ser afrontados de cara a este nuevo modelo. Uno de los retos más difíciles presente en un escenario de *microgrid* es la gestión de potencia (Kumar & Suryanarayana 2013), y la complejidad que implica es mucho mayor si diferentes fuentes de energía, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables están involucradas (Logenthiran et al. 2010). Una conexión no controlada de los sistemas de

GD no es deseable, ya que pueden presentarse efectos negativos en el sistema de energía, sobre todo por los recursos aleatorios (por ejemplo: la energía solar y eólica), y además crea un desafío de enormes proporciones en la operación segura, eficiente, fiable y óptima de la *microgrid* (Colson et al. 2009); estos inconvenientes se pueden soslayar solo si las diferentes alternativas de generación se integran adecuadamente, y se realiza una planificación de los tiempos de generación y consumo, a través de un Sistema de Gestión de Energía (EMS) que logre un máximo aprovechamiento de los recursos existentes (Santofimia 2011).

El EMS de una *microgrid* es esencial para garantizar su mejor explotación, es decir para maximizar los beneficios de la *microgrid* y reducir los efectos negativos de una fuerte penetración de unidades de GD; este trata de satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores locales, empleando las unidades de GD que tenga a su disposición y haciendo uso de sistemas de almacenamiento. Para esto el EMS hará una planificación o programación de la producción de energía a partir de las unidades de generación de la *microgrid*, respetando al mismo tiempo las diversas restricciones de estas fuentes de generación y las restricciones del sistema, tales como: la disponibilidad de los recursos de las fuentes AEDG y DER (es decir, radiación solar, el estado del combustible, el nivel de almacenamiento de energía, etc.), balance y límites de potencia, factores de estabilidad, niveles de frecuencia y tensión, la demanda de energía de las cargas, el modo de operación de la *microgrid* (conectado o aislado), entre otros.

El interés de producir energía de una manera distribuida en un entorno de *microgrids* está motivado por la posibilidad de satisfacer diferentes objetivos de importancia en la actualidad para el sistema de energía, tales como: la reducción de gases contaminantes emitidos a la atmósfera, el aumento de beneficios económicos, la reducción de pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, etc. Esto da la idea de que el problema de la gestión potencia eléctrica en *microgrids* puede ser formulado con base al siguiente conjunto de objetivos primarios y secundarios (Colson et al. 2010; Colson et al. 2009; Farahmand et al. 2011):

- ✓ Maximizar la disponibilidad de potencia (por ejemplo: satisfacer la demanda de carga instantánea del consumidor).
- ✓ Minimizar factores económicos (por ejemplo: costos de combustible, operación y mantenimiento, costos por efectos transitorios, etc.).
- ✓ Minimizar el impacto ambiental en la explotación de los generadores. (por ejemplo: emisiones, ruido, residuos peligrosos, etc.).
- ✓ Maximizar el despacho de cargas (por ejemplo: cargas capaces de reaccionar a la demanda).
- ✓ Maximizar los ingresos derivados de la prestación de servicios a la red eléctrica (incluyendo servicios auxiliares, el margen de reserva, etc.), estimulando las oportunidades del mercado de energía.
- ✓ Minimizar la energía adquirida desde fuera de la *microgrid* (importada desde la red eléctrica principal).
- ✓ Maximizar la eficiencia total de la *microgrid* (energía generada vs energía consumida).

- ✓ Minimizar los periodos transitorios durante la estabilización en caso de un accidente o interrupción.

Objetivos secundarios:

- ✓ Maximizar el factor de carga (suavizar los picos y los valles de generación).
- ✓ Reducir al mínimo la necesidad de almacenamiento de energía.
- ✓ Maximizar la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión.
- ✓ Maximizar el soporte a potencia reactiva.
- ✓ Permitir la integración estable, transparente y adaptable de activos de generación y carga en la *microgrid* (funcionalidad *plug-and-play*).

El sistema de gestión de potencia EMS de una *microgrid* es un ejemplo de un marco de toma de decisiones automatizado, que debe considerar exhaustivamente factores complejos que afectan un sistema complejo (Colson et al. 2010); cuando estas decisiones se toman hacia un conjunto de objetivos a menudo contradictorios, como los mencionados anteriormente se debe encontrar una solución óptima de lo que se conoce como un problema combinatorio multiobjetivo y multirestricción (Corso et al. 2010).

En el proceso de evaluación de los componentes de la toma de decisiones y la búsqueda de la mejor solución disponible, este tipo de problemas se incorpora dentro un campo de análisis de optimización<sup>10</sup> (Colson et. 2010). Uno de los conceptos ligados a este campo es el concepto de óptimo de Pareto (véase Apéndice A), el cual representa una solución que considera un estado de satisfacción para un objetivo que no se puede mejorar más sin bajar la satisfacción de otro de los objetivos.

La dificultad de la tarea de gestión radica en que los objetivos compiten y cambian rápidamente sus parámetros, por lo que es necesario una arquitectura de gestión de energía en tiempo real, flexible y robusta (Colson et al. 2009). Está claro que el problema de la gestión de energía en *microgrids* es mucho más complejo que en los sistemas de energía convencionales (Colson & Nehrir 2011). En el diseño de la arquitectura de gestión de una *microgrid* es necesario tener en cuenta: el sistema de comunicaciones, tipo y número de controladores, especificar los algoritmos de control, la interacción entre los controladores, etc.

Para abordar un problema tan complejo como es la gestión de potencia eléctrica en una *microgrid* teniendo en cuenta un entorno de decisión multiobjetivo y multirestricción, se requieren técnicas nuevas e innovadoras dado que las técnicas determinísticas tradicionales pueden ser costosas computacionalmente y aun así no derivar soluciones óptimas de Pareto; bajo esta premisa se puede dar uso al potencial de algunas de las técnicas de inteligencia computacional (IC) que tengan la capacidad de hacerle frente a problemas no lineales y de gran dimensión; que garanticen que las restricciones no sean violadas; y que puedan abordar muchos objetivos simultáneamente, al tiempo que requieran menos recursos

---

<sup>10</sup> La satisfacción de los objetivos se convierte en un esquema de maximización o minimización.

computacionales para derivar soluciones en menos tiempo en comparación con los métodos determinísticos clásicos (Fonseca & Fleming 1998; Faria et al. 2013).

De todas las técnicas de IC para abordar problemas complejos de optimización multiobjetivo, se debe prestar especial atención a los Algoritmos Evolutivos de Optimización Multiobjetivo o MOEAs (véase Apéndice A). Estos se caracterizan por (Coello et al. 2008; Abbass et al. 2001; Coello 2005; Duarte 2001): el manejo de problemas con espacios de búsqueda de gran dimensión; operar sobre un conjunto de posibles soluciones, lo que ayuda a que la búsqueda no se quede atascada en óptimos locales; no requieren conocimiento previo sobre el problema a resolverse; pueden combinarse con otras técnicas de búsqueda para mejorar su desempeño; son conceptualmente fáciles de implementar y usarse; y por tener buenos valores de eficiencia computacional. Todas estas características los hacen atractivos para la elaboración de soluciones óptimas de Pareto (Colson et al. 2010), con lo cual se pretende hacer frente a los diversos objetivos y limitaciones inherentes a la gestión de potencia en *microgrids*.

En el contexto futuro de la explotación de *microgrids*, de acuerdo con el paradigma de las redes inteligentes, estas deberán adaptarse a grandes cantidades de fuentes de generación distribuida; debido a este entorno competitivo, las decisiones importantes deberán ser tomadas de la manera más eficientemente posible y en horizontes de corto plazo; por lo que los métodos de IC serán de gran importancia en este campo.

## 1.5 Estado del Arte

Aunque el papel que juega la inteligencia computacional en la gestión de potencia eléctrica o asignación dinámica de generadores distribuidos en *microgrids* es relativamente innovador, existe hasta la fecha algunos trabajos de investigación que buscan dar respuesta a este problema, haciendo uso de soluciones no convencionales a través de algoritmos de IC. Estos trabajos previos han demostrado la eficacia de los métodos de IC para ser aplicados en sistemas de potencia como las *microgrids*. La ventaja fundamental de estos métodos computacionales inteligentes en el problema de la gestión de energía es su rápida convergencia, junto con la capacidad para manejar múltiples objetivos de manera simultánea.

Para hacer frente al desafío de la gestión de potencia eléctrica en *microgrids*, algunos investigadores han propuesto dos enfoques principales, conocidos como gestión centralizada y gestión descentralizada. Cada enfoque presenta sus ventajas y desventajas; por lo tanto esta sección está dedicada a revisar aquellos trabajos en donde se plantean algunas estrategias de gestión enmarcadas bajo estas dos vertientes. Por último, también se hace una breve revisión de algunos de los proyectos de desarrollo de *microgrids* que se están llevando a cabo alrededor del mundo.

### 1.5.1 Gestión Centralizada

En la gestión centralizada, se espera que el EMS proporcione directamente los puntos de operación a los DER, unidades de almacenamiento y cargas controlables; además realice todos los cálculos y tome las decisiones finales. Para ello, el EMS recoge toda la información relevante sobre la oferta de potencia de cada DER dentro de la *microgrid*, la demanda de carga, las restricciones de seguridad y otros factores; a partir de esta información y de acuerdo a unos objetivos, envía los puntos de operación a los controladores locales de cada una de las unidades controlables a través de los enlaces de comunicación. En resumen la arquitectura de gestión centralizada puede ser utilizada para optimizar: la programación en la generación de potencia, los costos de operación, la carga compartida, el ciclo de vida de las unidades de almacenamiento, etc. (Mao et al. 2014).

Un sistema de gestión centralizado presenta una serie de ventajas, tales como (Su & Wang 2012): facilidad de aplicación, es una arquitectura estandarizada, fácil mantenimiento, relativamente bajo costo y una observabilidad amplia de la operación de toda la *microgrid* (mayor conocimiento para la toma de decisiones). Sin embargo, cuando el número de dispositivos dentro de la *microgrid* aumenta rápidamente, es necesario altos requerimientos en la red de comunicaciones<sup>11</sup> y en las instalaciones de computo (alta carga computacional), lo que se convierte en un obstáculo para este tipo de arquitectura (Wang et al. 2010). Además de tener un único punto de fallo, la gestión centralizada no es totalmente compatible con la funcionalidad *plug-and-play*, la cual otorga escalabilidad y flexibilidad, que son características claves de las *microgrids*.

En (Colson et al. 2009) se expone un algoritmo de IC, como método de optimización en el despacho de energía de algunos DER en una *microgrid*. El algoritmo utilizado está basado en colonia de hormigas (ACO), el cual realiza una búsqueda de soluciones óptimas de Pareto teniendo en cuenta la demanda de carga local y la minimización de algunos objetivos como: las emisiones ambientales, la disponibilidad de los combustibles y los costos económicos de operación (precio en el mercado de la energía, precio de los combustibles, etc.).

Partiendo de la premisa de que las técnicas de IC son una alternativa viable en la gestión de energía de manera inteligente en *microgrids*, tanto para aplicaciones fuera de línea como para aplicaciones en tiempo real. En (Colson et al. 2010) los autores presentan dos ejemplos representativos de estas técnicas, una de ellas es la optimización por enjambre de partículas (PSO) y el otro método presentado es la optimización basada en colonia de hormigas (ACO). Además se presenta un marco comparativo de las ventajas de estos métodos de IC sobre las técnicas computacionales tradicionales, en problemas de optimización multiobjetivo. Por ultimo utilizando una estructura simulada de una *microgrid* de tres generadores (eólico, fotovoltaico y celda de combustibles), un sistema de gestión de potencia basado en ACO fue desarrollado y evaluado. Mediante el uso de información de las características de los generadores, la disponibilidad de recursos y la demanda de energía, el algoritmo de gestión

---

<sup>11</sup> Esta red de comunicaciones necesariamente debe ser de alta velocidad y de dos vías, para lograr el intercambio de información entre el controlador central y los controladores locales (Su & Wang 2012).

presenta soluciones de despacho óptimo con base a dos objetivos: minimizar las emisiones ambientales y reducir al mínimo el coste de la generación.

A través de un algoritmo bastante popular en problemas de optimización multiobjetivo, como lo es el algoritmo genético de ordenación no dominada II NSGAIL, (Corso et al. 2010) hace frente al problema del despacho óptimo de potencia de generadores distribuidos DER, los cuales pertenecen a una *microgrid* de baja tensión conectada a la red eléctrica principal. En esta investigación el problema es analizado para 24 horas de operación, en donde aparte de realizar una gestión de DER, también se considera la gestión de los sistemas de almacenamiento DS. Los objetivos que se intentan minimizar son: los costos de generación, las emisiones de carbono y las pérdidas en las líneas; teniendo en cuenta la producción de energía por hora de los DER y el nivel de energía en las unidades de almacenamiento. Los resultados mostrados prueban que el uso de un enfoque basado en el concepto de no dominancia (véase Apéndice A) proporciona una amplia gama de alternativas y permite una fuerte optimización de los objetivos considerados.

Aunque el trabajo presentado en (Basu et al. 2010), plantea el problema de la gestión de energía como un problema multiobjetivo, la solución a este es encarada mediante una aproximación que convierte la función multiobjetivo de costos y emisiones en una función de un solo objetivo. Como resultado, un nuevo enfoque es planteado con el nombre de despacho económico de emisiones (EED), aquí las emisiones se utilizan como restricciones en las soluciones del problema. La optimización se realiza mediante la técnica PSO, donde la demanda de potencia eléctrica es considerada como una restricción de igualdad y la capacidad de los DER como restricciones de desigualdad. El estudio es realizado en una *microgrid* compuesta por cuatro DER (microturbinas y generadores diésel) y solo se considera las emisiones de tipo NOx.

Para programar la operación entre *microgrids* vecinas interconectadas, un sistema de gestión de energía es presentado en (Jaganmohan et al. 2012). En este trabajo se diseña un sistema que proyecta a corto (horas/días), mediano (mensual/semanal) y largo plazo (anual) la demanda de carga y la disponibilidad de los DER en las *microgrids*. El objetivo es evitar futuras crisis de energía y una buena coordinación entre las *microgrids* ubicadas en diferentes áreas. La arquitectura del sistema de gestión hace uso de la función de una red neuronal artificial (ANN) para predecir tanto la carga como la disponibilidad de los recursos energéticos en las *microgrids*. Los datos previstos, los meteorológicos, y los datos en tiempo real se utilizan para entrenar las ANN por medio del método de Levenberg Marquardt. Entre las tareas del EMS diseñado esta: la programación de la transacción de energía entre las *microgrids* vecinas, el envío del punto de almacenamiento en el DS, la programación económica de los DER dentro de cada una de las *microgrids*, el envío de señales de aislamiento entre *microgrids* en caso de que se produzcan fallos, y el almacenamiento de los datos de operación para el acceso futuro. Todo el diseño es simulado en Simulink-Matlab.

En (Koski et al. 2011) se presenta un estudio sobre la gestión de energía en una *microgrid*, por medio de simulaciones en Simulink. En este trabajo los autores utilizan una técnica llamada Búsqueda Directa de Malla Adaptativa (MADS) y un sistema experto, para la

optimización de los costos totales de la potencia generada. El algoritmo MADS es comparado con el sistema experto; este último basándose en el conocimiento del sistema de energía, calcula los precios unitarios para cada tipo de generador y la red principal, y a partir de ellos selecciona el tipo de suministro de energía más económico. El algoritmo MADS se ejecuta cada cinco minutos, si aumenta la demanda de energía entre ese instante de tiempo, la energía adicional es tomada de la red principal; si los generadores producen más energía de la necesaria, la *microgrid* suministra el excedente a la red principal. El modelo de *microgrid* presentado incluye un generador diésel, una microturbina y el suministro de la red principal. Las funciones de costos son introducidas para cada fuente de energía y cada costo es función de la energía producida. Los autores indican que el sistema experto fue más adecuado para la gestión de la energía. Sin embargo, el sistema experto tuvo conocimiento, por ejemplo, sobre la eficacia de cada generador que el método MADS no utilizó.

Un sistema de gestión óptima de recursos basado en el algoritmo PSO, que busca minimizar los costos de operación de una red de distribución y de una *microgrid* conectada a esta red, es presentado en (Faria et al. 2013). Entre los recursos a gestionar se encuentra los DER disponibles en la *microgrid* y la energía que se puede comprar a un conjunto de proveedores externos. El estudio considera una autentica red de distribución con 20.310 consumidores y 548 generadores distribuidos. Un modelo de flujo de potencia ha sido incorporado en el algoritmo para permitir el análisis de las violaciones de la red en las soluciones entregadas. Por otro lado se evalúa la calidad y la eficiencia de las soluciones del enfoque heurístico mediante la comparación con las soluciones obtenidas por medio de la herramienta profesional de optimización GAMS.

En (Sahraei et al. 2012) se desarrolla una estructura de gestión de energía en *microgrids* basada en lógica difusa. El enfoque implementado busca cumplir con el suministro de energía de los consumidores locales, al tiempo que se persiguen buenos ingresos económicos y se reducen los negativos efectos ambientales debido a la emisión de gases por la producción de los DER. El sistema de lógica difusa se utiliza para el control y gestión de la energía, para lo cual determina la tasa a la que la potencia tiene que ser entregada o tomada de la unidad de almacenamiento durante intervalos de tiempo de 15 minutos, a partir de las muestras de cuatro variables de entrada al sistema. Entre estas variables de entrada se incluye: el precio de la energía por kWh, la demanda de carga local, la tasa de generación de potencia eléctrica a través de los recursos renovables, y el factor de contaminación del aire. Solo hay una variable de salida del controlador difuso, que corresponde a la cantidad de potencia a ser intercambiada por la batería durante el siguiente intervalo de 15 minutos. Bajo condiciones de bajo precio de la energía, la acción decidida por las normas incluye a veces comprar energía a la red y guardarla en la unidad de almacenamiento, ya que el punto principal abordado en este trabajo es que el precio de la energía sea bajo.

Otro trabajo basado en lógica difusa es presentado en (Manjili et al. 2012). Aquí los autores consideran la lógica difusa en la toma de decisiones para el control de la unidad de almacenamiento de la *microgrid*. La unidad de almacenamiento es asumida como ideal, es decir sin límite máximo para la cantidad de energía almacenada; a partir de esta abstracción se investigan los costos generales de la operación del sistema.

Una estrategia de gestión óptima basada en un esquema de optimización de los costos de operación de una *microgrid*, utilizando el algoritmo de alimentación bacteriana BFO es presentada en (Noroozian & Vahedi 2010). La función de costos propuesta por los autores, tiene en cuenta los costos por la emisión de algunos gases, tales como NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>; además de los costos de operación y mantenimiento de una celda de combustible, una microturbina, un banco de baterías, una turbina eólica y un sistema fotovoltaico. La optimización está dirigida a minimizar los costos, al tiempo que se satisface la demanda de carga y se cumple con unas restricciones de seguridad en los límites de operación. El trabajo también tiene en cuenta la construcción del modelo de *microgrid*, en donde cada componente del sistema se construye a partir de datos reales de fabricantes; además el modelo de carga, los datos de viento y radiación solar utilizados, son tomados de datos reales.

La Universidad del Valle en Colombia con sus departamentos de ingeniería eléctrica, y de sistemas y computación, en el trabajo de maestría presentado en (D.M. López 2013) el autor propone una estrategia para la gestión óptima de potencia eléctrica en un modelo de *microgrid*. La estrategia de gestión se lleva a cabo por los algoritmos de optimización multiobjetivo NSGA II y MOPSO, los cuales, a partir del modelo de *microgrid*, realizan la gestión de los recursos energéticos distribuidos DER teniendo en cuenta los costos de operación y las emisiones de los mismos. Por otro lado, el trabajo también ofrece un análisis comparativo del desempeño de ambos algoritmos, con el fin de verificar la prevalencia de una técnica sobre la otra.

### 1.5.2 Gestión Descentralizada

En contraste con la gestión centralizada, la gestión descentralizada constituye un marco en donde cada unidad controlable (DER, DS, ciertas cargas, etc.) perteneciente a la *microgrid* está regulada por varios controladores locales en lugar de ser gobernadas por un controlador maestro central (Su & Wang 2012). En una arquitectura descentralizada, las responsabilidades y tareas de gestión son asignadas a los controladores locales, que coordinan y negocian entre ellos la manera de administrar y optimizar la operación de la *microgrid*. Un controlador local solo tiene que tomar medidas en eventos locales (se centra en tareas más específicas) con la información local, lo que lleva a que la cantidad de información transferida sea mucho menor de la que se necesita en el sistema centralizado (Colson et al. 2009). La carga computacional se distribuye, ya que los controladores locales solo tienen que tomar las decisiones a nivel local; por lo tanto, este tipo de arquitectura reduce significativamente la necesidad computacional y libera la tensión en la red de comunicaciones de todo el sistema *microgrid*.

Dado que una *microgrid* puede operar como una colección de fuentes *plug-and-play*, el sistema de gestión descentralizado trata de garantizar esta funcionalidad (fácil de ampliar); además es bastante inmune a un solo punto de fallo, es decir si el controlador central falla, el resto del sistema puede seguir operando, esto aumenta la fiabilidad del sistema (Wang et al. 2010). Otra ventaja de la gestión descentralizada es la reducción en gran medida de la necesidad de una red de comunicaciones con un gran ancho de banda, esto se debe a que se

reduce el intercambio constante de información entre el controlador principal y los controladores locales. Sin embargo, debido a la naturaleza descentralizada, no existe un vínculo directo para transmitir información global entre cada uno de los dispositivos controlables de la *microgrid* (Chun et al. 2009). El controlador local negocia con otros controladores locales vecinos para llegar a un consenso (por ejemplo, puntos óptimos de operación) iterativo; lo que provoca un costo de tiempo adicional de sincronización para alcanzar este consenso; esto se convierte en un reto para lograr la optimización global en las operaciones de la *microgrid*. El costo inicial de las instalaciones de control es otro cuello de botella de la arquitectura descentralizada (Su & Wang 2012).

Uno de los métodos distribuidos de IC es el concepto de Sistema Multi-Agente (MAS), que básicamente consiste en una colección de entidades computacionales autónomas llamadas agentes<sup>12</sup>, estos tienen la capacidad de funcionar de forma autónoma e interactuar proactivamente con otros agentes por medio de algún lenguaje de comunicación. A menudo, en las arquitecturas MAS, los agentes autónomos trabajan con una perspectiva de todo el sistema limitado, y se centran en el logro de tareas localizadas. Aunque los agentes pueden comunicar información (cooperación) acerca del logro de su meta a otros agentes independientes que comprenden el MAS. La interacción entre los agentes conduce hacia la meta del sistema, mientras que cada agente busca la optimización de sus propios objetivos.

La aplicación de MAS en sistemas de energía distribuida como *microgrids*, parece tener un alto valor potencial (Chun et al. 2009), al acercarse al complejo problema de la gestión de recursos en una forma descentralizada. Una arquitectura de gestión basada en MAS, que es capaz de adoptar un comportamiento de colaboración a partir de diversas acciones locales, en pro de mejorar el rendimiento general de la *microgrid*, se ha convertido un área de interés para diversos investigadores.

Utilizando una arquitectura de control distribuido basada en agentes, para una *microgrid*; en (Colson & Nehrir 2011) se propone un medio para lograr la gestión de energía y control de una *microgrid*, específicamente en forma descentralizada. Aquí se analiza la gestión de energía y control en tiempo real, buscando un funcionamiento eficaz y una operación óptima en la generación local, la carga, y los activos de almacenamiento. Además los autores presentan los atributos clave de la gestión centralizada versus la gestión descentralizada basada en agentes, así como la descripción de los desafíos que debe enfrentar una arquitectura distribuida que debe auto-organizarse para coordinar adecuadamente el comportamiento cooperativo de los agentes.

En (Kumar & Suryanarayana 2013) los autores proponen una arquitectura para la gestión de DER en múltiples *microgrids* utilizando MAS. En este trabajo se aborda la solución a dicho problema mediante la implementación de un mercado virtual basado en agentes. La intención principal de este mecanismo es permitir a las *microgrids* participar en el mercado simulado y por lo tanto utilizar eficazmente los DER. Las rutas de inteligencia desarrolladas llevan la

---

<sup>12</sup> Los agentes se ejecutan en un entorno de software conocido como plataforma de agentes.

energía desde lugares excedentes a lugares deficientes, para esto la arquitectura se compone de varios agentes inteligentes en dos niveles. Nivel de mercado y de campo. Los agentes de campo son responsables del equilibrio entre la carga local y la generación. En caso de desajuste entre oferta y demanda, los agentes toman la decisión de participar en el mercado, ya sea como un agente generador o como agente de carga. El nivel de mercado está diseñado para atender el comercio entre las *microgrids* y/o con la red principal, este nivel también detecta y registra negociaciones exitosas entre los agentes. Al final de este trabajo, dos estudios de casos se presentan con dos y cuatro *microgrids* interconectadas que participan en el mercado. El sistema de Desarrollo de Agentes Java (JADE) se utiliza para desarrollar la arquitectura MAS propuesta.

Otro trabajo de investigación que utiliza MAS para la gestión de energía residencial en un entorno de *microgrids*, es presentado en (Mets et al. 2012). En este trabajo los autores proponen un algoritmo basado en MAS, para la coordinación entre la oferta y la demanda en una red de energía residencial de una manera óptima. El objetivo principal del algoritmo es lograr un desplazamiento de carga a los periodos con una alta producción de energía renovable, producida por los paneles solares y los aerogeneradores presentes en la *microgrid*. Tal escenario puede representar un futuro vecindario residencial, que es en gran medida de forma autónoma responsable de su suministro de energía. El algoritmo presentado se diferencia de otros algoritmos en la literatura, no sólo por el uso de información sobre los precios actuales, sino también los precios históricos y el porcentaje de producción de energía verde. La simulación es realizada en un periodo de 24 horas para un barrio de 30 casas, en donde cada casa tiene un consumo de carga fija.

El trabajo de (Logenthiran et al. 2010) expone una arquitectura basada en MAS para la programación de la generación, y seguimiento de los recursos energéticos en la operación optimizada de una *microgrid*. La arquitectura propuesta tiene diferentes tipos de agentes, tales como el agente controlador de la microfuerza, agente controlador de carga, agente de almacenamiento, y un agente controlador de la *microgrid*. El agente controlador de la microfuerza maximiza la producción de las fuentes de GD, sujeto a los costos de producción y a una serie de restricciones (por ejemplo: mínimo y máximo de potencia). El agente controlador de carga es capaz de monitorear, controlar y negociar el nivel de potencia de la carga, en otras palabras realiza técnicas de gestión de la demanda. El agente de almacenamiento gestiona los elementos de almacenamiento en la *microgrid*. Por último el agente controlador de la *microgrid* se encarga de hacer seguimiento, programación y gestión de los DER pertenecientes a la *microgrid*. En este trabajo el estudio es realizado sobre una *microgrid* operando en modo aislado. La *microgrid* cuenta con un sistema fotovoltaico, una planta eólica, 10 unidades térmicas y un banco de baterías.

En (Chun et al. 2009) se presenta un esquema de gestión implementado con MAS, para el funcionamiento de un conjunto de DER que hacen parte de una *microgrid*, la cual, se puede conectar a la red de alimentación principal o funcionar de forma autónoma. El MAS realiza seguimiento de la demanda y envía los puntos de ajuste a los generadores en términos de análisis de costos de generación. El MAS también lleva a cabo un proceso de desplazamiento de la carga, a través de la conexión o desconexión de una carga efectiva de acuerdo con unos

criterios de optimización. Todas las discusiones entre los agentes se ponen en marcha con sólo un agente solicitante pedir a los otros agentes una propuesta para suministrar algunos servicios básicos, y luego se aceptan aquellas propuestas que minimizan los costos.

Un sistema de gestión de energía híbrido (HEMS) basado en MAS que pretende incorporar las ventajas de los sistemas de gestión tanto centralizados como descentralizados, es propuesto en (Mao et al. 2014). El HEMS presenta una arquitectura de gestión jerárquica en tres niveles de control, en la que se aplica un método de cooperación con el protocolo de red de contratos (CNP), y un mecanismo de evaluación multifactorial para integrar el control autónomo de las unidades de generación locales con el nivel de control central y el nivel de control del sistema. El nivel de control local y el nivel de control central, básicamente son los encargados de ajustar dinámicamente la producción y coordinación de los DER en la *microgrid*. El nivel de control del sistema es el encargado de optimizar la operación de la *microgrid* con base a los objetivos de costos y emisiones. Los autores utilizan C++<sup>13</sup> para implementar la plataforma de simulación del HEMS, y para probar la eficacia de este sistema híbrido utilizan un modelo de *microgrid* de laboratorio.

Aunque el trabajo de (Logenthiran et al. 2008) se enfoca en el modelado de una *microgrid*, este también presenta una arquitectura de gestión y control de DER basada en MAS. Cada elemento de la *microgrid* es representado como un agente inteligente autónomo (modelado multi-agente), con lo que los autores pretenden ilustrar la escalabilidad y robustez de este tipo de arquitectura distribuida al permitir la adición o eliminación de cualquier número de agentes al sistema en cualquier momento. Además del modelado el trabajo también ofrece una simulación basada en un mercado de energía en el que se aplica la coordinación y gestión a las diferentes fuentes distribuidas que hacen parte del modelo de *microgrid*. Por último se corrobora la fiabilidad del sistema propuesto a través de un software de simulación de sistemas de potencia llamado *PowerWorld Simulator*.

En (Colson & Nehrir 2013) se utiliza un EMS basado en MAS para realizar el intercambio de energía entre los DER y las cargas de una *microgrid*. El EMS es implementado utilizando el entorno de MATLAB/Simulink; sin embargo, debido a los límites de la plataforma de simulación, unas funciones limitadas del EMS, y un mecanismo de negociación simplista entre los agentes son aplicados.

Además de los trabajos que abordan el problema de la gestión de energía, la literatura muestra una variedad de aplicaciones de los sistemas multi-agente en los sistemas de potencia, especialmente en *microgrids*. En la aplicación del control de una *microgrid*, la investigación de (Dimeas & Hatziaargyriou 2007) muestra como la inteligencia local y la capacidad social de los agentes pueden proporcionar soluciones para un control óptimo y eficaz. El MAS ha sido aplicado también en operaciones de conmutación y restauración en el sistema de energía (Nagata et al. 2002).

---

<sup>13</sup> En general, se prefieren los lenguajes orientados a objetos (por ejemplo: C++ y Java) para desarrollar el programa de sistemas basados en MAS, debido a la similitud entre los objetos y agentes (Mao et al. 2014).

### 1.5.3 Proyectos Sobre *Microgrids* Alrededor del Mundo

Las *microgrids* debido a sus características, surgen como un concepto prometedor que puede aumentar la fiabilidad y la economía del suministro de energía a los consumidores finales (Su & Wang 2012). El desarrollo de *microgrids* se está llevando a cabo en diversas partes del mundo; las iniciativas más representativas están presentes en Estados Unidos, Canadá, Europa, Japón y China. Muchos de los proyectos sobre *microgrids* están actualmente en marcha y algunos de ellos están pasando de plantas piloto de demostración al despliegue comercial a gran escala. A continuación se da un panorama de las implementaciones más destacadas, que han sido, y están siendo construidas.

#### ➤ Estados Unidos:

El esfuerzo más conocido en EE.UU. sobre el desarrollo de una *microgrid*, ha sido llevado a cabo por el Consorcio de Soluciones de Tecnología de Confiabilidad Eléctrica (CERTS), con el apoyo de Sistemas de Energía del Norte (NPS), entre otras entidades. La *Microgrid* CERTS CM, tiene por objetivo la mayor fluidez posible (Hatziargyriou et al 2007). En caso de una interrupción del servicio público normal, la *microgrid* pretende seguir actuando como una entidad independiente y autónoma. Esta *microgrid* está compuesta por tres generadores combinados de energía y calor de 60 kW, impulsados por motores alimentados con gas natural de 7.5 L; además contiene un interruptor estático, diversos interruptores y equipos de control necesarios para la puesta en marcha de la *microgrid*. Bajo el concepto de punto a punto, esta *microgrid* no requiere un controlador único principal, funciona de una manera distribuida (descentralizada). Los controladores locales tienen un cierto nivel de inteligencia con el fin de responder a la dinámica del sistema (por ejemplo: la magnitud de voltaje y frecuencia) mediante el uso de un control proporcional-integral (PI). Sin embargo, es importante mencionar que todavía se puede necesitar un controlador central dinámico en este tipo de *microgrid* para transmitir los puntos de ajuste de estado estable (Su & Wang 2012).

Un segundo proyecto sobre *microgrids* es liderado por la corporación General Electric GE. La compañía ha desarrollado una *microgrid* de investigación, sobre la cual pretende implementar un marco para la gestión de energía (MEM), que pueda proporcionar un control unificado, protección y gestión de energía (Barnes et al. 2007). En nivel de activos, el MEM proporciona un control avanzado tanto para la carga como para la generación. En el nivel de supervisión, el MEM optimiza el funcionamiento coordinado de los activos interconectados en la *microgrid* para cumplir los objetivos del usuario, tales como la maximización de la eficiencia operativa, reducción al mínimo del costo de operación, minimización del impacto ambiental por cuestión de emisiones, etc., además pretende permitir la integración de diversas fuentes de energías renovables. Este proyecto es complementario a muchos de los proyectos de investigación concurrentes en esta materia. Por ejemplo, mientras que el proyecto CERTS se centra en el diseño, de controles robustos locales para DER en *microgrids*, la mayor parte del trabajo de GE se centra en el desarrollo de controles de supervisión que optimicen la utilización de la energía y los costos de operación (Hatziargyriou et al 2007).

Sistemas de Energía del Norte y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), han llevado a cabo un proyecto que examina las cuestiones reglamentarias y técnicas relacionadas con la instalación, y operación de una *microgrid* en la zona rural de Mad River, Waitsfiel en Vermont (Hatziaargyriou et al 2007). La *microgrid* provee energía a un parque industrial que incluye las instalaciones de NPS y dos usuarios comerciales. Un controlador central monitorea los estados del sistema y también envía señales de control en tiempo real a múltiples generadores, a través de una red de comunicaciones de alta velocidad (Su & Wang 2012).

En la Universidad de Wisconsin-Madison se encuentra la *microgrid* denominada *UW microgrid*, implementada para investigar el modelado y control de GD a base de diésel; incluye además una fuente basada en convertidores estáticos (inversores), teniendo la posibilidad de utilizarlos como sistema de almacenamiento (Arango & Álvarez 2013).

#### ➤ **Canadá:**

La mayoría de proyectos sobre *microgrids* en Canadá fueron iniciados en las universidades o como parte del programa de producción de energía descentralizada, gestionado por el CANMET centro tecnológico de la energía en Varennes, y financiado por el Programa de Innovación Tecnológica y de Recursos Naturales de Canadá (NRCan) (Hatziaargyriou et al 2007). Los proyectos son llevados a cabo principalmente para la electrificación de áreas no integradas al sistema eléctrico, algunos ejemplos de estos son:

La hidroeléctrica Columbia Británica BC en Boston Bar, es un proyecto de *microgrid* que permite la conexión y desconexión de la red eléctrica a través de una subestación (Kroposki et al. 2008), es decir el sistema puede realizar un aislamiento planeado, en caso de fallas o para mantenimiento. La *microgrid* fue construida como solución a los continuos apagones presentados en la zona (Arango & Álvarez 2013). Permite una carga pico de 3 MW y 8.64 MW de generación hidroeléctrica en el modo aislado (Barnes et al. 2007). Dado que no hay ningún dispositivo de almacenamiento que participe en esta *microgrid*, el controlador central administra de manera eficaz un único gran generador hidráulico mediante el envío de señales de control a través de un sistema de comunicación dedicado.

El proyecto del sistema eólico-diésel en Ramea, está basado en diésel con una mediana participación eólica. El sistema permite una carga máxima de 1.2 MW y un aporte de potencia de 395 kW de generación eólica (Barnes et al. 2007). La investigación sobre este sistema está enfocada en analizar: el impacto de la naturaleza intermitente de la energía eólica, el control centralizado de la frecuencia y tensión en un modo de operación aislado sin la presencia del almacenamiento de energía, el papel de las comunicaciones en un sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition System*), la gestión de energía y calidad de la misma (Hatziaargyriou et al 2007).

La *microgrid* de Fortis-Alberta integra 3.8 MW de generación eólica y 3 MW de generación hidroeléctrica (Barnes et al. 2007). El sistema normalmente permanece conectado a una subestación de 65 kV/25 kW a través de un PCC. Dado que el funcionamiento en modo aislado presenta algunos problemas debido a la lenta respuesta de la unidad hidráulica y a la

naturaleza intermitente de la energía eólica (Hatzigargyriou et al 2007), el aislamiento solo lleva a cabo de manera planeada.

Hydro Quebec es otra *microgrid* construida para alimentar 3000 consumidores, la subestación está conectada a 120 kV con una línea de transmisión de 40 km. El generador de ésta *microgrid* es un generador de vapor. La demanda pico es de 7 MW y esta red no cuenta con sistema de telecomunicaciones ni de almacenamiento (Arango & Álvarez 2013).

#### ➤ **Japón:**

La administración japonesa trabaja en la red de distribución de próxima generación pero con un enfoque más específico, permitir la introducción de energías renovables y crear una nueva infraestructura para los vehículos eléctricos, y los nuevos servicios, a través de la utilización de contadores inteligentes y de la red de telecomunicaciones (Díaz & Hernández 2011). El gobierno Japonés en cabeza de la Nueva Organización de Energía y la Tecnología para el Desarrollo Industrial (NEDO), ha enfocado sus proyectos hacia el aumento en la participación de fuentes de energía renovables, por lo que gran parte de la investigación se centra en el control y el almacenamiento de energía, con el propósito de no degradar la destacada PQR del país (Hatzigargyriou et al 2007) debido a la naturaleza intermitente de estas fuentes renovables. Los proyectos de *microgrids* propuestos en Aomori, Aichi, y Kyoto califican para el programa nacional, y todos tienen un componente significativo de energía renovable.

El proyecto de Aomori en la ciudad de Hachinohe, solo permite la participación de fuentes de energía renovables y de biomasa, para suministrar electricidad y calor a 4 escuelas, la alcaldía local, un edificio de oficinas del acueducto regional y una planta de tratamiento de aguas residuales (Barnes et al. 2007). El sistema consta de tres grupos de generadores de 170 kW (510 kW en total), un banco de baterías de 100 kW, una caldera de biomasa; además de un controlador rápido central que asegura la estabilidad del sistema. El sistema de gestión de energía cumple de manera óptima con la demanda de potencia y calor mediante el control de la salida de los generadores y la caldera, así como la carga y descarga del banco de baterías (Hatzigargyriou et al 2007).

Cerca del aeropuerto central de Japón, se llevó a cabo el proyecto de *microgrid* de Aichi. El sistema integra generación renovable; celdas de combustible de óxido solido (SOFC), carbono fundido (MCFC) y ácido fosfórico (PAFC); además de un banco de baterías de 500 kW (Hatzigargyriou et al 2007). La fermentación y gasificación de la basura actúa como fuente de energía de entrada para la MCFC. Un subproducto del uso de las celdas de combustible es la refrigeración del agua para sistemas de aire acondicionado. Un controlador central permite una gestión de energía simple, mediante la selección de los sistemas a activar (Barnes et al. 2007).

En Kyotango ciudad al norte de Kyoto, se llevó a cabo un proyecto de demostración de *microgrids* virtuales, llamado Proyecto de Energía Eco Kyoto, el cual incorpora 50 kW de generación fotovoltaica, 50 kW eólica, 5 grupos de generadores de biogás de 80 kW cada uno, celdas de combustible MCFC de 250 kW y un banco de baterías de 100 kW

(Hatziaargyriou et al 2007). Un centro de control se comunica con los DER a través de una red de telecomunicaciones, con el propósito de controlar el equilibrio entre la oferta y la demanda (Barnes et al. 2007).

NEDO también patrocina el proyecto de Sendai, cuyo propósito es demostrar el funcionamiento de una oferta de múltiples PQR para una variada gama de clientes (Hatziaargyriou et al 2007). El objetivo principal del proyecto es demostrar que múltiples niveles de calidad de la energía pueden ser suministrados simultáneamente por una *microgrid*. El sistema de Sendai incluye generación fotovoltaica, motores de gas, una celda de combustible MCFC, y una batería de respaldo de 50 kW para una alimentación ininterrumpida en un servicio de alta calidad (Barnes et al. 2007). La *microgrid* sirve directamente a las cargas provenientes de una universidad, una escuela secundaria y una planta de aguas residuales; proporcionando cuatro calidades diferentes de servicio.

Además de los proyectos patrocinados por el gobierno anteriormente mencionados, existen otros proyectos de *microgrids* del sector privado. La corporación Shimizu en colaboración con la universidad de Tokio, ha construido una *microgrid* a gran escala en sus laboratorios de investigación en Tokio. La *microgrid* fue construida para atender las cargas de la empresa, además se usó para evaluar un sistema de planificación, para la operación óptima de la misma (Barnes et al. 2007). La red incluye: dos grupos de generadores de gas natural de 90 kW y 350 kW, un sistema de almacenamiento mediante un banco de baterías de 200 kW y ultra capacitores de 100 kW, y un controlador central (Hatziaargyriou et al 2007).

Por otra parte, la empresa Tokyo Gas también con colaboración de la universidad de Tokyo, está desarrollando una *microgrid*, con el objetivo de establecer redes de energía distribuida dentro de su territorio de servicio. Esta planta incluye dos grupos de generadores de gas natural de 25 kW y 9.9 kW, dos generadores eólicos de 6 kW, paneles fotovoltaicos de 10 kW, un sistema de almacenamiento por baterías y un motor de biogás (Barnes et al. 2007). Además la empresa en su laboratorio en Yokohama trabaja en un sistema de control de DER, basándose en simulaciones y pruebas experimentales. Al igual que el proyecto de Sendai, la *microgrid* también pretende suministrar tres niveles de PQR a un edificio del instituto de investigación de Yokohama (Hatziaargyriou et al 2007).

#### ➤ **China:**

Este país asiático está enfocado en desarrollar una red más fuerte y más inteligente, con grandes inversiones centradas en el aumento de la capacidad, la confiabilidad, la eficiencia y la integración de las energías renovables. El gobierno chino aprobó un plan de estímulos para lograr un aumento de la inversión en energía renovable y la eficiencia energética (Díaz & Hernández 2011).

La empresa Mitsubishi Electric ha desarrollado una pequeña *microgrid* en Hsinchiang China. La carga pico es de 90 kW, la cual es suministrada por paneles fotovoltaicos, generadores diésel, un sistema de almacenamiento, además de la red de distribución (Barnes et al. 2007).

➤ **Países Bajos:**

En Continuum opera un centro vacacional con más de 200 cabañas, para su electrificación las empresas EMforce y Germanos han instalado una *microgrid*, la cual cuenta con 315 kW de generación fotovoltaica. Esta *microgrid* está conectada a la red principal a través de un transformador MT/BT con cuatro alimentadores. La energía fotovoltaica instalada por lo general excede la carga durante el día, por lo que la mayor parte de la energía producida por la *microgrid* es inyectada a la red de media tensión, pero durante la tarde y noche se necesita el apoyo de la red para suplir la demanda (Hatziaargyriou et al 2007). Con la *microgrid* operando de manera aislada, se busca mejorar la calidad de la energía utilizando sistemas electrónicos de potencia, almacenamiento a través de un banco de baterías, y controlador central que permita la regulación de la carga y la resincronización (Barnes et al. 2007).

➤ **Alemania:**

En un estado ecológico de 1200 habitantes en la ciudad de Mannheim-Wallstadt se ha preparado una prueba de campo para el proyecto Más *microgrids*. La *microgrid* instalada cuenta con 30 kW de generación fotovoltaica (Hatziaargyriou et al 2007). El principal objetivo del proyecto es involucrar a los clientes en el manejo de la carga, para esto ellos utilizan información sobre la disponibilidad de potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos, con base en esta información los clientes cambian sus cargas a periodos en donde se puede utilizar la energía solar directa.

También en Mannheim la empresa de transporte MVV ha designado su sede central para la instalación de una *microgrid*. El sistema alimenta cargas de unidades residenciales y comerciales, a través de una celda de combustible de 4.7 kW, 3.8 kW de generación fotovoltaica, dos unidades de cogeneración de 9 kW y 5.5 kW, y un sistema de almacenamiento central (Barnes et al. 2007). Parte de la carga como la ventilación y una caldera del edificio son controladas de manera central.

Otro proyecto sobre *microgrids* de MVV, se encuentra en Strutensee. La *microgrid* instalada cuenta con una planta térmica (CHP) de 28 kW, sistemas fotovoltaicos y un banco de baterías de plomo-acido, para alimentar una carga máxima de 35 kW (Barnes et al. 2007). MVV está utilizando esta instalación para probar el funcionamiento de un sistema de gestión de energía en esta red de baja tensión. Los dispositivos de medida y control permiten enviar datos al operador del sistema de distribución quien reporta la posibilidad de trabajar de manera aislada (Arango & Álvarez 2013).

Por último, un proyecto de generación distribuida se encuentra en la instalación de Demotec en Kassel, el cual es utilizado para el desarrollo y evaluación de estrategias de control central y control distribuido (Barnes et al. 2007). Esta *microgrid* cuenta con dos bancos de baterías, dos generadores diésel, un generador fotovoltaico y un generador eólico, que tienen una capacidad en total de 200 kW (Arango & Álvarez 2013). La demanda consiste en cargas con diferentes niveles de prioridad (cargas controlables). El sistema de control utilizado es el SCADA que permite monitorear los estados operativos del sistema.

➤ **Grecia:**

Aunque no es estrictamente una *microgrid*, dado que solo funciona en modo aislado, el sistema autónomo en la isla de Kythnos es de gran utilidad en la investigación sobre *microgrids* (Barnes et al. 2007). Esta red electrifica 12 casas, por medio de generadores fotovoltaicos de 10 kW, un grupo de generadores diésel de 5 kW, y un banco de baterías de 53 kWh; además cuenta con un segundo conjunto fotovoltaico de 2 kW y un banco de baterías de 32 kWh, que son utilizados para proporcionar energía para la monitorización y la comunicación. El control recibe información a través de la red de comunicación, sobre el estado de carga del sistema de almacenamiento y también de parámetros como la potencia activa, potencia reactiva, la frecuencia y la tensión (Hatziaargyriou et al 2007).

➤ **Portugal:**

EDP es una compañía eléctrica portuguesa que ha llevado a cabo un proyecto para adecuar una parte de la red eléctrica en el pueblo de Frielas, un suburbio de Lisboa; esto con el fin de realizar estudios sobre una *microgrid*. El uso de una sola fuente de generación, con una capacidad de producción que excede la carga máxima simplifica el problema de control sobre la *microgrid* (Barnes et al. 2007).

➤ **España:**

El instituto de investigación Labein en España ha creado un sistema de prueba para llevar a cabo una investigación sobre la generación distribuida en *microgrids*. El sistema cuenta con generadores eólicos, fotovoltaicos, diésel y microturbinas, además de una unidad de almacenamiento por baterías; y es utilizado como banco de pruebas para esquemas de control tanto centralizado como descentralizado, por lo que tiene un cierto grado de libertad en su configuración (Barnes et al. 2007).

➤ **Italia:**

La *microgrid* CESI en Milán fue desarrollada para el ensayo de tecnologías de generación distribuida. Este sistema de prueba hace parte del proyecto Más *microgrids*, y es usado para caracterizar el desempeño de una gran variedad de generadores distribuidos, analizar el desempeño de un control local frente a disturbios en la red, y evaluar la calidad de la energía en el modo de operación aislado; además de poner a prueba el sistema de comunicaciones (Barnes et al. 2007).

➤ **Inglaterra:**

Ubicada en la Universidad de Manchester, la *microgrid* denominada *microgrid/flywheel energy storage laboratory prototype* tiene conectado un generador sincrónico y un motor de inducción acoplados; mientras que el sistema de almacenamiento está basado en volantes de inercia. Un controlador central mantiene la tensión y la frecuencia de referencia mientras la *microgrid* está operando en modo aislado (Arango & Álvarez 2013).

### ➤ Chile:

El Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (FCFM) ha llevado a cabo el proyecto denominado Energía Sustentable Cóndor (ESUSCON), para la electrificación de Huatacondo<sup>14</sup> por medio de una *microgrid* aislada inteligente basada en energías renovables, y que considera la participación de la comunidad en el uso eficiente de la energía y la operación del sistema. Esta *microgrid* cuenta con aportes energéticos de una planta fotovoltaica de 22.68 kW, un pequeño sistema fotovoltaico de 1 kW, una turbina eólica de 3 kW, un grupo electrógeno de 120 kVA, un banco de baterías de 600 V, 17.6 kAh; a corto plazo el proyecto pretende incorporar un auto eléctrico que será usado como un banco de baterías móvil<sup>15</sup>. El sistema realiza una gestión optimizada de forma manual de los recursos energéticos locales (viento y radiación solar), en donde de acuerdo con datos medidos se minimiza el consumo de combustible del grupo de generadores diésel.

### ➤ Colombia:

Aunque no es estrictamente una *microgrid*, Jepírachi es el primer parque eólico para la generación de energía eléctrica construido en Colombia por las empresas públicas de Medellín (EPM 2010). Se encuentra localizado en la región nororiental de la costa atlántica, en el municipio de Uribia. Tiene una capacidad instalada total de 19,5 MW de potencia nominal, con 15 aerogeneradores Nordex de 1,3 MW cada uno (Pinilla 2008). Los aerogeneradores están interconectados entre sí por una red subterránea a una tensión de 13.8 KV, la cual conduce la energía hacia una subestación eléctrica. Dicha subestación dispone de un transformador que eleva el voltaje a una tensión de 110 KV, para suministrar energía a un puerto de exportación de carbón<sup>16</sup>. El parque eólico cuenta con un sistema SCADA de monitoreo, con el fin de revisar de forma remota el estado de operación de cada aerogenerador y de la red en general. El proyecto Jepírachi está registrado como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.

El proyecto de investigación Distribución Eléctrica Inteligente SILICE, ha sido creado por las universidades de Los Andes, La Nacional e Industrial de Santander; con el apoyo de Codensa y Colciencias<sup>17</sup>. Este proyecto trabaja sobre el concepto de *Smartgrid*, involucrando la actual red de potencia y la participación del usuario; para esto se realizan pruebas de fuentes no convencionales de GD, como la biomasa, la eólica y la energía solar fotovoltaica. SILICE ha sido planteado en tres etapas (López 2009): en primer lugar se requiere cubrir todos los frentes de trabajo y análisis, tales como la generación renovable, sistemas de potencia, control y monitoreo, planeamiento y regulación, y las comunicaciones. En la segunda etapa se pretende dar uso a simuladores que evalúen los impactos de la GD en el sistema eléctrico colombiano, e instalar una pequeña planta piloto adaptada a los modelos

<sup>14</sup> <http://www.guioteca.com/energia-y-sustentabilidad/huatacondo-conozca-el-oasis-renovable-de-chile>

<sup>15</sup> [http://www.centroenergia.cl/ce-fcfm/?page\\_id=1004](http://www.centroenergia.cl/ce-fcfm/?page_id=1004)

<sup>16</sup> <https://www.epm.com.co>.

<sup>17</sup> <http://www.portafolio.co/archivo/documento/CMS-6292627.html>.

estándar tipo IEEE. Por último, en la tercera etapa se planea implementar una *microgrid* en el sistema de Codensa, poniendo a funcionar un proyecto demostrativo a escala real.

En la isla de San Andrés, la empresa Sopesa proyecta instalar un sistema eólico con una capacidad de 7,5 MW<sup>18</sup>. Ya se iniciaron los procesos de medición de los vientos y alrededor de cinco aerogeneradores serían ubicados en una longitud de un kilómetro.

La Tabla 3 lista algunos de los proyectos y bancos de pruebas de *microgrids*, en curso o ya existentes. Como se puede ver en la tabla, la arquitectura de control centralizada es la más común para las instalaciones de *microgrid*.

| Región        | Microgrid                                 | GD                              | DS                                      | Carga                              | Arquitectura de Control       |
|---------------|-------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| Norte América | Columbia Británica BC, en Boston Bar      | Hidráulica                      | N/A                                     | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | Boralex, Canadá                           | Diésel                          | N/A                                     | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | CERTS, US                                 | Diésel                          | Baterías                                | Estática, Motores                  | Descentralizada               |
|               | Universidad de Wisconsin-Madison          | Diésel, PV                      | N/A                                     | Estática                           | Centralizada                  |
|               | Mad River, Waitsfield, Vermont            | Diésel, Biodiesel, Microturbina | N/A                                     | Industrial, Comercial              | Centralizada                  |
| Asia          | Shimizu, Japón                            | Turbina a Gas                   | Baterías, Súper-Condensadores           | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | Hachinohe, Japón                          | Diésel, PV, WT, CHP             | Baterías                                | Industrial, Comercial              | Centralizada                  |
|               | Kyoto Eco-Energy, Japón                   | PV, WT, FC, Biogás              | Baterías                                | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | Aichi, Japón                              | PV, FC                          | Baterías                                | Industrial, Comercial              | Centralizada                  |
|               | Sendai, Japón                             | PV, FC, Turbina a Gas           | Baterías                                | Residencial, Industrial, Comercial | Centralizada                  |
|               | Hsingchiang, China                        | PV, Diésel                      | Baterías                                | Residencial, Comercial             | Centralizada                  |
|               | Universidad tecnológica de Hefei, China   | PV, WT, Diésel, Hidráulica      | Baterías, Súper-Condensadores           | Estática, Motores                  | Centralizada                  |
| Europa        | Kythnos, Grecia                           | PV, Diésel                      | Baterías                                | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | Instituto de investigación Labein, España | WT, PV, Microturbina, Diésel    | Baterías, Súper-Condensadores, Volantes | Estática                           | Centralizada, Descentralizada |
|               | CESI, Italia                              | PV, WT, CHP, Diésel             | Baterías, Súper-Condensadores, Volantes | Estática                           | Centralizada                  |
|               | Universidad de Leuven, Bélgica            | PV, CHP                         | Baterías                                | Estática                           | Descentralizada               |
|               | Continuon, Holanda                        | PV                              | Baterías                                | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | Demotec, Alemania                         | PV, WT, CHP, Diésel             | Baterías                                | Residencial, Comercial             | Centralizada                  |
|               | Am Steinweg, Alemania                     | PV, CHP                         | Baterías                                | Residencial                        | Centralizada                  |
|               | Universidad de Atenas, Grecia             | PV, WT                          | Baterías                                | Estática                           | Centralizada                  |

**Tabla 1.1.** Resumen de algunos proyectos de *microgrids* en el mundo. Tomada de (Su & Wang 2012).

<sup>18</sup> <http://www.unperiodico.unal.edu.co/en/dper/article/energia-eolica-vale-la-pena-para-colombia-1.html>.

Finalmente, dado que muchos de los proyectos sobre *smartgrids* aún están en etapa de investigación; debe mencionarse que hay algunas actividades en paralelo, que buscan el desarrollo de normas, métodos, especificaciones tecnologías y estándares; todas estas actividades apuntan hacia el despliegue de este nuevo concepto de red inteligente. Este proceso abierto de desarrollo se beneficia a partir de la experiencia y los conocimientos de un amplio grupo, por lo tanto han sido creados varios organismos de desarrollo y estandarización, entre ellos (Díaz & Hernández 2011):

- *La International Electrotechnical Commission (IEC)*: tiene como objetivo proporcionar una fuente de referencia única para los proyectos de *Smartgrid* que se están poniendo en marcha en todo el mundo; para esto ha desarrollado un marco para la estandarización que incluye protocolos y estándares de referencia, pretendiendo lograr así la interoperabilidad de los sistemas y dispositivos *Smartgrid*.
- *National Institute of Standards and Technology (NIST)*: designado por el gobierno de los Estados Unidos para gestionar el proyecto de selección de un conjunto de estándares para la red *Smartgrid* de ese país. El NIST ha diseñado un plan de tres fases para identificar un conjunto inicial de estándares, en tanto se logra un proceso más robusto de desarrollo continuo e implementación de estándares, de las necesidades resultantes y los avances tecnológicos. El NIST se ha concentrado inicialmente en los requerimientos identificados en la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC), el cual destaca ocho áreas: respuesta a la demanda y eficiencia del consumo de energía, conciencia situacional de área amplia, almacenamiento de energía, transporte eléctrico, infraestructura de medición avanzada (AMI), gestión de la red de distribución, ciberseguridad y redes de comunicaciones (NIST 2010a; NIST 2010b).
- *EU Commission Task Force for Smart Grids*: su misión es asistir a la Comisión Europea en las políticas y directrices de la reglamentación europea y coordinar los primeros pasos hacia la implementación de *Smartgrid*.
- *IEEE P2030*: es un grupo de trabajo de la IEEE, que busca el desarrollo de una guía para la interoperabilidad de *Smartgrid* en la operación de las tecnologías energéticas y tecnologías de la información con el sistema de energía eléctrica, las cargas y aplicaciones de usuario final.
- El Comité Europeo de Normalización (CEN), el Comité Europeo de Normalización electrotécnica (CENELEC) y el Instituto Europeo de Normas de Telecomunicación (ETSI): son tres organizaciones de estandarizaciones europeas encargadas del mandato M/441, el cual busca la definición de una arquitectura abierta para los contadores de servicios públicos. Este mandato cubre las funciones y comunicaciones del medidor inteligente para el uso de las aplicaciones de electricidad, gas, calefacción y agua. Este mandato debe asegurar la interoperabilidad de tecnologías y aplicaciones en el mercado europeo.

## 2. Modelo de *Microgrid*

### 2.1 Introducción

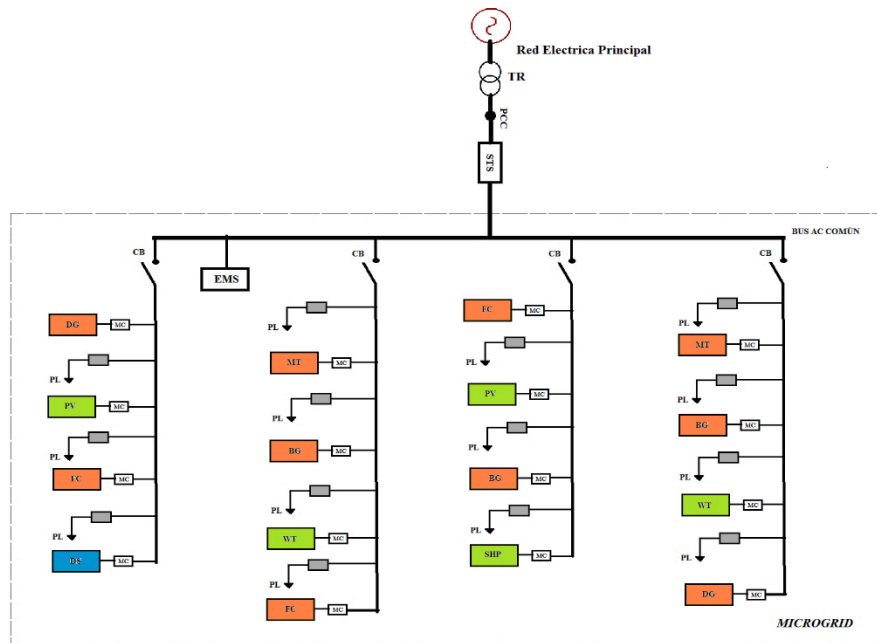
La generación distribuida DG a través de diferentes tecnologías DER (Recursos Energéticos Distribuidos) y AEDG (fuentes Alternativas de Energías Renovables), que hacen parte de una *microgrid*, implica una concepción diferente en la forma de operar y planear de las empresas eléctricas, por lo que desde ahora habrá que definir metodologías para identificar las tecnologías con mayor viabilidad y para cuantificar su costo/beneficio, y los retos tecnológicos que presentará la inclusión de estos sistemas distribuidos en los sistemas eléctricos centralizados.

Para evaluar las técnicas de optimización multiobjetivo MO implementadas en el presente trabajo, las cuales hacen frente al problema de la gestión óptima de potencia eléctrica con base en los objetivos de emisiones contaminantes y costos de operación, es necesario contar con una abstracción de una *microgrid*, cuyo modelo ha sido adoptado de los trabajos presentados en (D.M. López 2013) y (Noroozian & Vahedi 2010).

Las tecnologías de generación aquí presentadas han sido clasificadas como DER y AEDG. Entre las DER se encuentran los generadores diésel DG, biodiesel BG, celda de combustible FC y microturbina MT; en el segundo grupo las tecnologías AEDG, se encuentran los generadores eólico WT, arreglo fotovoltaico PV y pequeña central hidroeléctrica SHP. En el escenario que se contempla, las tecnologías DER tienen asociados unas emisiones ambientales y unos costos económicos debidos a su operación; por su parte las AEDG se consideran con costos cero y emisiones nulas. En las siguientes secciones se hará una breve revisión de estas tecnologías; y se expondrá el modelo de costos y emisiones utilizados por las estrategias de gestión de DER.

### 2.2 Esquema General de la *Microgrid*

La estructura conceptual típica de una *microgrid* y sus posibles elementos topológicos se muestran en la figura 2.1. Aquí, sólo la generación de potencia eléctrica es considerada y los encargados de producirla son las diferentes fuentes distribuidas DER, entre las que se encuentran: los generadores diésel, biodiesel, microturbinas y celdas de combustible; además también se tiene en cuenta la participación de algunas fuentes alternativas de energías renovables AEDG como los generadores eólicos, fotovoltaicos y una pequeña central hidroeléctrica. Dada la condición intermitente y variable inherente a estas fuentes AEDG, es conveniente contar con un sistema de almacenamiento DS de energía para suavizar la curva de disponibilidad de energía eléctrica. La selección y combinación de las fuentes distribuidas DER, AEDG y DS determina la capacidad potencial de una *microgrid*. La Tabla 2.1 resume los principales componentes asociados con la *microgrid* presentada en la figura 2.1.



**Figura 2.1.** Estructura conceptual típica de una *microgrid*.

Una *microgrid* es una pequeña parte del sistema de distribución de energía que está vinculado con el resto del sistema eléctrico a través de un conmutador de interconexión o interruptor estático de transferencia STS (Su & Wang 2012). La *microgrid* tiene la capacidad de operar de manera aislada o conectada a la red eléctrica principal. El STS será el encargado de establecer alguno de los dos modos de operación; en el modo de operación conectado, la *microgrid* es apoyada por la red principal a través de un transformador TR, que fijara la tensión a los niveles manejados localmente.

| Elemento | Descripción                                                               |
|----------|---------------------------------------------------------------------------|
| BG       | Biodiesel Generator: Generador Biodiesel                                  |
| CB       | Circuit Breaker: Interruptor de Circuito                                  |
| DG       | Diesel Generator: Generador Diésel                                        |
| DS       | Distributed Storage: Sistema de almacenamiento (con baterías) distribuido |
| EMS      | Energy Management System: Sistema de Gestión de Energía                   |
| FC       | Fuel Cell: Celda de Combustible                                           |
| MC       | Microsource Controller: Controlador de la Microfuente                     |
| MT       | Microturbine: Micro Turbina                                               |
| PCC      | Point of Common Coupling: Punto Común de Acoplamiento                     |
| PL       | Power Load: Carga Eléctrica                                               |
| PV       | Photovoltaic Array: Arreglo Fotovoltaico                                  |
| SHP      | Small Hydro-Power: Pequeña Hidroeléctrica                                 |
| STS      | Static Transfer Switch: Interruptor Estático de Transferencia             |
| TR       | Transformer: Transformador de Distribución                                |
| WT       | Wind Turbine: Generador Eólico                                            |

**Tabla 2.1.** Convenciones para la estructura conceptual típica de una *microgrid* (Figura 2.1)

Con el fin de regular el funcionamiento de cada generador, estos están equipados con un control local de primer nivel, denominado como controlador de microfuente MC, el cual

consiste en una interfaz de electrónica de potencia añadida a una unidad de control (Barnes et al. 2007). El MC realiza el control de variables tales como los niveles de generación activa y reactiva, los valores de voltaje, la frecuencia, etc.; por otra parte también ofrece protección extra y aumenta la velocidad de respuesta de la unidad.

Además del control de primer nivel, se precisa de un controlador central para la coordinación y gestión entre todos los elementos de la *microgrid* con el fin de que esta opere como un solo sistema (Barnes et al. 2007); este tipo de control, aquí llamado EMS, será el encargado de las decisiones globales como la importación o exportación de energía, proporcionar los puntos de operación de los generadores y promover la cooperación técnica entre los mismos, (Corso et al. 2010) etc.

En última instancia, en comparación con un sistema eléctrico convencional, las *microgrids* requieren hardware y software adicional para controlar los flujos de tensión y de potencia en el sistema global con el objetivo de producir el mejor comportamiento posible.

## 2.3 Caracterización de Componentes de la *Microgrid*

En esta sección se expone con más profundidad las diferentes tecnologías de control y generación, que hacen parte del modelo conceptual de *microgrid* presentado anteriormente. Además de las fuentes de generación DER, AEDG, DS y la red eléctrica principal, también se presenta el modelo de consumo a través de un perfil de carga típico.

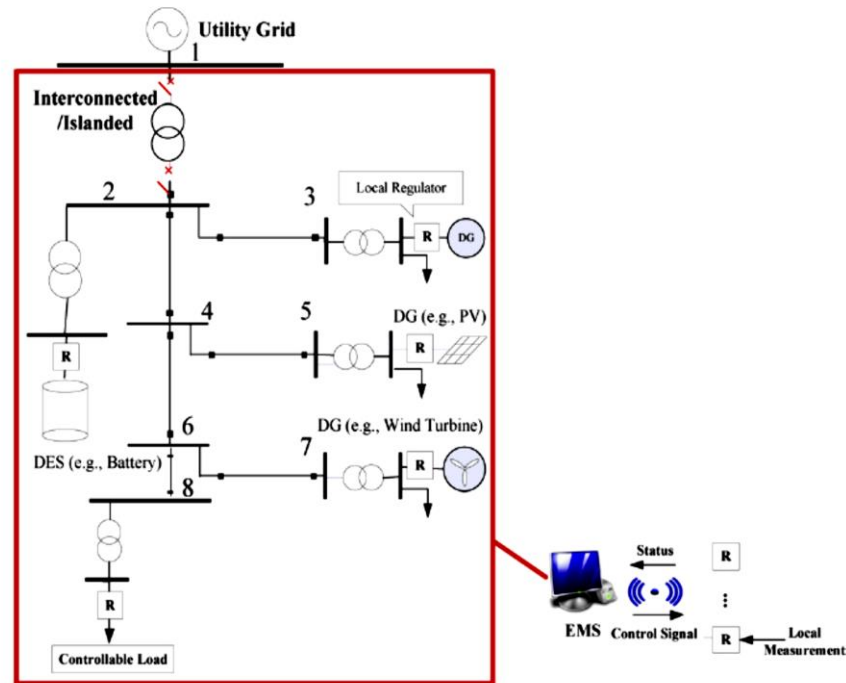
### 2.3.1 Controlador de la *Microgrid*

El control de las *microgrids* involucra una concepción diferente al de las redes de distribución convencionales. Un mayor número de interfaces de electrónica de potencia y los modos de funcionamiento aislado o conectado desafían el diseño del control de una *microgrid* y su sistema de gestión de energía (Guerrero et al. 2009). Algunos autores proponen una estructura de control jerárquico de tres niveles (Guerrero et al. 2009; Wang et al. 2010; Katiraei et al. 2008; Logenthiran et al. 2010), en donde cada nivel sería el responsable de realizar las siguientes tareas:

- a) Control primario: cuestiones de regulación de cada elemento controlable (por ejemplo: generadores) dentro de la *microgrid* están integradas en este nivel. Aquí se busca regular el voltaje y la frecuencia, el intercambio de potencia activa y reactiva entre los sistemas distribuidos; a fin de garantizar que los DG se puedan integrar a la *microgrid*, logrando una estabilidad y un buen desempeño general dentro de la misma.
- b) Control secundario: es usado con el fin de compensar o corregir cualquier error posterior a los transitorios (estado estacionario) producido por el control primario, es decir garantiza que los niveles eléctricos en la *microgrid* se encuentren dentro de los

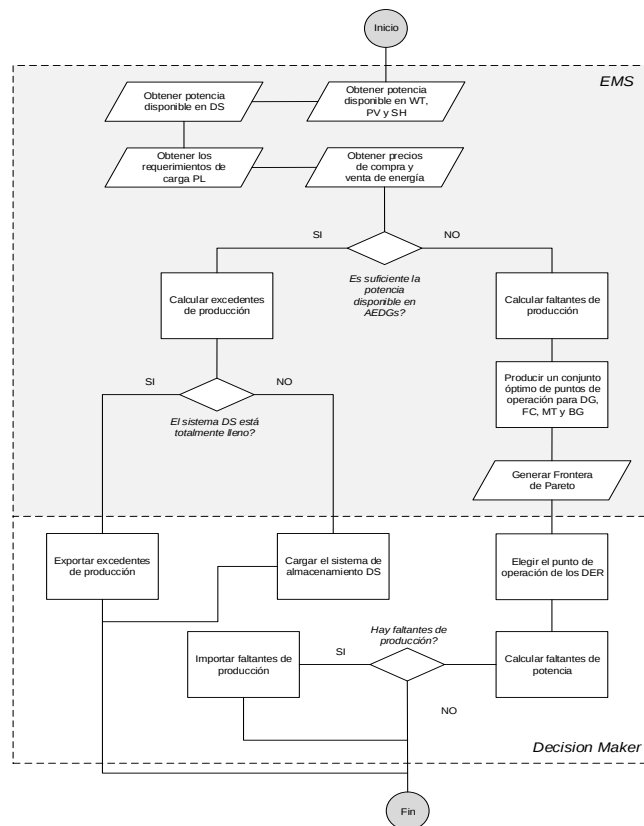
valores requeridos. Además es el encargado del control de sincronización para conectar o desconectar la *microgrid* sin problemas del sistema de distribución.

- c) Control Terciario: en este nivel están involucradas las diferentes estrategias y decisiones globales relacionadas con la gestión de energía, la salida de potencia o puntos de operación de las unidades DER, el flujo (intercambio) de potencia entre la *microgrid* y la red principal, la gestión de la demanda de carga, etc.; esto con el fin de optimizar el funcionamiento de la *microgrid*.



**Figura 2.2.** Sistema de administración de energía EMS en una *microgrid*. Tomado de (Su & Wang 2012).

Dentro del nivel de control terciario, se encuentra el aquí llamado sistema de gestión de energía o EMS. Idealmente, el EMS puede ser asociado a un control de carácter “ejecutivo” embebido en el controlador central de la *microgrid* (MGCC) (Su & Wang 2012), el cual opera y coordina una serie de DER, DS y cargas; con el fin de proporcionar energía de alta calidad, fiable, sostenible y respetuosa con el medio ambiente de una manera costo-efectiva. Con el fin de obtener todos los beneficios de una estructura como la *microgrid*, el EMS tiene que hacer frente a varios desafíos, como las diferentes características de los generadores distribuidos, flujos de potencia bidireccionales, la fluctuación de la energía primaria, las infraestructuras versátiles, y la optimización de objetivos múltiples (Mao et al. 2014). Para el caso específico del presente trabajo, este sistema de gestión tendrá la tarea de asignar óptimamente la potencia de salida de cada una de las unidades DER en función de los costos económicos y las emisiones ambientales, objetivos que serán introducidos posteriormente, al mismo tiempo que se cubre los requerimientos de la demanda de carga local; esta operación puede ser descrita a partir del algoritmo mostrado en la figura 2.3.



**Figura 2.3.** Algoritmo de operación del EMS+DM. Tomado de (D.M. López 2013).

## 2.3.2 Tecnologías DER

Dentro de las tecnologías DER aquí consideradas para ser parte del modelo de *microgrid* se encuentra: el generador diésel/biodiésel, la celda de combustible y la microturbina. Estas tecnologías presentan unos costos económicos y unas emisiones ambientales, asociados a su operación, es decir, debido al costo de los combustibles como el diésel, el biodiésel, el hidrogeno y el gas natural; y a los cantidad de gases emitidos a la atmosfera como el dióxido de carbono  $CO_2$ , el óxido de nitrógeno  $NO_x$  y el óxido de sulfuro  $SO_x$ . En las siguientes secciones se expone las características más relevantes de este tipo de tecnologías.

### 2.3.2.1 Generador Diésel/Biodiésel – DG/BG

Los generadores diésel (*Diesel Generator*, DG) o grupo electrógeno diésel, son generadores eléctricos conformados por un motor de combustión interna diésel y un generador eléctrico (a menudo un alternador). Esta tecnología se destaca por su alta eficiencia y por sus bajos costos de inversión (Qayoom et al. 2012). Sin embargo, presenta altas emisiones de gases contaminantes y gases de efecto invernadero como el monóxido de carbono, dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno.

Algunos generadores diésel son aptos para trabajar con combustibles biodiesel, derivados de una amplia variedad de aceites vegetales y grasas animales. Colectivamente, estos combustibles se conocen como ésteres de metilo ácido graso (FAME). El combustible biodiesel<sup>1</sup> es un combustible alternativo, cuyos productos de combustión (gases) son menos contaminantes que los generados por el combustible diésel, sin embargo los motores al utilizar biodiesel experimentan una pérdida de potencia, debido principalmente al menor poder calórico del biodiesel (Cummins Power Generation 2010).

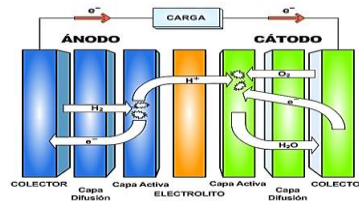
Las tasas de consumo de combustible en DG o BG están dadas por el comportamiento natural del motor y sus cambios obedecen a variaciones de la carga (D.M. López 2013). El consumo total de combustible para el  $i$ -ésimo generador diésel (biodiesel), medido en litros por hora (l/h), puede calcularse a partir de la ecuación 2.1.

$$F_{DG,i} = \sum_{i=1}^N a_i + b_i P_{DG,i} + c_i P_{DG,i}^2 \quad (2.1)$$

Donde  $N$  es el número de unidades DG o BG.  $a_i$ ,  $b_i$  y  $c_i$  son los coeficientes que caracterizan la naturaleza del generador, usualmente entregados por el fabricante<sup>2</sup>,  $P_{DG,i}$  ( $i = 1, 2, \dots, N$ ) es la salida de potencia del generador  $i$  medida en kW.

### 2.3.2.2 Celda de Combustible – FC

Las Celdas de Combustible (*Fuel Cells*, FC) se destacan por ser una de las tecnologías generadoras de energía eléctrica y térmica, más limpias y por su elevada eficiencia global. Su potencia nominal oscila desde algunos W hasta MW para unidades portátiles y estacionarias, respectivamente. Además son grandes candidatas a reemplazar a la combustión interna en el transporte (Ellis et al. 2001). En la figura 2.4 se muestra el esquema de funcionamiento básico de una celda de combustible tipo PEMFC, la cual está constituida por dos electrodos separados por un electrolito, que actúa como mediador químico. El hidrógeno, que actúa como combustible, está disponible en el ánodo, mientras que el oxígeno, que actúa como oxidante, lo está en el cátodo.



**Figura 2.4.** Esquema de funcionamiento de una celda de combustible tipo PEMFC. Tomado de (San Martín et al. 2006).

<sup>1</sup> Existen diferentes tipos de biodiesel: B100, B5, B15, B30 o B50, donde el número indica el porcentaje por volumen de biodiesel en la mezcla.

<sup>2</sup> En (Cummins Power Generation 2007) se ve un ejemplo de los coeficientes de un generador diésel de 10 kW, además las tasas de consumo medidas en l/h para regímenes de  $\frac{1}{4}$ ,  $\frac{1}{2}$ ,  $\frac{3}{4}$  y plena potencia.

Las celdas de combustible son una familia relativamente pequeña de tecnologías; actualmente, las más populares son las de ácido fosfórico (PAFCs), las de polímero sólido o membrana de intercambio de protones (PEMFCs), las de carbonato fundido (MCFCs), las de óxido sólido (SOFCs) y las alcalinas. Cada una de estas tecnologías se diferencia principalmente por los tipos de electrolitos utilizados, las temperaturas de operación y la construcción de los electrodos.

La eficiencia práctica de una celda de combustible tipo PEMFC en estado puro de hidrógeno y oxígeno están en el rango de entre 30 y 35%. La eficiencia baja cuando en lugar de hidrógeno se utilizan fuentes de hidrocarburo, metanol o gas natural. En general, la eficiencia de las celdas de combustible estará dada por una relación medida en kW entre la potencia eléctrica de la salida y la potencia del combustible ingresado a la entrada (D.M. López 2013). La ecuación 2.2 muestra esta relación:

$$C_{FC} = C_{nl} \sum_J \frac{P_J}{\eta_J} \quad (2.2)$$

Donde  $C_{nl}$  es el precio del gas suministrado a la FC (en este caso hidrógeno),  $P_J$  es la potencia eléctrica neta producida en el intervalo de tiempo  $J$  y  $\eta_J$  es la eficiencia de la FC en el intervalo  $J$ .

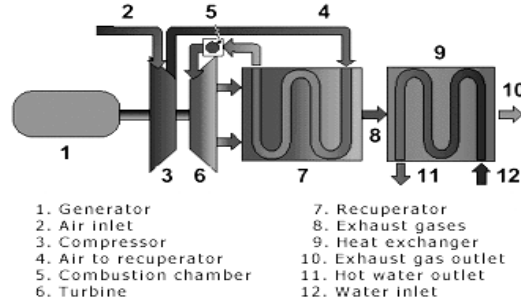
### 2.3.2.3 Microturbina – MT

Las microturbinas (*Microturbine*, MT) son pequeñas turbinas a gas, que presentan una serie de propiedades que las vuelven muy interesantes, entre las que se destacan (Nikkhajoie & Iravani 2002; Haugwitz 2004), el ser capaces de funcionar con diversos tipos de combustibles<sup>3</sup>, presentar bajos requerimientos de mantención, ser modulares y fáciles de trasladar, no presenta mayores problemas de ruido y vibraciones, emite cantidades bajas de azufre, óxido de nitrógeno y dióxido de carbono, lo que reduce el impacto ambiental en la zona de uso.

En la figura 2.5 puede verse los distintos componentes que forman parte de una MT tipo T100, aquí se incluye un compresor, un recuperador de calor y varios elementos para el control de la combustión. Su funcionamiento básico consiste en la quema de metano mezclado con aire a presión. Los gases calientes resultantes de la combustión son forzados hacia afuera de la cámara a través de una turbina haciéndola girar y movilizándolo el generador. Disponen de un sistema de control automático que permite una regulación de potencia variable según las necesidades (Haugwitz 2004).

---

<sup>3</sup> Funcionan con diversos combustibles: gas natural, propano, keroseno, biogás, gasolina, diésel, etc.



**Figura 2.5.** Componentes de una microturbina T100. Tomado de (Haugwitz 2004).

La eficiencia total de la MT se puede obtener a partir de la ecuación 2.3.

$$\eta_l = \frac{P_{el} + P_{th,rec}}{m_f * LHV_f} \quad (2.3)$$

Donde  $P_{el}$  es la salida neta de potencia eléctrica,  $P_{th,rec}$  es la potencia térmica recuperada (medida en kW),  $LHV_f$  es la tasa calórica más baja para el combustible (medida en kJ/kgf) y  $m_f$  es el flujo másico del combustible (kg/s). El costo de combustible puede ser calculado de acuerdo a (2.4).

$$C_{MT} = C_{nl} \sum_j \frac{P_j}{\eta_{lj}} \quad (2.4)$$

Donde  $C_{nl}$  es el precio del gas natural suministrado a la MT,  $P_j$  es la salida neta de potencia producida en el intervalo  $J$  y  $\eta_{lj}$  es la eficiencia del intervalo  $J$ .

### 2.3.3 Tecnologías AEDG

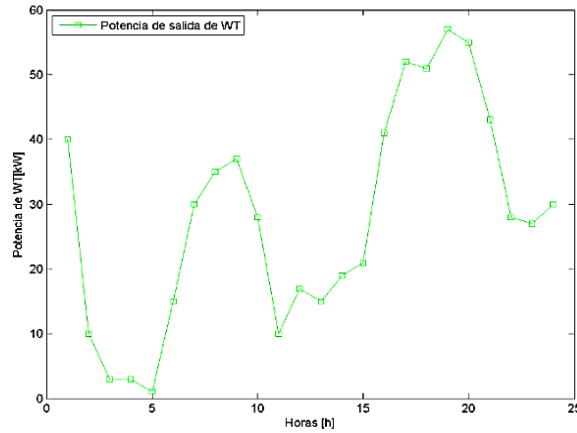
Las tecnologías AEDG utilizan fuentes de energía renovables (radiación solar, flujo del viento, caudal del agua), para la generación de la electricidad y se visualizan como una alternativa de gran importancia en la actualidad. Este tipo de tecnología se asocia generalmente con sus ventajas ambientales, como la disminución en las emisiones de  $CO_2$  y otros contaminantes perjudiciales para la atmósfera derivados de la generación eléctrica a partir de combustibles convencionales, o la operación y tratamiento de residuos peligrosos en el caso de las centrales nucleares. Otro factor que motiva su uso es el previsible agotamiento a mediano plazo de los combustibles tradicionales como petróleo, gas y carbón; y la dependencia externa que genera su utilización, que motiva que muchos países o áreas económicas busquen lograr una mayor diversidad y autonomía energética.

Son consideradas en este trabajo con un costo cero tanto en su mantenimiento como en su operación, en las siguientes secciones se hará una breve revisión de las tecnologías utilizadas en el modelo de *microgrid*.

### 2.3.3.1 Generador Eólico – WT

Los generadores eólicos (*Wind Turbine*, WT) son tecnologías de generación eléctrica que utilizan como fuente de energía el flujo de viento. Existe en el mercado WT en el rango de potencia que va desde una fracción de kW hasta varios MW. Su uso se puede ver en granjas eólicas, sistemas distribuidos y sistemas de potencia híbridos (CAMMESA 2001). Las granjas eólicas producen energía eléctrica por medio de un gran número de WT dispuestas próximas entre sí. Los sistemas distribuidos e híbridos, pueden integrarse con otros sistemas de potencia (solares, diésel, etc.) y no necesariamente deben estar conectados a una red eléctrica.

La característica principal de funcionamiento de una WT es su curva de potencia, que da la relación entre la salida de potencia eléctrica en función de la velocidad del viento. La disponibilidad de la velocidad del viento en una región será el factor determinante en la viabilidad del empleo del recurso eólico con fines energéticos prácticos (Iannini et. al 2008). Otro indicador importante es el factor de carga (CAMMESA 2001) que mide la productividad del sistema eólico. La figura 2.6 muestra un ejemplo de la potencia de salida de un generador eólico en función del tiempo.



**Figura 2.6.** Ejemplo de la potencia de salida de un generador eólico en función del tiempo.

Teniendo en cuenta las características del viento, además de las características propias de una WT, la potencia de salida puede ser calculada de acuerdo a la ecuación 2.5.

$$\begin{cases} P_w = 0 & V < V_{ci} \\ P_w = aV^3 - bP_r & V_{ci} < V < V_r \\ P_w = P_r & V_r < V < V_{co} \\ P_w = 0 & V > V_{co} \end{cases} \quad (2.5)$$

Donde:

$$a = \frac{P_r}{V_r^3 - V_{ci}^3} \quad (2.6) \quad b = \frac{V_{ci}^3}{V_r^3 - V_{ci}^3} \quad (2.7)$$

Donde  $P_r$  es la potencia medida,  $V_{ci}$ ,  $V_{co}$  y  $V_r$  son las velocidades de corte de entrada, corte de salida y actual del viento, respectivamente. La potencia que estará disponible puede obtenerse mediante (2.8).

$$P_{WT}(t) = P_w A_w \eta N_{WT} \quad (2.8)$$

Donde  $A_w$  es el área total de barrido de WT,  $\eta$  es el coeficiente de eficiencia de WT y de sus subsistemas acoplados (convertidores, acoples, etc.) y  $N_{WT}$  es el número de aerogeneradores disponibles en el sitio.

### 2.3.3.2 Generador Fotovoltaico – PV

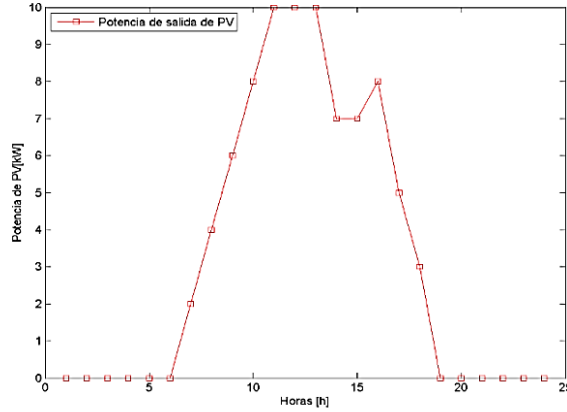
Los generadores fotovoltaicos (*Photovoltaic Array*, PV) permiten la generación de electricidad a partir de la radiación solar. Este tipo de tecnología presenta numerosas ventajas, destacándose entre otras (Prado 2008): su instalación simple, emplea una fuente de energía limpia y gratuita, su operación es silenciosa, requiere poco mantenimiento, etc.; pero tal vez la principal ventaja de los generadores fotovoltaicos es que son autónomos y fácilmente expandibles, de donde se deriva una de sus más importantes aplicaciones en la actualidad, la electrificación para uso doméstico en lugares que se encuentran aislados de la red eléctrica.

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue mediante celdas solares, por un proceso llamado efecto fotovoltaico. La celda solar posee una estructura interna compuesta de materiales semiconductores, entre ellos, el silicio monocristalino, silicio policristalino, silicio amorfo o de capa delgada (Schneider Electric 2006). La incidencia de un fotón<sup>4</sup> sobre la celda proporciona la energía para producir un movimiento de electrones y por tanto, una circulación de corriente eléctrica. En una celda se puede formar una diferencia de potencial de 0,4-0,5 Vdc. Las celdas se unen en serie para obtener tensiones de 12, 24 o 36 Vdc (Prado 2008). Dichas agrupaciones también pueden agruparse nuevamente en serie y en paralelo formando un módulo, con una potencia y una tensión final determinada. La agrupación de módulos da lugar a los paneles solares. La salida en continua de los paneles debe ser ondulada a la frecuencia de la red de distribución (60Hz), por lo tanto es necesario un inversor para transformar la corriente continua en alterna siguiendo unos parámetros mínimos de calidad de onda (Schneider Electric 2006). La vida útil de un panel solar fotovoltaico se considera que es entre 25-30 años y la eficiencia de dichos módulos se encuentra generalmente entre 15 y 25%<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Luz solar.

<sup>5</sup> <http://www.sitiosolar.com/paneles%20fotovoltaicas.htm>.



**Figura 2.7.** Ejemplo de la potencia de salida de un generador fotovoltaico PV en función del tiempo.

La potencia de salida de un PV puede ser calculada de acuerdo a las ecuaciones (2.9) y (2.10).

$$P_{PV} = \eta_g N_{PV} A_m G_t \quad (2.9)$$

Donde  $\eta_g$  es la eficiencia instantánea del generador PV,  $A_m$  es el área de un único módulo en  $m^2$ ,  $G_t$  es la radiación global incidente en el plano principal (medida en  $w/m^2$ ) y  $N_{PV}$  es el número de módulos de PV disponibles. La eficiencia instantánea  $\eta_g$  puede obtenerse mediante (2.10):

$$\eta_g = \eta_r \eta_{pt} [1 - \beta_t (T_c - T_r)] \quad (2.10)$$

Donde  $\eta_r$  es la eficiencia de referencia del generador PV,  $\eta_{pt}$  la eficiencia del sistema de seguimiento solar (igual a 1 si se garantiza un óptimo punto de radiación en todo el intervalo de generación),  $T_c$  es la temperatura de funcionamiento de PV en  $^{\circ}C$ ,  $T_r$  es la temperatura de referencia en la operación de PV y  $\beta_t$  es el coeficiente de temperatura para la eficiencia.

### 2.3.3.3 Pequeña Central Hidroeléctrica – SHP

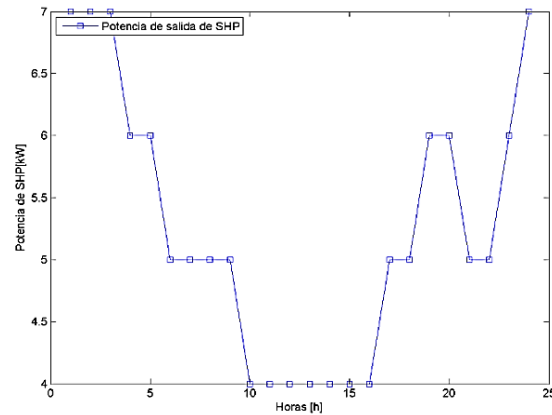
Las pequeñas centrales hidroeléctricas (*Small Hydro Power*, SHP) operan desde los inicios de los sistemas eléctricos, y de hecho, la hidráulica ha sido y sigue siendo, la primera fuente renovable utilizada para la generación de electricidad (ESHA 2006). Estas plantas, que se fueron abandonando a medida que se alcanzaban capacidades de generación cada vez mayores ofreciendo una mejor economía de escala, se han venido rescatando y operan en los sitios donde se da algún aprovechamiento hidráulico (Castellano & Torrent 2000).

La mayoría de los pequeños aprovechamientos hidráulicos son del tipo de caudal fluyente<sup>6</sup>, dentro de las que se encuentran las SHP. En este tipo de aprovechamiento las turbinas

<sup>6</sup> Caudal Fluyente o de derivación, también existen el tipo de generación mediante embalses, que es utilizada en centrales de mediana y gran potencia.

generan electricidad mientras pase por ellas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se paran cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel (ESHA 2006).

A diferencia de las otras AEDG, la SHP constituye una tecnología muy bien establecida, además presenta una serie de ventajas entre las que se encuentra (Castellano & Torrent 2000): el uso de un recurso ampliamente disponible en muchas zonas rurales, bajos costos de operación y larga vida útil, buena eficiencia (75%-90%).



**Figura 2.8.** Ejemplo de la potencia de salida de una pequeña hidroeléctrica en función del tiempo.

La potencia de salida para una turbina hidráulica puede ser calculada mediante (2.11):

$$P = QH\eta\rho g \quad (2.11)$$

Donde  $P$  es la potencia de salida medida en W,  $Q$  es el caudal del agua en  $m^3/s$ ,  $H$  es el desnivel en metros,  $\eta$  es la eficiencia general del sistema,  $\rho$  es la densidad del agua ( $1,000 \text{ kg/m}^3$ ) y  $g$  es la aceleración gravitacional. De la anterior expresión se deduce que puede obtenerse la misma energía aprovechando grandes caudales con pequeños desniveles o pequeños caudales y grandes desniveles.

### 2.3.4 Sistema de Almacenamiento – DS

Un factor importante a considerar en el diseño de una infraestructura de *microgrid* es la condición intermitente y variable inherente a las fuentes de energía renovable. Dado que las condiciones de radiación solar, caudal del agua y flujo del viento, no pueden predecirse con exactitud, es conveniente contar con un sistema de almacenamiento DS de energía para suavizar la curva de disponibilidad de energía eléctrica.

El DS consiste en una batería o un conjunto de ellas (banco de baterías), que actúan como elementos acumuladores de energía, es decir, almacenan energía eléctrica mediante procesos electroquímicos (Fenercom 2011). Es un generador eléctrico secundario, que puede

funcionar como carga, tomando los excedentes disponibles durante periodos de sobreoferta de energía; o puede suministrar energía a las cargas conectadas localmente.

La ecuación 2.12, muestra la capacidad disponible (medida en Wh) en una hora para el banco de baterías. La ecuación 2.13 representa el estado de descarga cuando DS es requerida como una unidad generadora:

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) - \left( \frac{E_{load}(t) + E_{grid}(t)}{\eta_{inv}} - (E_{PV}(t) + E_{WT}(t) + E_{SHP}(t)) \right) \eta_{bat} \quad (2.12)$$

$$C_{bat}(t) = C_{bat}(t-1)(1-\sigma) - \left( (E_{PV}(t) + E_{WT}(t) + E_{SHP}(t)) - \frac{E_{load}(t) + E_{grid}(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{bat} \quad (2.13)$$

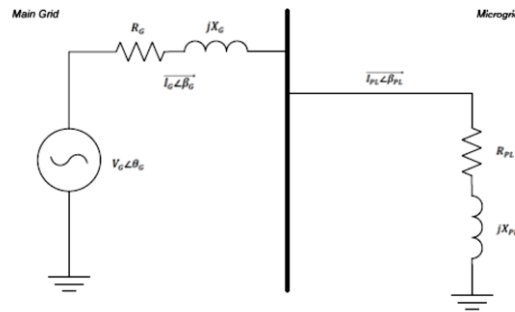
Donde,  $C_{bat}(t)$  y  $C_{bat}(t-1)$  representan la capacidad disponible (medida en Wh) en el intervalo entre  $t$  y  $(t-1)$ , es decir, un hora para DS.  $\eta_{bat}$  es la eficiencia del sistema DS.  $\sigma$  representa la tasa de auto-descarga del banco de baterías.  $E_{load}(t)$  es la demanda de carga de la *microgrid* en una hora.  $\eta_{inv}$  es la eficiencia del sistema conversor y finalmente  $E_{PV}(t)$ ,  $E_{WT}(t)$  y  $E_{SHP}(t)$  son las energías generadas por los AEDG.

### 2.3.5 Red Pública de Energía – *Main Grid*

La red pública de energía eléctrica o red eléctrica principal (*Main Grid*, MG), con generación por medio de una central térmica (D.M. López 2013), se modela a través del circuito de la Figura 2.9. Las pérdidas relacionadas con la distancia pueden calcularse de acuerdo a (2.14):

$$IP_G = \left( \frac{E_{in} - E_{out}}{E_{in}} \right) * 100\% \quad (2.14)$$

Donde  $IP_G$  representa el índice de nivel de pérdidas (en términos porcentuales %) para la red de distribución principal, desde el punto de vista comercial.  $E_{in}$  es la energía de entrada  $E_{out}$  es la energía de salida, siendo  $E_{out}$  la realmente facturada (CREG 2002).



**Figura 2.9.** Esquemático general de la red eléctrica principal. Tomado de (D.M. López 2013).

En el escenario en donde la *microgrid* pueda interactuar con la red eléctrica principal, realizando intercambios (importación, exportación) del recurso eléctrico, el costo de comprar este recurso a la red eléctrica puede ser calculado de acuerdo a (2.15):

$$CEI = GC_t(PD_t) \quad (2.15)$$

Donde  $CEI$  es el costo en \$/h de la energía importada desde la red principal,  $GC_t$  es la tarifa de compra de la energía en el instante  $t$  y  $PD_t$  es el déficit de potencia (medida en kWh) que ha de ser importada.

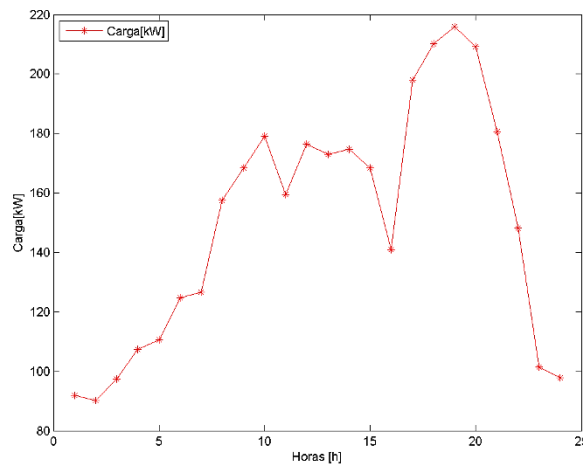
El valor de exportar la energía a la red principal puede ser calculado de acuerdo a (2.16):

$$CEE = GV_t(PS_t) \quad (2.16)$$

Donde  $CEE$  es el valor de venta en \$/h de la energía exportada hacia la red principal,  $GV_t$  es la tarifa a la que la red principal está dispuesta a comprar la energía en el instante  $t$  y  $PS_t$  es la cantidad de potencia que ha de ser exportada.

### 2.3.6 Carga Eléctrica

La demanda de energía dependerá de manera directa de la carga conectada localmente a la *microgrid*, la cual deberá ser atendida por los generadores (DER y AEDG) pertenecientes a la misma o con ayuda de la red eléctrica principal. Por lo anterior, es necesario contar con un perfil de carga como el mostrado en la figura 2.10, para poder analizar el comportamiento de las estrategias de gestión de potencia implementadas en este trabajo (véase Capítulo 3 y 4). El perfil de carga utilizado muestra diferentes variaciones de la demanda con horas pico y horas valle, con lo que se pretende tener un escenario dinámico tanto para el modo de operación aislado como para el modo de operación conectado.



**Figura 2.10.** Ejemplo de un perfil de carga para 24 horas.

## 2.4 Modelo de Optimización

En un escenario en donde la producción de potencia eléctrica de los generadores AEDG, no es suficiente para suplir un perfil típico de carga, es necesario plantear estrategias de gestión con base a las demás fuentes de energía, en este caso las fuentes de energía no renovable DER (diésel, biodiésel, microturbina y celda de combustible), siempre buscando que sus puntos de operación presenten opciones atractivas desde el punto de vista económico y ambiental.

### 2.4.1 Objetivos

En este trabajo la estrategia de gestión está basada en los algoritmos de optimización multiobjetivo MOGA y SPEA2, que junto con unas reglas básicas de toma de decisiones (DM), tendrán la tarea de hacer una selección de fuentes DER y de sus puntos de operación, con base a dos funciones objetivo. El primer objetivo es la reducción de los costos económicos asociados a la operación de la *microgrid* [\$/h] y el segundo objetivo es la reducción de la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida arrojados a la atmósfera por la *microgrid* [kg/h]. Se debe tener en cuenta que se trata de objetivos conflictivos entre sí, por cuanto maximizar los beneficios económicos puede causar significativos impactos en el medio ambiente y viceversa la reducción de emisiones contaminantes pueden incrementar los costos de operación.

#### 2.4.1.1 Costos Económicos Asociados a la Operación de la *Microgrid*

Los costos económicos asociados a la operación de la *microgrid* son la suma de: los costos de operación y mantenimiento OM, el costo de emitir alguno de los gases contaminantes NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> (Costos externos), los ingresos o egresos económicos por la energía importada o exportada de la red eléctrica principal, el costo del combustible diésel, biodiésel, hidrogeno y gas natural, utilizados por los generadores DG, BG, FC y MT, respectivamente.

- **Costos de Operación y Mantenimiento, OM:** estos costos están relacionados directamente con la potencia de salida generada por los DER (D.M. López 2013) y pueden ser calculados por medio de la ecuación 2.17, la cual está adaptada al contexto puramente eléctrico.

$$OM_i = K_{OM} \sum_{i=1}^N P_i \quad (2.17)$$

Donde  $K_{OM}$  es la constante de OM medida en \$/kWh; su valor es diferente para cada una de las tecnologías DER. Ver tabla 2.2.  $N$  es el número de generadores DER,  $P_i$  es la potencia de salida del generador  $i$ .

|                  | DG      | BG      | FC      | MT      |
|------------------|---------|---------|---------|---------|
| $K_{OM}[\$/kWh]$ | 0,01258 | 0,01258 | 0,00419 | 0,00587 |

**Tabla 2.2.** Constantes de costo para la operación y el mantenimiento de DER.

- **Costos Externos y Factores de Emisión:** estos costos están asociados a las emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida  $NO_x$ ,  $SO_2$  y  $CO_2$ , debido a la operación de cada tecnología DER (D.M. López 2013), y pueden ser calculados de acuerdo a la ecuación 2.18:

$$EC = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \alpha_i (EF_{ij} P_i) \quad (2.18)$$

Donde  $EC$  son los costos externos medidos en \$/h, los cuales están en función directa a la potencia de salida  $P_i$ .  $\alpha_i$  es el costo externo para la emisión de tipo  $j$ .  $M$  es el tipo de emisión,  $i$  es el número de la unidad de generación y  $N$  es el número de unidades de generación. La tabla 2.3 muestra los coeficientes  $\alpha$  para cada tipo de emisión, así como los factores de emisión para cada una de las tecnologías DER.

| Tipo de emisión | Coeficientes de costos externos $\alpha$ [\$/kg] | Factores de emisión para DG/GRID [kg/kWh] | Factores de emisión para BG [kg/kWh] | Factores de emisión para FC [kg/kWh] | Factores de emisión para MT [kg/kWh] |
|-----------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| $NO_x$          | 4.200                                            | 0.021800                                  | 0.030800                             | 0.000030                             | 0.000440                             |
| $SO_2$          | 0.990                                            | 0.000454                                  | 0.000000                             | 0.000006                             | 0.000008                             |
| $CO_2$          | 0.014                                            | 0.001432                                  | 0.000750                             | 0.001078                             | 0.001596                             |

**Tabla 2.3.** Coeficientes de costos externos y factores de emisión para las tecnologías DER.

- **Modelo final de Costos:** teniendo en cuenta los costos de los combustibles, OM, los ingresos o egresos debidos a la exportación/importación de la energía y los costos externos; la función objetivo de los costos económicos totales, queda representada por la ecuación 2.19:

$$CF(P) = \sum_{i=1}^N (C_i * F_i(P_i) + OM_i(P_i) + CEI - CEE) + \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^M \alpha_k (EF_{jk} P_j) \quad (2.19)$$

Donde  $CF(P)$  es el costo de operación de la *microgrid*, medido en \$/h.  $C_i$  es el costo de combustible del generador  $i$ .  $F_i(P_i)$  es la tasa de consumo de combustible del generador  $i$ .  $OM_i(P_i)$  es el costo de OM del generador  $i$ .  $P_i$  es la variable de decisión, que representa la potencia de salida del generador  $i$ .  $\vec{P} = [P_1, P_2, \dots, P_N]$  es el vector de  $N$  variables de decisión.  $\alpha_k$  es el costo externo para la emisión tipo  $k$ .  $EF_{jk}$  es el factor de emisión tipo  $k$  en la unidad  $j$ .  $M$  es el tipo de emisión ( $NO_x$ ,  $SO_2$  y  $CO_2$ ) y  $N$  es el número de generadores DER de la *microgrid*.

### 2.4.1.2 Emisión de Gases Asociados a la Operación de la *Microgrid*

Para disminuir la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida arrojados a la atmósfera por la *microgrid*, se debe considerar las emisiones de aquellos gases conocidos por sus nocivos efectos sobre el calentamiento global. Entre los más conocidos se encuentra: el óxido de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), y la lluvia ácida: óxido de sulfuro ( $\text{SO}_2$ ). En consecuencia, la función objetivo de emisión de gases, queda representada por la ecuación 2.20:

$$E(P_i) = \sum_{i=1}^N 10^{-2} (\alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2) + \zeta_i e^{\lambda_i P_i} \quad (2.20)$$

Donde  $E(P_i)$  es la cantidad de emisiones de gases  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$  y  $\text{CO}_2$  arrojados a la atmósfera como una función de la potencia de salida de los generadores DER (medidos en kg/h).  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \zeta_i$  y  $\lambda_i$  son coeficientes no negativos de las características de emisiones del generador  $i$ -ésimo. Ver Tabla 2.4.

| Tecnología | $\alpha$               | $\beta$                | $\gamma$               | $\zeta$               | $\lambda$            |
|------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|
| DG/BG/GRID | 0.2125                 | 0.2404                 | 0.2809                 | $8.70 \cdot 10^{-6}$  | 0.1237               |
| MT         | 0.0110                 | 0.0120                 | 0.0140                 | $4.35 \cdot 10^{-7}$  | 0.0062               |
| FC         | $0.2125 \cdot 10^{-3}$ | $0.2404 \cdot 10^{-3}$ | $0.0140 \cdot 10^{-3}$ | $4.35 \cdot 10^{-10}$ | $0.62 \cdot 10^{-5}$ |

**Tabla 2.4.** Ejemplos de coeficientes de las características de emisión para las tecnologías DER.

## 2.4.2 Restricciones

Dada la naturaleza de cada uno de los componentes que conforman la *microgrid*, las restricciones y las limitaciones de las variables de decisión tienen que ser definidas. En primer lugar se debe contemplar el rango de potencia que puede suministrar cada generador y el sistema de almacenamiento, además de un balance de potencia con el objetivo de mantener una operación segura.

### 2.4.2.1 Rango de Potencia de los Generadores DER

El rango de potencia sobre el cual trabaja cada generador DER perteneciente a la *microgrid*, se establece con el fin de acotar el espacio factible de búsqueda sobre el cual actúa la técnica de optimización. Además en un modelo real de *microgrid*, cada generador tiene un rango de trabajo establecido, que varía de acuerdo a la tecnología utilizada para su fabricación. Establecida esta condición la restricción debida al rango de trabajo de cada generador es:

$$P_{min_i} \leq P_i \leq P_{max_i}, \quad \forall i \in [1, 2, \dots, N] \quad (2.21)$$

Donde  $P_{min_i}$  es el punto mínimo de operación de la unidad  $i$  y  $P_{max_i}$  es el punto máximo de operación de la unidad  $i$ , todo medido en kW.

#### 2.4.2.2 Modo de Operación Aislado

Es necesario establecer un balance de potencias dentro de la *microgrid*, este balance se puede considerar teniendo en cuenta dos escenarios de operación. El primero, el modo de operación aislado en donde la *microgrid* es capaz de suplir la demanda de potencia local sin necesidad de recurrir a la red principal. Este modo de operación está regido por (2.22):

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_L - P_{PV} - P_{WT} - P_{SHP} - P_{DS} \quad (2.22)$$

Donde  $\sum_{i=1}^N P_i$  es la suma total de potencia generada por los DER (no AEDG),  $P_L$  es el total de potencia demandada por la carga (consumidores),  $P_{PV}$  es la salida de potencia de PV,  $P_{WT}$  es la salida de potencia de WT,  $P_{SHP}$  es la salida de potencia de SHP y  $P_{DS}$  es la potencia disponible en el sistema de almacenamiento DS, todo medido en kW.

#### 2.4.2.3 Modo de Operación Conectado

El segundo modo de operación es el modo de operación conectado, en donde la *microgrid* se conecta a la red principal para suplir parte de la demanda de potencia local o para venderle parte de la energía producida localmente por los DER y AEDG. Este modo de operación está regido por (2.23):

$$\sum_{i=1}^N P_i = P_L - P_{PV} - P_{WT} - P_{SHP} - P_{DS} - P_G \quad (2.23)$$

A la ecuación 2.23 se le ha anexado el término  $P_G$ , que es el déficit de potencia importada desde la *grid* principal.

### 2.5 Estrategias para la Gestión de DER

La gestión de energía dentro del modelo de *microgrid*, expuesto anteriormente, depende en gran medida del despliegue óptimo de los DER. Los costos de operación y las emisiones ambientales, dependen exclusivamente de los tipos de DER. Por lo tanto, la operación ya sea a un costo mínimo o en el nivel de emisiones mínimo ya no puede ser una propuesta deseable. El resultado obvio sería averiguar el compromiso simultáneo entre ambos objetivos.

Partiendo de un escenario, en donde las fuentes AEDG no pueden suministrar toda la potencia necesaria para atender una demanda de carga local, es necesario establecer estrategias de gestión con base a las fuentes DER. La manera en que se pueden plantear estas estrategias es analizando el problema de la gestión óptima de potencia eléctrica, como un problema multivariable, multiobjetivo; para esto se puede aprovechar el potencial de las técnicas de optimización multiobjetivo (MO) en la resolución de este tipo de problemas. El propósito fundamental de las técnicas MO tendrá que ver con suministrar un conjunto de soluciones factibles y que contengan valores aceptables para los objetivos de costos y emisiones.

Las estrategias de gestión aquí propuestas, parten de los algoritmos de optimización MOGA y SPEA2, los cuales se generalizan más allá del proceso de optimización. Estas estrategias también comprenden el tomador de decisiones DM. La decisión final sobre los puntos de operación elegidos para cada hora, será tomada por el DM, el cual dependiendo del modo de operación (conectado o aislado) deberá seleccionar una solución del conjunto de soluciones entregado por las técnicas MOGA y SPEA2.

El objetivo general de las estrategias de gestión de energía varía en función de los modos de operación de la *microgrid*. En el modo aislado, el EMS+DM tendrán que encontrar soluciones que cubran la demanda de carga local, sin contar con el aporte de la red eléctrica principal. En el modo conectado, el EMS+DM tendrá la posibilidad de encontrar soluciones en las que exista un aporte de potencia de la red eléctrica principal o incluso soluciones en las que parte de la potencia generada localmente por los DER y AEDG, pueda ser exportada a la red principal. Sobre la base del modo de operación y la formulación del problema de administración de energía en la *microgrid*, las estrategias de gestión se desarrollan para lograr soluciones para cada una de las 24 horas de simulación, como se explica a continuación:

- 1) Para cada hora de simulación inicialmente se debe obtener la demanda de potencia de los consumidores y calcular la potencia eléctrica de las fuentes AEDG (WT, PV y SHP), a partir de (2.8), (2.9) y (2.11).
- 2) Obtener la potencia eléctrica disponible en el sistema de almacenamiento DS, a partir de (2.12) y (2.13), con el fin de decidir si este funciona como carga (valor negativo) o como generador (valor positivo).
- 3) Obtener los precios actuales de compra y venta de energía, desde y hacia la red principal; esto solo en un escenario de importación o exportación de energía para modo conectado.
- 4) Calcular el déficit de potencia, como una diferencia entre la demanda y la potencia entregada por las fuentes AEDG, según (2.22) o (2.23). Este déficit debe ser suplido por los DER y la red principal (modo conectado) o solo por los DER (modo aislado).
- 5) Ejecutar el algoritmo de gestión óptima (MOGA o SPEA2), sobre los objetivos de costos económicos y emisiones ambientales, y obtener de este un conjunto de soluciones (puntos de operación de DER) y su respectiva imagen a través del vector de funciones objetivo, llamada frontera de Pareto.
- 6) A partir del conjunto de soluciones y de su imagen (frontera de Pareto) obtenidas en el paso anterior, escoger un punto de operación de los DER (valores de potencia)

sobre la base del modo de operación de la *microgrid*, conectada o aislada. Para esto el tomador de decisiones DM utiliza los siguientes criterios de selección :

- A. Para el modo conectado:
  - i. Calcular el costo económico de importar el déficit de potencia (obtenido en el paso 4) de la red eléctrica principal, sin tener en cuenta el aporte de los DER, llamada aquí estrategia de importación total.
  - ii. Seleccionar del conjunto de soluciones un punto de operación cuyo costo económico represente un valor menor (o mayor más cercano) al valor calculado en el paso i.
- B. Para el modo aislado:  
El criterio de selección del DM para escoger el punto de operación en modo aislado, varía de acuerdo a la ecuación de pesos complementarios (2.24):

$$C = \theta CF + (1 - \theta)E \quad (2.24)$$

Donde  $C$  representa el compromiso entre los objetivos (costos y emisiones),  $\theta = [0,1]$  es el parámetro de ajuste, si  $\theta = 1$  se selecciona aquella solución que represente el menor costo económico, si  $\theta = 0$  se selecciona una solución que represente el menor valor de emisiones. En el estudio presentado en este trabajo se toma  $\theta = 0.5$ , en este caso se selecciona una solución que represente una importancia equitativa entre ambos objetivos, llamada aquí estrategia 50/50 (MOGA 50/50 o SPEA2 50/50).

- 7) Fijar el punto de operación (seleccionado en el paso 6) a los DER que hacen parte del estudio.
- 8) Verificar si se puede cargar el sistema de almacenamiento, con base a la producción local de los DER y AEDG. En el caso de que se pueda enviar parte de la energía producida al DS, esta podría ser utilizada en la siguiente hora.
- 9) Verificar si se puede vender parte de la energía producida localmente por los DER y AEDG, a la red eléctrica principal (solo para modo conectado).
- 10) Repetir todos los pasos anteriores para la siguiente hora de simulación.

## 3. Gestión Óptima de la Potencia Eléctrica en *Microgrids*, Usando la Técnica MOGA

### 3.1 Introducción

Después del surgimiento de los primeros métodos de optimización multiobjetivo (véase Apéndice A), Goldberg (Goldberg 1989) sugirió el uso de asignación de jerarquías y selección basada en no dominancia para trasladar la población hacia el frente óptimo de Pareto. Como una variación de este modelo de jerarquización; en el año 1993 Fonseca y Fleming propusieron el llamado algoritmo genético multiobjetivo (*Multi-objective Genetic Algorithm*, MOGA) (Fonseca & Fleming 1993), en esta técnica la jerarquía de un cierto individuo se determina en función del número de cromosomas por los cuales es dominado en la población actual.

El algoritmo MOGA pertenece a lo que se conoce como la primera generación de algoritmos evolutivos de optimización multiobjetivo, en lo sucesivo MOEAs (véase Apéndice A), y normalmente superaba a todos sus competidores contemporáneos (Coello 2005). MOGA ha sido ampliamente usado en problemas de ingeniería, en los que métodos de optimización clásicos no han sido efectivos. Por ejemplo, para el balance de líneas de montaje, en planificación de electrificación rural; ha sido usado también en diseño de estructuras, diseño de maquinaria, problemas de programación, optimización de despacho de energía, (Garzón 2003; Coello 2005), etc. Algunos esfuerzos por extender MOGA lo han fusionado con redes neuronales artificiales (Duarte 2000) y le han agregado elitismo (Ducheyne 2001).

El presente capítulo describe el algoritmo MOGA y las etapas de su proceso de evolución, además se plantea un modelo de datos, relacionado con el sistema de gestión de potencia (EMS) basado en esta técnica. El propósito de este sistema es buscar una asignación óptima de los recursos energéticos distribuidos (DER), pertenecientes a la *microgrid*, con base a los objetivos presentados en el capítulo 2, los costos económicos y las emisiones. El esquema de optimización cubre los dos modos de operación de la *microgrid*, el modo aislado y el modo conectado; a partir de estos, se presentan resultados ilustrativos de las 24 horas de operación. Estos resultados son comparados en el capítulo 5, con los resultados obtenidos mediante la estrategia SPEA2 (véase Capítulo 4).

## 3.2 Descripción del Algoritmo MOGA

En este algoritmo la población es inicializada de manera aleatoria, desde el dominio permitido a cada uno de los genes en los cromosomas, según las restricciones establecidas (soluciones adecuadas para el problema). El tamaño de la población se mantiene constante durante todo el algoritmo. Luego se evalúa simultáneamente cada individuo  $x_i$  en las funciones objetivo (véase Capítulo 2), esto con el fin de cuantificar la calidad de una solución, es decir la eficiencia del cromosoma para resolver el problema, además de determinar la capacidad de un individuo para sobrevivir.

### Algoritmo 1 (MOGA Pseudocódigo)

|                                     |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Entradas:</b>                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| $N$                                 | (Tamaño de la Población)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| $T$                                 | (Número Máximo de Generaciones)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| $P_c$                               | (Probabilidad de Cruce)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| <b>Salida:</b>                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| $A$                                 | (Soluciones No Dominadas)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| <b>Inicialización:</b>              | Genera una población inicial $P_0$ de manera aleatoria. Establece $t = 0$ .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>Evalúa la Población inicial:</b> | Calcula el valor que toman las funciones objetivo para todos los individuos en $P_0$ .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| <b>Establece los rangos:</b>        | Identifica los rangos de los individuos en $P_0$ de acuerdo al concepto de Dominancia de Pareto. Se asigna un valor de aptitud ( <i>fitness</i> ) a cada individuo.                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>Formación de Nichos:</b>         | Realiza el cómputo de los nichos de acuerdo al valor de las funciones objetivo.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>Iteraciones:</b>                 | <pre> While <math>t &lt; T</math> {   Selecciona los cromosomas con los mejores valores de aptitud, para su posterior reproducción.   Aplica los operadores de cruce y de mutación a los individuos seleccionados.   Evalúa la nueva población <math>P_t</math>.   Establece los nuevos rangos de <math>P_t</math>.   Realiza el cómputo de los nichos de acuerdo al valor de las funciones objetivo.   Incrementa el contador de generaciones <math>t=t+1</math>. } </pre> |
| <b>Terminación:</b>                 | Si $t \geq T$ o algún otro criterio de parada se cumple entonces fija $A$ con el conjunto de vectores de decisión representados por los individuos no Dominados en $P_t + 1$ . Para el Proceso.                                                                                                                                                                                                                                                                             |

La jerarquía de un individuo se determina en función del número de cromosomas por los cuales es dominado en la población actual, para esto es necesario un método de clasificación (*ranking*). Considerando, por ejemplo, un individuo  $x_i$  en la generación actual  $t$ , el cual es dominado por  $p_i^{(t)}$  individuos de la población en la generación  $t$ , su posición en la jerarquía, vendría dada por la expresión (Fonseca & Fleming 1993):

$$rank(x_i, t) = 1 + p_i^{(t)} \quad (3.1)$$

A todos los individuos no dominados de la población se les asigna un rango igual a 1. Por otro lado, los individuos dominados tendrán una clasificación mayor a 1, esto debido a que son penalizados de acuerdo a la cantidad de soluciones por las que son dominados. Una vez calculado el rango de todos los individuos de la población, a estos se les asigna un valor de adaptación (*fitness*), para ello la población es organizada según la jerarquía (*rank*) de cada individuo y se asigna la aptitud interpolando desde el mejor ( $rank=1$ ) hasta el peor ( $rank \leq N$ ),

según una función lineal. Finalmente se promedia la aptitud de los individuos con la misma clasificación, entonces cada uno de los pertenecientes al mismo orden podría ser seleccionado con la misma probabilidad.

Con el fin de evitar la convergencia prematura y distribuir uniformemente las soluciones a lo largo del frente de Pareto (mantener la diversidad), MOGA utiliza un método de formación de nichos, este método introduce otro parámetro al algoritmo genético, el tamaño del nicho<sup>1</sup>  $\sigma_{share}$ , este parámetro establece a que distancia dos individuos deben estar apartados, con el propósito de no disminuir la aptitud de cada uno. El espacio donde se mide la distancia ( $\sigma_{share}$ ) de dos individuos es el espacio de las funciones objetivo en lugar del de las variables de decisión, lo que significa que dos vectores diferentes con los mismos valores para sus funciones objetivo no pueden existir simultáneamente en la población.

Con el propósito de que cromosomas con buenos genes aparezcan con mayor frecuencia en la población, en cada generación, se debe realizar un proceso de tres pasos, selección, cruce y mutación. Los cromosomas que son mejores en aptitud tendrán más probabilidad de ser seleccionados<sup>2</sup> como padres, para que mediante los operadores de cruce y mutación puedan producir cromosomas descendientes. La mutación se centra en los individuos débiles con el objetivo de introducir mejores rasgos en estos, lo que aumentaría sus posibilidades de supervivencia, además este operador ayuda a prevenir que las soluciones no converjan en un óptimo local. Al final de cada generación, basándose en la aptitud de los padres y descendientes, se selecciona una nueva población que será utilizada durante la siguiente iteración del algoritmo.

El algoritmo se repite hasta que se cumpla una de las condiciones de terminación, que pueden ser el número de generaciones<sup>3</sup>, el tiempo de parada, un criterio de tolerancia, o la combinación de estas condiciones. Posteriormente de acuerdo a los requerimientos del tomador de decisiones se elige una de las soluciones.

### 3.3 Modelo de Datos

En la implementación del algoritmo genético multiobjetivo, es necesario contar con una representación genética o cromosómica de los datos que hacen parte del proceso de optimización. En este modelo, un cromosoma representa un vector solución (vector de variables de decisión), el cual está compuesto por un número de unidades discretas llamadas genes. Cada gen en el cromosoma representa una solución a cada variable de decisión. Una colección de cromosomas representa la población y cada individuo de esta población tiene una representación en el espacio de las funciones objetivo, que para el problema particular de la gestión de potencia en una *microgrid*, tratado en este trabajo, corresponde a un vector de dos objetivos. El primer objetivo es la reducción de los costos económicos. El segundo es

<sup>1</sup> El valor de  $\sigma_{share}$  se calcula usando una metodología propuesta por (Fonseca & Fleming 1993)

<sup>2</sup> La selección se realiza a través de un torneo binario

<sup>3</sup> Condición utilizada en el proceso

la reducción de los gases contaminantes emitidos a la atmosfera debido a la operación de la *microgrid* (véase Capítulo 2). El vector de funciones objetivo y los demás parámetros a tener en cuenta en el proceso de optimización pueden ser descritos de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar: } F(\vec{P}) = [f_1(\vec{P}), f_2(\vec{P})] \quad (3.2)$$

Dónde:

$F(\vec{P})$ : Vector de funciones objetivo.

$f_1(\vec{P})$ : Costo económico debido a la operación de la *microgrid*.

$f_2(\vec{P})$ : Cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida arrojados a la atmósfera por la *microgrid*.

$$\vec{P} = [P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6, P_7, P_8, P_9, P_{10}] \quad (3.3)$$

Dónde:

$\vec{P}$ : Vector de variables de decisión.

$P_1$ : Potencia del generador diésel número 1.

$P_2$ : Potencia del generador diésel número 2.

$P_3$ : Potencia de la microturbina número 1.

$P_4$ : Potencia de la microturbina número 2.

$P_5$ : Potencia de la celda de combustible número 1.

$P_6$ : Potencia de la celda de combustible número 2.

$P_7$ : Potencia de la celda de combustible número 3.

$P_8$ : Potencia del generador biodiesel número 1.

$P_9$ : Potencia del generador biodiesel número 2.

$P_{10}$ : Potencia del generador biodiesel número 3.

- Restricciones de desigualdad, relacionadas con la potencia mínima y máxima de cada unidad DER:

$$0 \text{ kW} \leq P_1 \leq 20 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_2 \leq 25 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_3 \leq 20 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_4 \leq 25 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_5 \leq 10 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_6 \leq 10 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_7 \leq 15 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_8 \leq 20 \text{ kW}$$

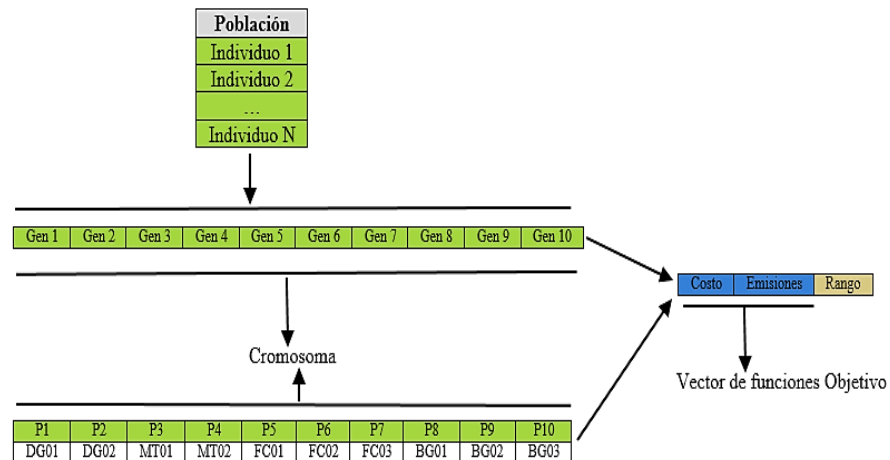
$$0 \text{ kW} \leq P_9 \leq 15 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_{10} \leq 15 \text{ kW}$$

- Restricción de igualdad, relacionada con el balance de potencia tanto para el modo de operación aislado como el modo conectado (véase Capítulo 2).

$$h(\vec{P}) = 0 \quad (3.4)$$

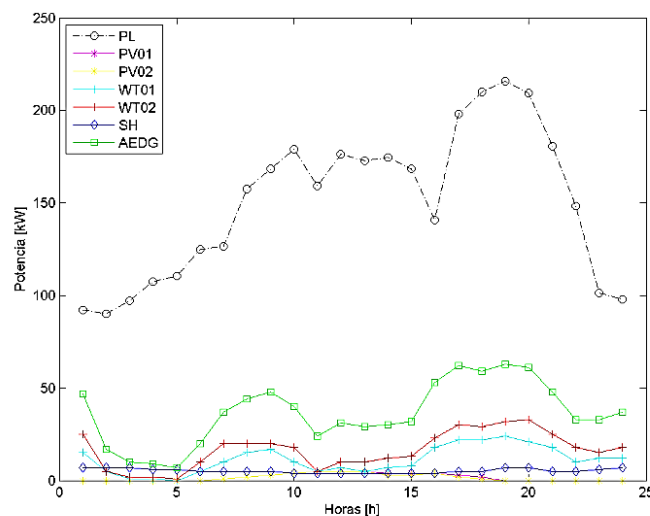
La representación de los datos expresados en términos del algoritmo genético MOGA, se muestra en la figura 3.1.



**Figura 3.1.** Modelo de datos para la optimización por medio del algoritmo MOGA.

### 3.4 Perfil de Carga Eléctrica y Generación AEDG

Para llevar a cabo la simulación del algoritmo, es necesario un perfil de carga eléctrica (PL) como el mostrado en la figura 3.2, en ella se puede ver la evolución de la demanda, con horas pico y horas valle. Además se observa que la potencia eléctrica de los generadores AEDG, no es suficiente para suplir este perfil de carga, es decir estos generadores por si solos no cuentan con la capacidad de atender los requerimientos de demanda. Por lo anterior las estrategias de gestión, tanto para modo conectado como para modo aislado, se emplean con el propósito de cubrir este déficit de potencia de una manera óptima, a través de los generadores DER.



**Figura 3.2.** Perfil de carga eléctrica PL y la potencia en las tecnologías AEDG evaluadas durante 24 horas.

### 3.5 Resultados y Análisis

Los resultados obtenidos mediante la estrategia de gestión MOGA, fueron analizados bajo dos escenarios, el primero es la operación de la *microgrid* en modo aislado, en donde esta debe suplir los requerimientos de carga para cada hora evaluada, contando solo con los generadores locales (Tabla 3.1). El segundo escenario es el modo de operación conectado a la red principal, aquí la *microgrid* se respalda con la red eléctrica principal para suplir la demanda.

| Generador | Fuente de Energía | Tipo | Potencia<br>Mínima [kW] | Potencia<br>Máxima [kW] |
|-----------|-------------------|------|-------------------------|-------------------------|
| WT01      | Eólica            | AEDG | 0.0                     | 25.0                    |
| WT02      | Eólica            | AEDG | 0.0                     | 35.0                    |
| SH01      | Hidráulica        | AEDG | 0.0                     | 10.0                    |
| PV01      | Solar             | AEDG | 0.0                     | 5.0                     |
| PV02      | Solar             | AEDG | 0.0                     | 5.0                     |
| DG01      | Diésel            | DER  | 0.0                     | 20.0                    |
| DG02      | Diésel            | DER  | 0.0                     | 25.0                    |
| MT01      | Gas natural       | DER  | 0.0                     | 20.0                    |
| MT02      | Gas natural       | DER  | 0.0                     | 25.0                    |
| FC01      | Hidrogeno         | DER  | 0.0                     | 10.0                    |
| FC02      | Hidrogeno         | DER  | 0.0                     | 10.0                    |
| FC03      | Hidrogeno         | DER  | 0.0                     | 15.0                    |
| BG01      | Biodiesel B100    | DER  | 0.0                     | 20.0                    |
| BG02      | Biodiesel B100    | DER  | 0.0                     | 15.0                    |
| BG03      | Biodiesel B100    | DER  | 0.0                     | 15.0                    |

**Tabla 3.1.** Tecnologías AEDG y DER utilizadas en la experimentación de las estrategias de gestión.

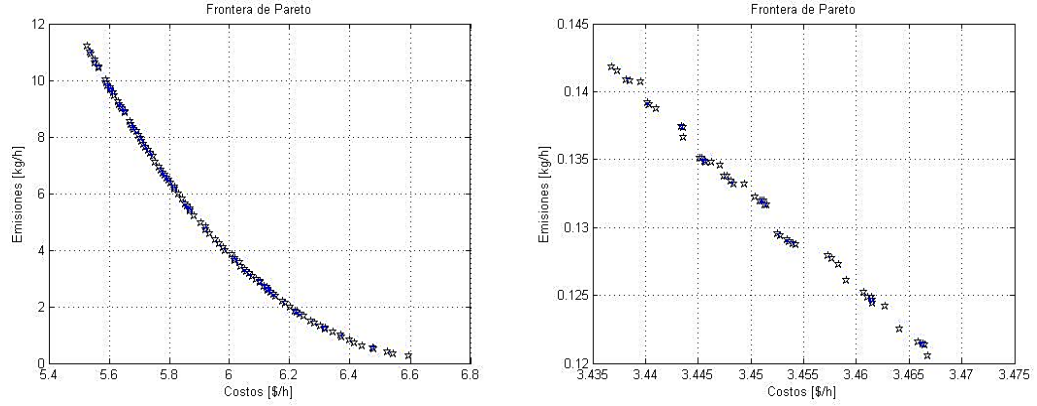
Las estrategias de gestión de potencia para los dos modos de operación, incluye el algoritmo de optimización, en ese caso MOGA<sup>4</sup>, y el tomador de decisiones (cuyo papel se describe en el capítulo 2). En el modo aislado la estrategia es llamada MOGA 50/50 y para el modo conectado simplemente se llamara MOGA.

#### 3.5.1 Optimización Multiobjetivo

La imagen de la población final<sup>5</sup> a través del vector de funciones  $F(\vec{P})$  se denomina frontera de Pareto. En la figura 3.3 se puede ver dos ejemplos de fronteras de Pareto, obtenidas para modo conectado y aislado, el eje de las abscisas corresponde a los costos económicos y el eje de las ordenadas a la cantidad de emisiones. Todos los puntos sobre la frontera representan soluciones no dominadas (véase concepto de dominancia, Apéndice A), por lo que no es posible diferenciar que solución es mejor que otra. Por lo tanto es necesario realizar consideraciones de más alto nivel, por medio del tomador de decisiones (DM), para elegir una solución. Para cada una de las 24 horas de operación de la *microgrid* se generó un conjunto de soluciones como los de la figura 3.3, por medio de la técnica MOGA.

<sup>4</sup> Los parámetros utilizados para la implementación de MOGA, como la población, el número de generaciones, entre otros, pueden ser vistos en el Apéndice B.

<sup>5</sup> Obtenida terminado el proceso de optimización, en este caso el número de generaciones.



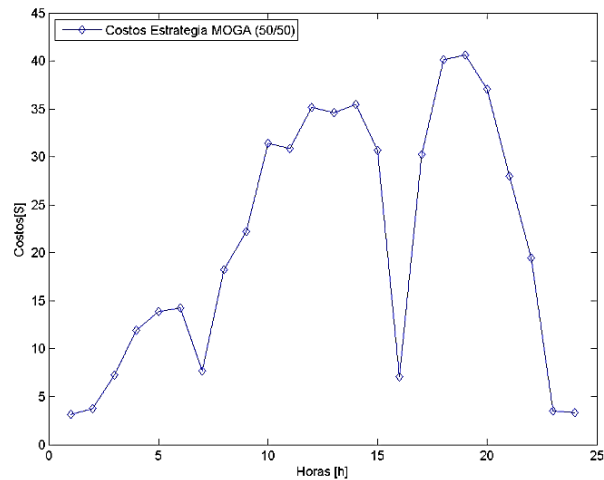
**Figura 3.3.** Ejemplo de las fronteras de Pareto del algoritmo de optimización MOGA, obtenidas para el modo conectado (izquierda) y para el modo aislado (derecha).

### 3.5.2 Operación en Modo Aislado

Como ya se explicó anteriormente, la *microgrid* operando en modo aislado, debe suplir la demanda de potencia, contando solo con los recursos DER, AEDG y el sistema de almacenamiento DS. La estrategia de gestión por medio del algoritmo MOGA, es la encargada de encontrar puntos de operación de los DER, que aporten el déficit de potencia que no puede cubrir las tecnologías AEDG y DS. Este modo de operación genera unos costos económicos y emisiones debido a la operación de la *microgrid*, los cuales se detallan a continuación.

#### 3.5.2.1 Costos Económicos

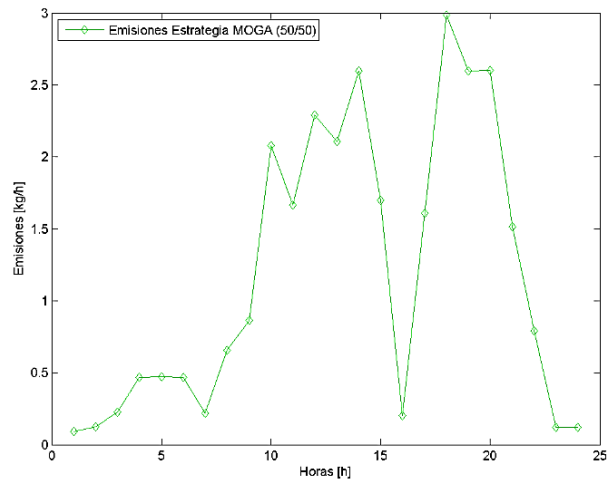
La curva de costos económicos, obtenidos bajo la estrategia MOGA 50/50, para la *microgrid* operando en modo aislado, se puede ver en la figura 3.4. Aquí cada una de las 24 horas de operación tiene unos costos asociados, que están relacionados directamente con la demanda, por ejemplo la hora 19:00:00 que es la hora de mayor demanda, según el perfil de carga de la figura 3.2, tiene un costo asociado de U\$ 40,62, que también representa el punto más alto en la curva de costos. Teniendo en cuenta cada una de las horas de operación, el costo total para las 24 horas es de U\$ 510,01.



**Figura 3.4.** Curva de los costos económicos obtenidos bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado.

### 3.5.2.2 Emisiones

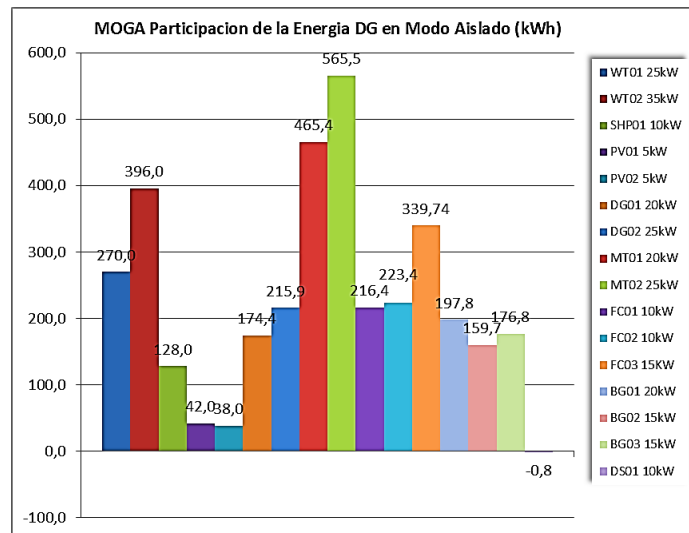
La curva de emisión de gases de efecto invernadero y lluvia acida arrojados a la atmosfera, debido a la operación de la *microgrid* en modo aislado se muestra en la figura 3.5. La cantidad de emisiones para cada hora esta medida en kg y al igual que los costos económicos tienen una relación directa con la demanda. El total de emisiones para las 24 horas de operación es de 28,56 kg.



**Figura 3.5.** Curva de emisiones obtenidos bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado.

### 3.5.2.3 Participación de la Energía

El diagrama de barras de la figura 3.6, muestra la participación de cada una de las tecnologías de generación DER, AEDG y DS, para las 24 horas de operación de la *microgrid*. Las fuentes de mayor participación son WT01, WT02, MT01, MT02 y FC03, que corresponden a las tecnologías menos contaminantes y de mayor capacidad. El sistema de almacenamiento ha funcionado como carga durante las 24 horas, pero solo se ha cargado aproximadamente 1% de su capacidad máxima, es decir casi toda la potencia generada ha sido empleada para suplir la demanda.



**Figura 3.6.** Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado.

La figura 3.7, muestra la participación hora a hora de cada uno de los generadores. En la última fila, se observa todos los valores en cero, es decir no hay participación de la red eléctrica principal y solo con los generadores locales se logró suplir la demanda de potencia. En algunos casos como la hora 19:00:00, se necesitó, que algunos generadores DER como los MT, FC y BG funcionaran aproximadamente a un 98% de su máxima capacidad y los DG a un poco más de un 65%.

| Grupo           | Tipo      | 1:00:00 | 2:00:00 | 3:00:00 | 4:00:00 | 5:00:00 | 6:00:00 | 7:00:00 | 8:00:00 | 9:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |
|-----------------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| AEG [kW]        | WT01 25kW | 15,0    | 5,0     | 1,0     | 1,0     | 0,0     | 5,0     | 10,0    | 15,0    | 17,0    | 10,0     | 5,0      | 7,0      | 5,0      | 7,0      | 8,0      | 18,0     | 22,0     | 22,0     | 24,0     | 21,0     | 18,0     | 10,0     | 12,0     | 12,0     |
|                 | WT02 25kW | 25,0    | 5,0     | 2,0     | 2,0     | 1,0     | 10,0    | 20,0    | 20,0    | 20,0    | 18,0     | 5,0      | 10,0     | 10,0     | 12,0     | 13,0     | 23,0     | 30,0     | 29,0     | 32,0     | 33,0     | 25,0     | 18,0     | 15,0     | 18,0     |
|                 | SP01 10kW | 7,0     | 7,0     | 7,0     | 6,0     | 6,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 7,0      | 7,0      | 5,0      | 5,0      | 6,0      | 7,0      |
|                 | PV01 5kW  | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 3,0      | 2,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
|                 | PV02 5kW  | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 3,0      | 3,0      | 3,0      | 4,0      | 2,0      | 1,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
| DS [kW]         | BAT 01    | -0,11   | -0,01   | -0,08   | -0,01   | -0,01   | -0,04   | -0,03   | -0,06   | 0,00    | -0,02    | -0,03    | -0,03    | 0,00     | -0,01    | -0,01    | -0,02    | -0,02    | -0,10    | 0,00     | -0,02    | -0,06    | -0,04    | -0,02    | -0,08    |
| DER [kW]        | DG01 20kW | 0,27    | 0,19    | 3,35    | 8,45    | 1,54    | 3,01    | 2,16    | 5,87    | 3,18    | 11,28    | 11,28    | 10,82    | 16,65    | 10,82    | 16,01    | 1,96     | 8,69     | 13,60    | 13,09    | 16,86    | 8,97     | 6,08     | 0,02     | 0,04     |
|                 | DG02 25kW | 0,39    | 0,01    | 2,37    | 0,71    | 6,97    | 4,99    | 0,30    | 5,60    | 6,21    | 19,38    | 13,21    | 19,39    | 10,59    | 23,12    | 6,81     | 0,55     | 13,95    | 22,99    | 17,26    | 18,34    | 14,65    | 7,96     | 0,05     | 0,05     |
|                 | MT01 20kW | 17,86   | 18,87   | 19,77   | 19,89   | 19,97   | 19,75   | 19,72   | 19,69   | 20,00   | 19,92    | 18,55    | 19,82    | 19,55    | 19,53    | 19,85    | 19,96    | 19,65    | 19,99    | 19,72    | 19,63    | 19,68    | 19,43    | 18,73    | 15,84    |
|                 | MT02 25kW | 15,74   | 20,72   | 24,01   | 23,94   | 24,22   | 24,82   | 24,66   | 24,55   | 24,22   | 24,98    | 23,76    | 24,71    | 24,55    | 24,17    | 23,27    | 24,27    | 23,86    | 24,54    | 23,40    | 24,65    | 24,72    | 24,70    | 20,19    | 22,88    |
|                 | FC01 10kW | 2,23    | 9,52    | 9,64    | 9,88    | 9,74    | 9,87    | 9,90    | 9,94    | 9,83    | 9,85     | 9,52     | 9,90     | 9,95     | 9,95     | 9,88     | 10,00    | 9,90     | 8,74     | 9,31     | 9,94     | 9,94     | 9,90     | 7,97     | 1,21     |
|                 | FC02 10kW | 2,55    | 9,83    | 9,58    | 9,79    | 9,99    | 9,99    | 9,95    | 9,94    | 9,85    | 9,99     | 9,42     | 9,80     | 9,93     | 9,97     | 9,86     | 9,93     | 9,59     | 9,59     | 9,13     | 9,22     | 9,79     | 9,99     | 9,99     | 5,69     |
|                 | FC03 15kW | 5,93    | 13,46   | 14,90   | 14,84   | 14,91   | 14,87   | 14,87   | 14,99   | 14,64   | 14,70    | 14,63    | 14,63    | 14,60    | 14,73    | 14,99    | 14,77    | 14,91    | 13,43    | 14,79    | 14,86    | 14,81    | 14,56    | 11,07    | 14,85    |
|                 | BG01 20kW | 0,02    | 0,04    | 0,66    | 2,00    | 6,06    | 5,63    | 1,48    | 6,83    | 13,90   | 8,37     | 12,69    | 14,88    | 17,74    | 8,77     | 13,61    | 2,01     | 14,38    | 13,96    | 17,54    | 13,81    | 11,64    | 11,60    | 0,01     | 0,21     |
|                 | BG02 15kW | 0,08    | 0,06    | 0,90    | 7,04    | 7,34    | 2,49    | 4,63    | 5,88    | 8,66    | 11,39    | 11,40    | 11,23    | 7,88     | 12,15    | 10,48    | 1,25     | 10,24    | 11,22    | 14,32    | 10,33    | 7,78     | 2,69     | 0,22     | 0,04     |
|                 | BG03 15kW | 0,04    | 0,52    | 2,10    | 1,86    | 2,90    | 9,40    | 1,97    | 10,36   | 9,92    | 9,21     | 10,97    | 10,21    | 12,57    | 11,43    | 11,65    | 3,33     | 10,90    | 13,15    | 14,27    | 10,67    | 10,78    | 8,33     | 0,18     | 0,07     |
| Total AEG [kW]  |           | 47,0    | 17,0    | 10,0    | 9,0     | 7,0     | 20,0    | 37,0    | 44,0    | 48,0    | 40,0     | 24,0     | 31,0     | 29,0     | 30,0     | 32,0     | 53,0     | 62,0     | 59,0     | 63,0     | 61,0     | 48,0     | 33,0     | 33,0     | 37,0     |
| Total DS [kW]   |           | -0,11   | -0,01   | -0,08   | -0,01   | -0,01   | -0,04   | -0,03   | -0,06   | 0,00    | -0,02    | -0,03    | -0,03    | 0,00     | -0,01    | -0,01    | -0,02    | -0,02    | -0,10    | 0,00     | -0,02    | -0,06    | -0,04    | -0,02    | -0,08    |
| Total DER [kW]  |           | 45,11   | 73,21   | 87,48   | 86,41   | 103,65  | 104,84  | 89,63   | 113,66  | 120,40  | 139,07   | 135,43   | 145,39   | 144,00   | 144,65   | 136,41   | 88,02    | 136,07   | 151,20   | 152,82   | 148,30   | 132,66   | 115,24   | 68,42    | 60,88    |
| Total GRID [kW] |           | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |

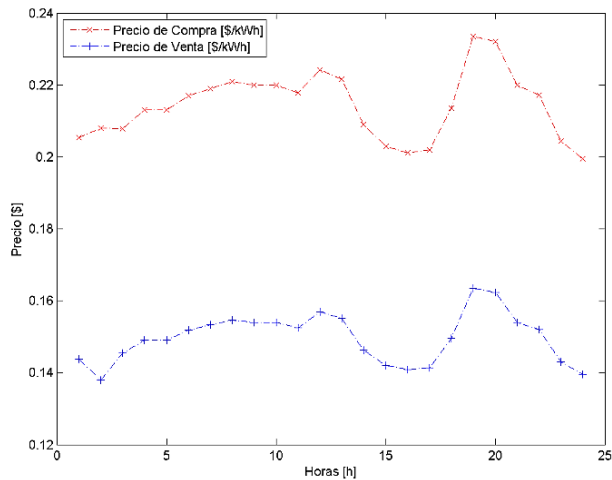
**Figura 3.7.** Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia MOGA 50/50 en modo aislado.

### 3.5.3 Operación en Modo Conectado

Dado que la *microgrid* también puede interactuar con la red eléctrica principal, realizando intercambios del recurso eléctrico, es decir, puede exportar energía cuando la demanda local es pequeña e importar parte de la energía en horas punta. En esta sección se analiza este escenario, a través de gráficos, como curvas y diagramas de barras, además se comparan los costos económicos y emisiones entre una estrategia de importación total de energía (sin tener en cuenta los DER) y la estrategia de gestión llevada a cabo por MOGA.

#### 3.5.3.1 Fluctuación de Precios

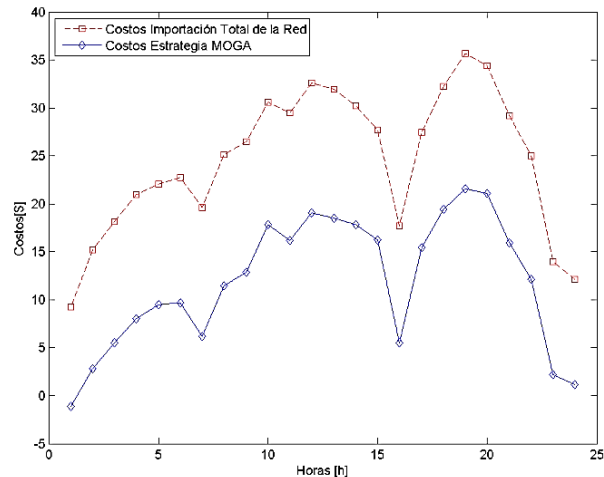
Dado que, lo que se busca es un escenario dinámico de intercambio de energía entre la red eléctrica principal y la *microgrid*, es necesario establecer unas tarifas de compra y venta de energía para cada hora, como las mostradas en la figura 3.8. Los precios están dados en \$/kWh y como en cualquier escenario de intercambio del recurso eléctrico, la tarifa por la energía exportada es menor que la importada.



**Figura 3.8.** Fluctuación de los precios (\$/kWh) para la compra y la venta de energía, desde y hacia la red eléctrica principal.

### 3.5.3.2 Costos Económicos

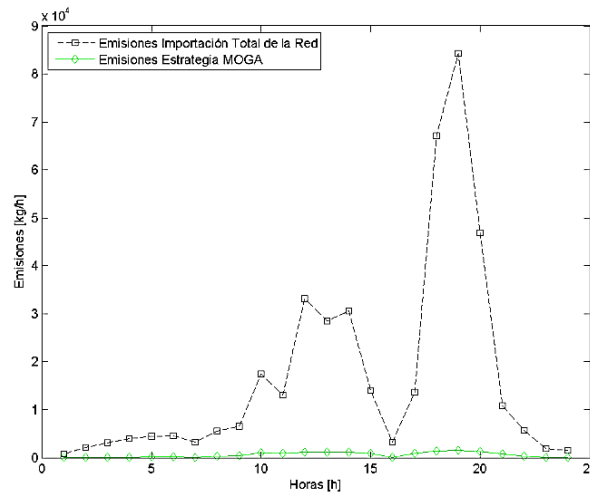
Los resultados de costos económicos, obtenidos bajo la estrategia MOGA, incluyendo el tomador de decisiones, son comparados con los costos generados por una estrategia de importación total de energía, en donde no existe aporte de los generadores DER; esta comparación se observa en la figura 3.9. Nótese como existe una reducción significativa de costos, al implementar la estrategia MOGA, en comparación con la estrategia de importación, esta reducción en términos porcentuales es de 51,7%, para las 24 horas de operación (ver Tabla 3.2).



**Figura 3.9.** Comparación de los costos económicos de operación para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia MOGA.

### 3.5.3.3 Emisiones

La reducción en la cantidad de emisiones de gases contaminantes, entre la estrategia de importación total y la estrategia MOGA, es bastante notoria, como se observa en la figura 3.10. Aquí la curva de emisiones de la estrategia de importación, muestra una tendencia bastante alta en las horas pico, en donde, la relación entre la demanda y las emisiones presenta un comportamiento del tipo exponencial. La tabla 3.2 muestra la diferencia tan marcada entre las dos estrategias, con una disminución del 96,6% por concepto de emisiones.



**Figura 3.10.** Comparación de las emisiones para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia MOGA.

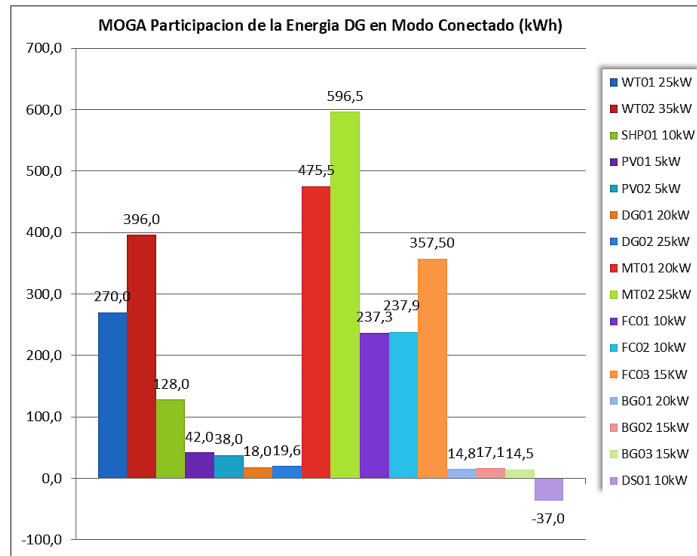
La tabla 3.2 presenta la comparación entre la estrategia de importación total y la estrategia MOGA. Aquí se observa como un aporte del 55,1% de energía por parte de los DER, produce reducciones bastantes significativas en costos y emisiones.

| Estrategia                  | AEDG [%] | DER [%] | GRID [%] | 24 h Costos [\$] | 24 h Emisiones [Kg] |
|-----------------------------|----------|---------|----------|------------------|---------------------|
| Importación total de la red | 24.2     | 0.0     | 75.8     | 589.9            | 406,647.3           |
| MOGA                        | 24.2     | 55.1    | 21.7     | 285.1            | 13,752.7            |

**Tabla 3.2.** Comparación de la participación de energía, de los costos y emisiones, bajo las estrategias de importación total de la red y MOGA.

### 3.5.3.4 Participación de la Energía

En el diagrama de barras de la figura 3.11 se puede ver la participación de cada una de las tecnologías de generación. Para este caso en donde la *microgrid* opera en modo conectado, existe una tendencia a apagar las tecnologías más contaminantes como DG y BG, además el sistema DS ha sido cargado casi cuatro veces a su máxima capacidad (como lo indica el signo negativo) durante la 24 horas de operación.



**Figura 3.11.** Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia MOGA en modo conectado.

La participación hora a hora de cada una de las tecnologías de generación (AEDG, DER y DS), incluyendo la red eléctrica principal, se observa en la figura 3.12. En las horas de menor demanda como la hora 1:00:00, se presenta el caso, en donde la *microgrid* puede vender 23,31 kW de excedentes a la red eléctrica principal, el signo negativo en la participación de la red tiene ese significado.

| Grupo           | Tipo       | 1:00:00 | 2:00:00 | 3:00:00 | 4:00:00 | 5:00:00 | 6:00:00 | 7:00:00 | 8:00:00 | 9:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |
|-----------------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| AEDG [kW]       | WT01 25kW  | 15,0    | 5,0     | 1,0     | 1,0     | 0,0     | 5,0     | 10,0    | 15,0    | 17,0    | 10,0     | 5,0      | 7,0      | 5,0      | 7,0      | 8,0      | 18,0     | 22,0     | 22,0     | 24,0     | 21,0     | 18,0     | 10,0     | 12,0     | 12,0     |
|                 | WT02 35kW  | 25,0    | 5,0     | 2,0     | 2,0     | 1,0     | 10,0    | 20,0    | 20,0    | 20,0    | 18,0     | 5,0      | 10,0     | 10,0     | 12,0     | 13,0     | 23,0     | 30,0     | 29,0     | 32,0     | 33,0     | 25,0     | 18,0     | 15,0     | 18,0     |
|                 | SHP01 10kW | 7,0     | 7,0     | 7,0     | 6,0     | 6,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 7,0      | 7,0      | 5,0      | 5,0      | 6,0      | 7,0      |          |
|                 | PV01 5kW   | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 3,0      | 2,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |          |
|                 | PV02 5kW   | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 3,0      | 3,0      | 4,0      | 2,0      | 1,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |          |
| DS [kW]         | BAT 01     | -10,00  | -6,97   | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | -10,00   | -10,00   |          |
| DER [kW]        | DG01 20kW  | 0,12    | 0,17    | 0,77    | 0,11    | 1,04    | 0,27    | 0,13    | 0,16    | 0,31    | 0,78     | 0,63     | 0,02     | 0,47     | 2,27     | 1,24     | 0,69     | 0,69     | 1,65     | 1,94     | 1,54     | 1,38     | 1,10     | 0,18     | 0,17     |
|                 | DG02 25kW  | 0,03    | 0,07    | 0,46    | 0,40    | 2,05    | 1,38    | 1,09    | 0,31    | 0,61    | 2,20     | 0,36     | 0,97     | 0,57     | 0,36     | 1,22     | 0,02     | 0,41     | 0,33     | 0,90     | 4,19     | 0,40     | 0,85     | 0,08     | 0,34     |
|                 | MT01 20kW  | 18,48   | 19,85   | 19,87   | 19,73   | 19,85   | 19,80   | 19,78   | 19,95   | 19,86   | 19,99    | 19,99    | 19,74    | 19,90    | 19,91    | 19,99    | 19,82    | 19,99    | 19,98    | 19,70    | 19,96    | 19,85    | 19,96    | 19,65    | 19,86    |
|                 | MT02 25kW  | 24,97   | 24,91   | 24,63   | 25,00   | 24,96   | 24,99   | 24,72   | 24,96   | 24,91   | 24,93    | 24,82    | 24,68    | 24,91    | 24,81    | 24,88    | 24,97    | 24,84    | 24,88    | 24,66    | 24,94    | 24,99    | 24,97    | 24,27    | 24,90    |
|                 | FC01 10kW  | 9,58    | 9,94    | 9,92    | 9,71    | 9,79    | 9,88    | 9,93    | 9,95    | 9,83    | 9,77     | 9,99     | 9,91     | 9,99     | 9,93     | 9,83     | 9,88     | 9,95     | 9,96     | 9,98     | 9,99     | 9,95     | 9,92     | 9,88     | 9,89     |
|                 | FC02 10kW  | 9,93    | 9,93    | 9,97    | 9,99    | 9,94    | 9,96    | 9,99    | 9,83    | 9,92    | 9,96     | 9,92     | 9,91     | 9,78     | 9,62     | 9,92     | 9,95     | 9,93     | 9,97     | 9,92     | 9,85     | 9,90     | 9,96     | 9,94     | 9,96     |
|                 | FC03 15kW  | 14,85   | 14,94   | 14,99   | 14,93   | 14,87   | 14,75   | 14,99   | 14,90   | 14,88   | 14,97    | 14,92    | 14,84    | 14,96    | 14,93    | 14,92    | 14,92    | 14,95    | 14,86    | 14,98    | 14,76    | 14,94    | 14,57    | 14,99    | 14,89    |
|                 | BG01 20kW  | 0,03    | 0,19    | 0,04    | 1,33    | 0,28    | 0,84    | 0,44    | 0,10    | 0,53    | 1,51     | 0,05     | 1,51     | 1,78     | 0,29     | 1,40     | 0,29     | 0,74     | 0,16     | 1,11     | 1,02     | 0,75     | 0,22     | 0,18     | 0,04     |
|                 | BG02 15kW  | 0,14    | 0,01    | 0,00    | 0,30    | 0,88    | 0,73    | 0,17    | 0,92    | 0,40    | 0,65     | 0,62     | 1,18     | 0,89     | 0,48     | 1,77     | 0,20     | 0,68     | 1,21     | 0,24     | 2,52     | 1,20     | 1,38     | 0,14     | 0,39     |
|                 | BG03 15kW  | 0,16    | 0,17    | 0,44    | 0,32    | 0,33    | 0,77    | 0,89    | 0,95    | 0,17    | 2,12     | 1,29     | 0,35     | 0,62     | 0,27     | 0,68     | 0,16     | 0,37     | 0,30     | 1,36     | 0,60     | 0,64     | 1,31     | 0,14     | 0,07     |
| Total AEDG [kW] |            | 47,0    | 17,0    | 10,0    | 9,0     | 7,0     | 20,0    | 37,0    | 44,0    | 48,0    | 40,0     | 24,0     | 30,0     | 29,0     | 30,0     | 32,0     | 53,0     | 62,0     | 59,0     | 63,0     | 61,0     | 48,0     | 33,0     | 38,0     | 37,0     |
| Total DS [kW]   |            | -10,00  | -6,97   | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | -10,00   | -10,00   |          |
| Total DER [kW]  |            | 78,31   | 80,17   | 81,89   | 81,83   | 83,99   | 83,37   | 82,13   | 82,03   | 81,44   | 86,89    | 82,60    | 83,10    | 83,88    | 82,86    | 85,86    | 80,89    | 82,37    | 83,31    | 84,77    | 83,39    | 84,21    | 84,23    | 79,46    | 80,49    |
| Total GRID [kW] |            | -23,31  | 0,00    | 6,31    | 16,57   | 19,65   | 21,43   | 7,47    | 31,57   | 38,96   | 52,16    | 52,80    | 62,26    | 60,12    | 61,78    | 50,94    | 7,11     | 53,68    | 67,79    | 68,05    | 58,89    | 48,39    | 30,97    | -1,06    | -9,69    |

**Figura 3.12.** Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia MOGA en modo conectado.

## 4. Gestión Óptima de la Potencia Eléctrica en *Microgrids*, Usando la Técnica SPEA2

### 4.1 Introducción

Tras la aparición de las primeras técnicas de optimización multiobjetivo basadas en la frontera de Pareto (por ejemplo, MOGA, NPGA y NSGA), cuyos enfoques no incorporaban el concepto de elitismo (véase Apéndice A), en el año 1999 surge una técnica elitista, que integraba lo mejor de los algoritmos evolutivos existentes en aquel entonces (Coello 2001), esta técnica conocida como SPEA supero en gran manera los enfoques no elitistas (Zitzler & Thiele 1999), pero un par de años más tarde ante la aparición de nuevos algoritmos, los autores de SPEA decidieron extender esta técnica con el propósito de mejorar la calidad del frente de Pareto, la eficiencia computacional, entre otros aspectos; a partir de estas mejoras aparece SPEA2 (Zitzler et al. 2001).

Con las mejoras propuestas incluidas en SPEA2, los autores de este algoritmo y otros investigadores (Kim et al. 2004; Gong et al. 2009; Mendoza et al. 2008; Coello 2005), han evaluado su desempeño comparándolo con otras técnicas como SPEA, PESA y NSGAI. Los resultados de desempeño de SPEA2 muestran ser claramente satisfactorios en varios casos de optimización de problemas reales, lo que lo ha llevado a contar con una gran popularidad al ser ampliamente utilizado junto a NSGA II como algoritmos de referencia para la comunidad científica.

El presente capítulo, se desarrolla de manera similar a lo presentado en el capítulo 3 para el algoritmo MOGA. Aquí se describe el algoritmo SPEA2 y las etapas de su proceso de evolución, además se plantea un modelo de datos, relacionado con el sistema de gestión de potencia (EMS), basado en esta técnica. El propósito de este sistema es buscar una asignación óptima de los recursos energéticos distribuidos (DER), pertenecientes a la *microgrid*, con base a los objetivos de costos económicos y emisiones (véase capítulo 2) relacionados con la operación de la misma. El esquema de optimización cubre los dos modos de operación de la *microgrid*, el modo aislado y el modo conectado; a partir de estos, se presentan resultados ilustrativos de las 24 horas de operación. Estos resultados son comparados en el capítulo 5 con los resultados obtenidos mediante la estrategia MOGA (véase capítulo 3).

## 4.2 Descripción del Algoritmo SPEA2

La técnica SPEA2, comienza con una etapa en la cual se inicializa la población de manera aleatoria, además de un archivo externo vacío, que contendrá las soluciones no dominadas encontradas en el proceso. En cada generación el conjunto de individuos tanto de la población como del archivo externo, se evalúa en un proceso de dos etapas. En primer lugar todos los individuos son comparados con base en el concepto de dominancia de Pareto (véase Apéndice A), esta información se utiliza para definir un rango u orden parcial en el conjunto de individuos. Después esta clasificación se refina mediante la incorporación de información de densidad.

### Algoritmo 2 (SPEA2 Pseudocódigo)

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                 |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| <b>Entradas:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                 |
| $N$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (Tamaño de la Población)        |
| $\bar{N}$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | (Tamaño del Archivo)            |
| $T$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (Número Máximo de Generaciones) |
| $P_c$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | (Probabilidad de Cruce)         |
| <b>Salida:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                 |
| $A$                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (Grupo No Dominado)             |
| <b>Inicialización:</b> Genera una población inicial $P_0$ de manera aleatoria y crea el archivo vacío (Archivo externo) $\bar{P}_0 = \emptyset$ . Establece $t = 0$ .                                                                                                                                                                                                                                                           |                                 |
| <b>Asignación de fitness:</b> Calcula el valor de <i>fitness</i> de los individuos en $P_t$ y $\bar{P}_t$ .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                 |
| <b>Selección de ingreso al archivo:</b> Copia todos los individuos no dominados en $P_t$ y $\bar{P}_t$ a $\bar{P}_{t+1}$ . Si el tamaño de $\bar{P}_{t+1}$ excede $\bar{N}$ entonces se reduce $\bar{P}_{t+1}$ por medio del Operador de Truncamiento, por otra parte si el tamaño de $\bar{P}_{t+1}$ es menor que $\bar{N}$ entonces se completa $\bar{P}_{t+1}$ con los mejores individuos dominados en $P_t$ y $\bar{P}_t$ . |                                 |
| <b>Terminación:</b> Si $t \geq T$ o algún otro criterio de parada se cumple entonces fija $A$ con el Conjunto de vectores de decisión representados por los individuos no Dominados en $\bar{P}_{t+1}$ . Para el proceso.                                                                                                                                                                                                       |                                 |
| <b>Selección de apareamiento:</b> Realiza la selección a través de un torneo binario con el Repositorio de $\bar{P}_{t+1}$ Con el fin de obtener los individuos para el apareamiento.                                                                                                                                                                                                                                           |                                 |
| <b>Variación:</b> Aplica los operadores de cruce y mutación a los individuos seleccionados y Establece en $P_{t+1}$ la población resultante. Incrementa el contador de generaciones ( $t = t + 1$ ) y vuelve a asignar <i>fitness</i> .                                                                                                                                                                                         |                                 |

Para cada solución se tiene en cuenta los individuos tanto dominantes como dominados. En detalle, a cada individuo  $x_i$  en el archivo  $\bar{P}_t$  y la población  $P_t$  se le asigna un valor de fuerza  $S(i)$ , que representa el número de soluciones que domina. Sobre la base de los valores de  $S$ , se asigna un valor de aptitud prima  $R(i)$  a cada individuo<sup>1</sup>. Esta aptitud prima se determina por los puntos fuertes de sus dominadores, tanto en el archivo como en la población. Una buena aptitud debe tener valores pequeños, es decir,  $R(i) = 0$  corresponde a un individuo no dominado, mientras que un alto  $R(i)$  quiere decir que  $x_i$  está dominado por muchos individuos (que a su vez dominan muchos individuos).

La aptitud prima  $R(i)$  puede no brindar mucha información cuando la mayoría de los individuos no se dominan entre sí. Por lo tanto, otro componente de la aptitud es la medida de densidad que es incorporada para discriminar entre los individuos que tienen valores de

<sup>1</sup> Sin tener en cuenta la medida de densidad.

aptitud prima idénticos. La técnica de estimación de densidad utilizada es una adaptación del método del vecino  $k$ -ésimo más próximo, donde la densidad en cualquier punto es una función de la distancia al punto de datos más cercano. Aquí, simplemente se toma la inversa de la distancia al vecino más cercano como la estimación de la densidad; por tanto, para cada individuo  $x_i$  las distancias (en el espacio objetivo) a todos los individuos  $x_j$  en el archivo y la población se calculan y almacenan en una lista. Después de ordenar la lista en orden creciente, se tiene la distancia de cada elemento  $x_i$  a su  $k$ -ésimo vecino más cercano, denotada como  $\sigma_i^k$ . Luego, la densidad  $D(i)$  correspondiente a  $x_i$  se define por (Zitzler et al. 2001):

$$D(i) = \frac{1}{\sigma_i^k + 2} \quad (4.1)$$

Finalmente, la adición del valor de densidad<sup>2</sup>  $D(i)$  al valor prima de aptitud  $R(i)$ , de un individuo  $x_i$ , da su aptitud  $F(i)$  (Zitzler et al. 2001):

$$F(i) = R(i) + D(i) \quad (4.2)$$

El tamaño del archivo externo siempre es constante, por tanto, durante la etapa de selección de ingreso al archivo, el primer paso es copiar todos los individuos no dominados, es decir, aquellos que tienen una aptitud inferior a uno, desde el archivo y de la población para el archivo de la siguiente generación. Si el frente de no dominados se ajusta perfectamente al tamaño del archivo ( $|\bar{P}_{t+1}| = \bar{N}$ ) se ha completado la etapa de selección. De lo contrario, puede haber dos situaciones: o el archivo es demasiado pequeño ( $|\bar{P}_{t+1}| < \bar{N}$ ) o demasiado grande ( $|\bar{P}_{t+1}| > \bar{N}$ ). En el primer caso, los mejores individuos dominados en el archivo anterior y la población se copian en el nuevo archivo. Esto puede ser implementado por la clasificación según los valores aptitud. En el segundo caso, cuando el tamaño del conjunto actual de individuos no dominados excede  $\bar{N}$ , un procedimiento de truncamiento de archivo elimina de forma iterativa los individuos hasta  $|\bar{P}_{t+1}| = \bar{N}$ . En este caso, en cada iteración se elige el individuo  $x_i$  para el retiro con base en  $\sigma_i^k$ . En otras palabras, el individuo que tiene la distancia mínima a otro individuo es elegido; si hay varios individuos con distancia mínima entonces se consideran las segundas distancias más pequeñas y así sucesivamente.

Aquellos individuos que no entraron en el archivo externo se eliminan antes de que comience el próximo ciclo generacional. La selección de los padres, para la reproducción (operador de cruce) se hace mediante torneos binarios, participando solamente los individuos del archivo externo. El algoritmo se repite hasta que se cumpla una de las condiciones de terminación, que pueden ser el número de generaciones<sup>3</sup>, el tiempo de parada, un criterio de tolerancia, o la combinación de estas condiciones. Posteriormente de acuerdo a los requerimientos del tomador de decisiones se elige una de las soluciones.

<sup>2</sup> En la ecuación 4.1 a el denominador, se le añade dos para asegurarse de que  $D(i)$  este entre  $0 < D(i) < 1$ .

<sup>3</sup> Condición utilizada en el proceso.

### 4.3 Modelo de Datos

En la implementación del algoritmo de fuerza de Pareto, es necesario contar con una representación genética o cromosómica de los datos que hacen parte del proceso de optimización. En este modelo, un cromosoma representa un vector solución (vector de variables de decisión), el cual está compuesto por un número de unidades discretas llamadas genes. Cada gen en el cromosoma representa una solución a cada variable de decisión. Una colección de cromosomas conforma la población y también el archivo externo, cada individuo de esta población y del archivo tiene una representación en el espacio de las funciones objetivo, que para el problema particular de la gestión de potencia en una *microgrid*, tratado en este trabajo, corresponde a un vector de dos objetivos. El primer objetivo es la reducción de los costos económicos. El segundo es la reducción de los gases contaminantes emitidos a la atmosfera debido a la operación de la *microgrid* (véase Capítulo 2). El vector de funciones objetivo, los individuos de la población y del archivo externo, además de los otros parámetros a tener en cuenta en el proceso de optimización pueden ser descritos de la siguiente manera:

$$\text{Minimizar: } F(\vec{P}) = [f_1(\vec{P}), f_2(\vec{P})] \quad (4.3)$$

Dónde:

$F(\vec{P})$ : Vector de funciones objetivo.

$f_1(\vec{P})$ : Costo económico debido a la operación de la *microgrid*.

$f_2(\vec{P})$ : Cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida arrojados a la atmósfera por la *microgrid*.

$$\vec{P} = [P_1, P_2, P_3, P_4, P_5, P_6, P_7, P_8, P_9, P_{10}] \quad (4.4)$$

Dónde:

$\vec{P}$ : Vector de variables de decisión.

$P_1$ : Potencia del generador diésel número 1.

$P_2$ : Potencia del generador diésel número 2.

$P_3$ : Potencia de la microturbina número 1.

$P_4$ : Potencia de la microturbina número 2.

$P_5$ : Potencia de la celda de combustible número 1.

$P_6$ : Potencia de la celda de combustible número 2.

$P_7$ : Potencia de la celda de combustible número 3.

$P_8$ : Potencia del generador biodiesel número 1.

$P_9$ : Potencia del generador biodiesel número 2.

$P_{10}$ : Potencia del generador biodiesel número 3.

- Restricciones de desigualdad, relacionadas con la potencia mínima y máxima de cada unidad DER:

$$0 \text{ kW} \leq P_1 \leq 20 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_2 \leq 25 \text{ kW}$$

$$0 \text{ kW} \leq P_3 \leq 20 \text{ kW}$$

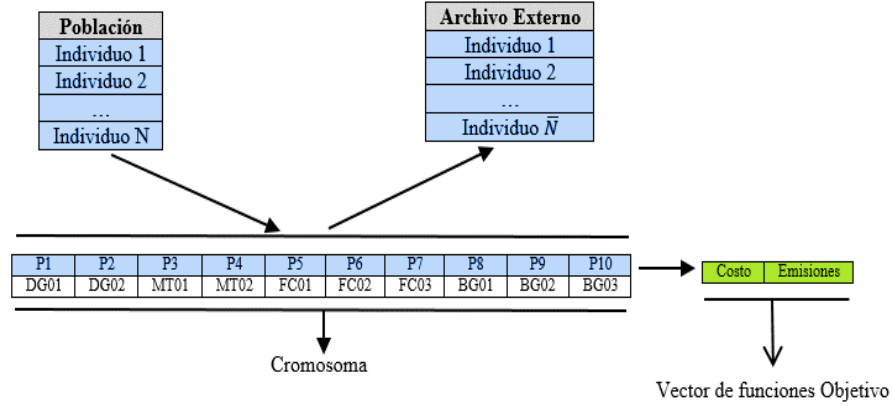
$$0 \text{ kW} \leq P_4 \leq 25 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned}
 0 \text{ kW} &\leq P_5 \leq 10 \text{ kW} \\
 0 \text{ kW} &\leq P_6 \leq 10 \text{ kW} \\
 0 \text{ kW} &\leq P_7 \leq 15 \text{ kW} \\
 0 \text{ kW} &\leq P_8 \leq 20 \text{ kW} \\
 0 \text{ kW} &\leq P_9 \leq 15 \text{ kW} \\
 0 \text{ kW} &\leq P_{10} \leq 15 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

- Restricción de igualdad, relacionada con el balance de potencia tanto para el modo de operación aislado como el modo conectado (véase Capítulo 2).

$$h(\vec{P}) = 0 \quad (4.5)$$

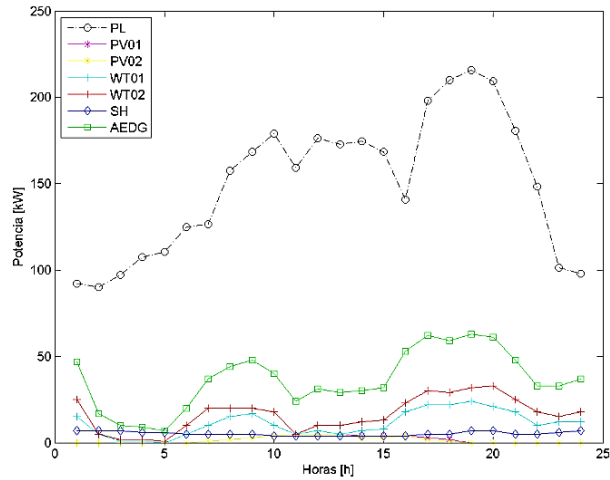
La representación de los datos expresados en términos del algoritmo SPEA2, se muestra en la figura 4.1.



**Figura 4.1.** Modelo de datos para la optimización por medio del algoritmo SPEA2.

## 4.4 Perfil de Carga Eléctrica y Generación AEDG

El mismo perfil de carga utilizado para llevar a cabo la simulación del algoritmo MOGA (véase Capítulo 3), es utilizado por SPEA2. Este perfil de carga eléctrica (PL) presenta una curva como la mostrada en la figura 4.2, en ella se puede ver la evolución de la demanda, con horas pico y horas valle. Además se observa que la potencia eléctrica de los generadores AEDG, no es suficiente para suplir la carga, es decir estos generadores por si solos no cuentan con la capacidad de atender los requerimientos de demanda. Por lo anterior, las estrategias de gestión tanto para modo conectado como para modo aislado, se emplean con el propósito de cubrir este déficit de potencia de una manera óptima, haciendo uso de los generadores DER.



**Figura 4.2.** Perfil de carga eléctrica PL y la potencia en las tecnologías AEDG evaluadas durante 24 horas.

## 4.5 Resultados y Análisis

Los resultados obtenidos mediante la estrategia de gestión SPEA2, también fueron analizados bajo dos escenarios. El primero es la operación de la *microgrid* en modo aislado, en donde esta debe suplir los requerimientos de carga para cada hora evaluada, contando solo con los generadores locales (Tabla 4.1). El segundo escenario es el modo de operación conectado a la red principal, aquí la *microgrid* se respalda con la red eléctrica principal para suplir la demanda.

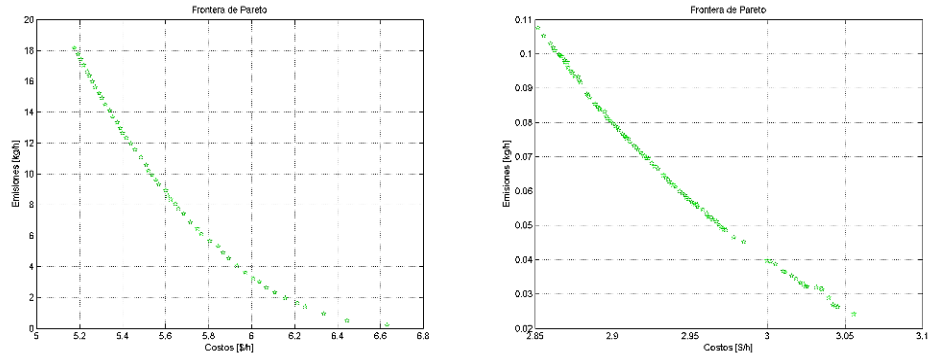
| Generador | Fuente de Energía | Tipo | Potencia<br>Mínima [kW] | Potencia<br>Máxima [kW] |
|-----------|-------------------|------|-------------------------|-------------------------|
| WT01      | Eólica            | AEDG | 0.0                     | 25.0                    |
| WT02      | Eólica            | AEDG | 0.0                     | 35.0                    |
| SH01      | Hidráulica        | AEDG | 0.0                     | 10.0                    |
| PV01      | Solar             | AEDG | 0.0                     | 5.0                     |
| PV02      | Solar             | AEDG | 0.0                     | 5.0                     |
| DG01      | Diésel            | DER  | 0.0                     | 20.0                    |
| DG02      | Diésel            | DER  | 0.0                     | 25.0                    |
| MT01      | Gas natural       | DER  | 0.0                     | 20.0                    |
| MT02      | Gas natural       | DER  | 0.0                     | 25.0                    |
| FC01      | Hidrogeno         | DER  | 0.0                     | 10.0                    |
| FC02      | Hidrogeno         | DER  | 0.0                     | 10.0                    |
| FC03      | Hidrogeno         | DER  | 0.0                     | 15.0                    |
| BG01      | Biodiesel B100    | DER  | 0.0                     | 20.0                    |
| BG02      | Biodiesel B100    | DER  | 0.0                     | 15.0                    |
| BG03      | Biodiesel B100    | DER  | 0.0                     | 15.0                    |

**Tabla 4.1.** Tecnologías AEDG y DER utilizadas en la experimentación de las estrategias de gestión.

Las estrategias de gestión de potencia para los dos modos de operación, incluye el algoritmo de optimización, en ese caso SPEA2<sup>4</sup>, y el tomador de decisiones (cuyo papel se describe en el capítulo 2). En el modo aislado la estrategia es llamada SPEA2 50/50 y para el modo conectado simplemente se llamara SPEA2.

### 4.5.1 Optimización Multiobjetivo

La imagen de la población final<sup>5</sup> (almacenada en el archivo externo) a través del vector de funciones  $F(\vec{P})$  se denomina frontera de Pareto. En la figura 4.3 se puede ver dos ejemplos de fronteras de Pareto, obtenidas para modo conectado y aislado, el eje de las abscisas corresponde a los costos económicos y el eje de las ordenadas a las cantidad de emisiones. Todos los puntos sobre la frontera representan soluciones no dominadas (véase concepto de dominancia, Apéndice A), por lo que siendo ambos objetivos igual de importantes, no resulta trivial distinguir que solución es mejor que otra. Por lo tanto es necesario realizar consideraciones de más alto nivel, por medio del tomador de decisiones (DM), para elegir una solución. Para cada una de las 24 horas de operación de la *microgrid* se generó un conjunto de soluciones como los de la figura 4.3, por medio de la técnica SPEA2.



**Figura 4.3.** Ejemplo de las fronteras de Pareto del algoritmo de optimización SPEA2, obtenidas para el modo conectado (izquierda) y para el modo aislado (derecha).

### 4.5.2 Operación en Modo Aislado

La estrategia de gestión implementada por medio del algoritmo SPEA2, para la *microgrid* operando en modo aislado, debe encargarse de encontrar puntos de operación de los DER, que puedan suplir la demanda de potencia, contando con el aporte de las tecnologías AEDG y el sistema de almacenamiento DS. Aquí no existe participación de la red eléctrica principal, por lo tanto no hay cabida para la importación o exportación de energía. Este modo de

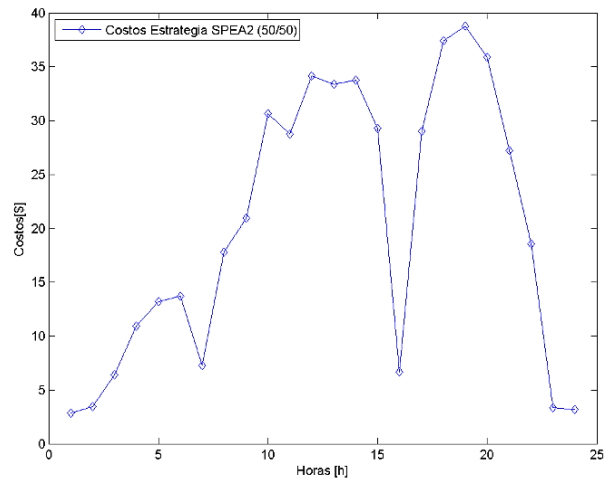
<sup>4</sup> Los parámetros utilizados para la implementación de SPEA2, como la población, el número de generaciones, entre otros, pueden ser vistos en el Apéndice B.

<sup>5</sup> Soluciones no dominadas, obtenidas al final del proceso desde el archivo externo.

operación genera unos costos económicos y emisiones debido a la operación de la *microgrid*, los cuales se detallan a continuación.

#### 4.5.2.1 Costos Económicos

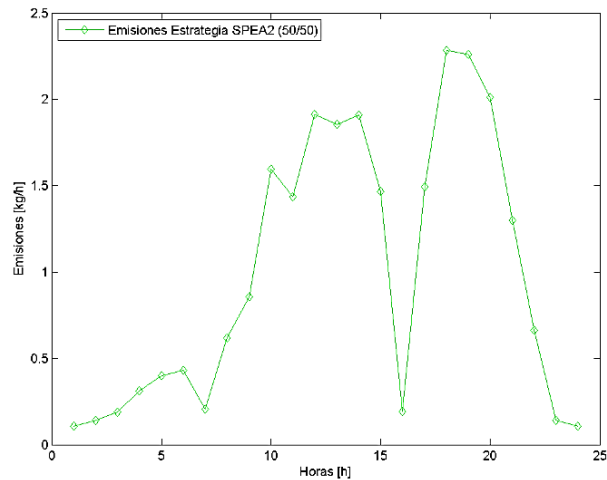
La curva de costos económicos, obtenidos bajo la estrategia SPEA2 50/50, para la *microgrid* operando en modo aislado, se puede ver en la figura 4.4. Aquí cada una de las 24 horas de operación tiene unos costos asociados, que están relacionados directamente con la demanda, por ejemplo la hora 19:00:00 que es la hora de mayor demanda, según el perfil de carga de la figura 4.2, tiene un costo asociado de U\$ 38,75, que también representa el punto más alto en la curva de costos. Teniendo en cuenta cada una de las horas de operación, el costo total para las 24 horas es de U\$ 486,55.



**Figura 4.4.** Curva de los costos económicos obtenidos bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado.

#### 4.5.2.2 Emisiones

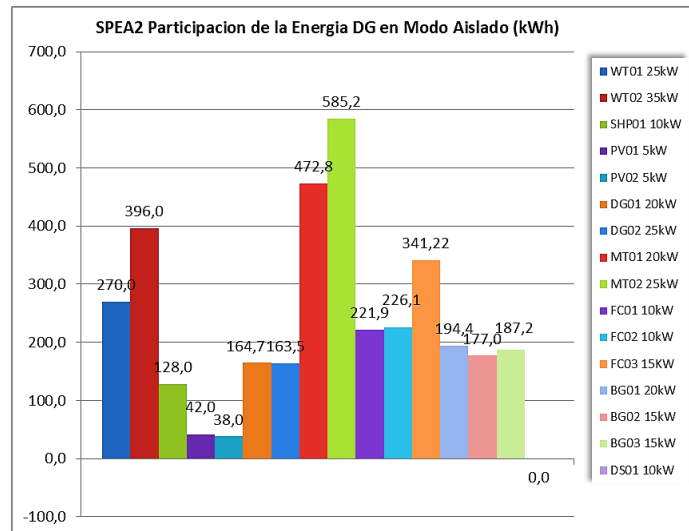
La curva de emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida arrojados a la atmósfera, debido a la operación de la *microgrid* en modo aislado se muestra en la figura 4.5. La cantidad de emisiones para cada hora está medida en kg y al igual que los costos económicos tienen una relación directa con la demanda. El total de emisiones para las 24 horas de operación es de 23,88 kg.



**Figura 4.5.** Curva de emisiones obtenidos bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado.

#### 4.5.2.3 Participación de la Energía

El diagrama de barras de la figura 4.6, muestra la participación de cada una de las tecnologías de generación DER, AEDG y DS, para las 24 horas de operación de la *microgrid*. Las fuentes de mayor participación son WT01, WT02, MT01, MT02 y FC03, que corresponden a las tecnologías menos contaminantes y de mayor capacidad. El sistema de almacenamiento no ha sido utilizado, ya sea como carga o como generador, durante las 24 horas, la última barra del diagrama muestra este comportamiento. Esto se debe a que toda la potencia generada ha sido empleada para suplir la demanda y no hubo excedentes de energía que pudieran ser enviados a DS.



**Figura 4.6.** Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado.

La figura 4.7, muestra la participación hora a hora de cada uno de los generadores. En la última fila, se observa todos los valores en cero, es decir no hay participación de la red eléctrica principal y solo con los generadores locales se logró suplir la demanda de potencia. En algunos casos como la hora 19:00:00, se necesitó, que algunos generadores DER como los MT, FC y BG funcionaran casi a 100% de su máxima capacidad y los DG a un poco más de un 50%.

| Grupo           | Tipo       | 1:00:00 | 2:00:00 | 3:00:00 | 4:00:00 | 5:00:00 | 6:00:00 | 7:00:00 | 8:00:00 | 9:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |
|-----------------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| AEDG [KW]       | WT01 25KW  | 15,0    | 5,0     | 1,0     | 1,0     | 0,0     | 5,0     | 10,0    | 15,0    | 17,0    | 10,0     | 5,0      | 7,0      | 5,0      | 7,0      | 8,0      | 18,0     | 22,0     | 22,0     | 24,0     | 21,0     | 18,0     | 10,0     | 12,0     | 12,0     |
|                 | WT02 25KW  | 25,0    | 5,0     | 2,0     | 2,0     | 1,0     | 10,0    | 20,0    | 20,0    | 20,0    | 18,0     | 5,0      | 10,0     | 10,0     | 12,0     | 13,0     | 23,0     | 30,0     | 29,0     | 32,0     | 33,0     | 25,0     | 18,0     | 15,0     | 18,0     |
|                 | SHP01 10KW | 7,0     | 7,0     | 7,0     | 6,0     | 6,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 7,0      | 7,0      | 5,0      | 5,0      | 6,0      | 7,0      |
|                 | PV01 5KW   | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 3,0      | 2,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
|                 | PV02 5KW   | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 3,0      | 3,0      | 4,0      | 2,0      | 1,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
| DS [KW]         | BAT01      | -0,03   | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
| DER [KW]        | DG01 20KW  | 0,00    | 0,00    | 1,19    | 2,72    | 4,27    | 4,88    | 2,00    | 4,82    | 7,85    | 10,44    | 9,81     | 11,72    | 12,87    | 13,54    | 9,87     | 1,37     | 11,46    | 14,41    | 11,70    | 12,53    | 10,90    | 6,36     | 0,00     | 0,00     |
|                 | DG02 25KW  | 0,00    | 0,00    | 1,20    | 3,51    | 3,91    | 3,97    | 1,30    | 5,87    | 7,74    | 12,06    | 11,12    | 13,33    | 11,96    | 12,09    | 11,11    | 0,00     | 11,06    | 14,45    | 13,32    | 12,04    | 8,59     | 4,91     | 0,00     | 0,00     |
|                 | MT01 20KW  | 15,63   | 19,62   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 19,99    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 18,10    | 19,50    |
|                 | MT02 25KW  | 20,93   | 23,03   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 24,11    | 17,19    |
|                 | FC01 10KW  | 4,17    | 8,23    | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 7,52     | 2,02     |
|                 | FC02 10KW  | 0,77    | 8,63    | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 6,91     | 9,85     |
|                 | FC03 15KW  | 3,53    | 13,69   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 11,76    | 12,25    |
|                 | BG01 20KW  | 0,00    | 0,00    | 1,50    | 3,75    | 5,60    | 6,00    | 2,30    | 7,36    | 9,18    | 12,11    | 10,85    | 13,83    | 14,46    | 12,04    | 13,49    | 2,23     | 12,54    | 13,90    | 19,84    | 15,23    | 10,59    | 7,55     | 0,00     | 0,00     |
|                 | BG02 15KW  | 0,00    | 0,00    | 1,72    | 4,49    | 4,55    | 4,43    | 1,58    | 8,27    | 7,73    | 12,10    | 9,72     | 13,73    | 12,16    | 12,34    | 10,16    | 2,44     | 10,75    | 13,65    | 13,22    | 14,80    | 11,20    | 7,99     | 0,00     | 0,00     |
|                 | BG03 5KW   | 0,00    | 0,00    | 1,79    | 3,93    | 5,32    | 5,52    | 2,41    | 7,29    | 7,90    | 12,36    | 13,91    | 12,75    | 12,54    | 14,64    | 11,78    | 1,96     | 10,24    | 14,71    | 14,74    | 13,69    | 11,33    | 8,40     | 0,00     | 0,00     |
| Total AEDG [KW] |            | 47,0    | 17,0    | 10,0    | 9,0     | 7,0     | 20,0    | 37,0    | 44,0    | 48,0    | 40,0     | 24,0     | 31,0     | 29,0     | 30,0     | 32,0     | 53,0     | 62,0     | 59,0     | 63,0     | 61,0     | 48,0     | 33,0     | 33,0     | 37,0     |
| Total DS [KW]   |            | -0,03   | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
| Total DER [KW]  |            | 45,03   | 73,20   | 87,40   | 98,40   | 103,64  | 104,80  | 89,60   | 113,60  | 120,40  | 139,05   | 135,40   | 145,36   | 144,00   | 144,64   | 136,40   | 88,00    | 136,05   | 151,10   | 152,82   | 148,28   | 132,60   | 115,20   | 68,40    | 60,80    |
| Total GRID [KW] |            | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |

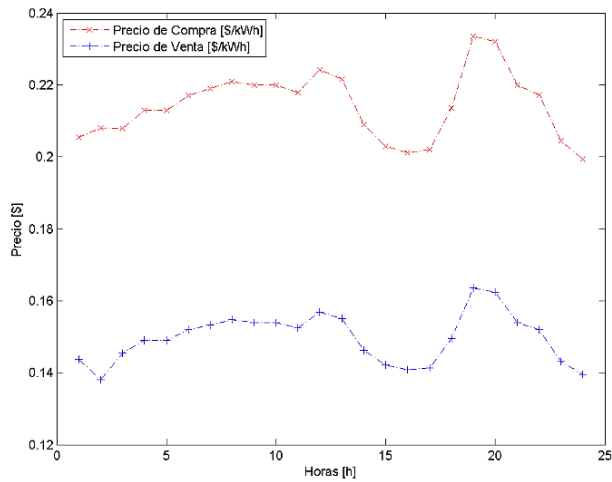
**Figura 4.7.** Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia SPEA2 50/50 en modo aislado.

### 4.5.3 Operación en Modo Conectado

Para la estrategia de gestión por medio de SPEA2, también se contempla el escenario, en el cual la *microgrid* puede interactuar con la red eléctrica principal, a través de intercambios del recurso eléctrico, es decir puede exportar energía cuando la demanda local es pequeña e importar parte de la energía en horas punta. En esta sección se analiza este escenario, a través de gráficos, como curvas y diagramas de barras, además se comparan los costos económicos y emisiones entre una estrategia de importación total de energía (sin tener en cuenta los DER) y la estrategia de gestión llevada a cabo por SPEA2.

#### 4.5.3.1 Fluctuación de Precios

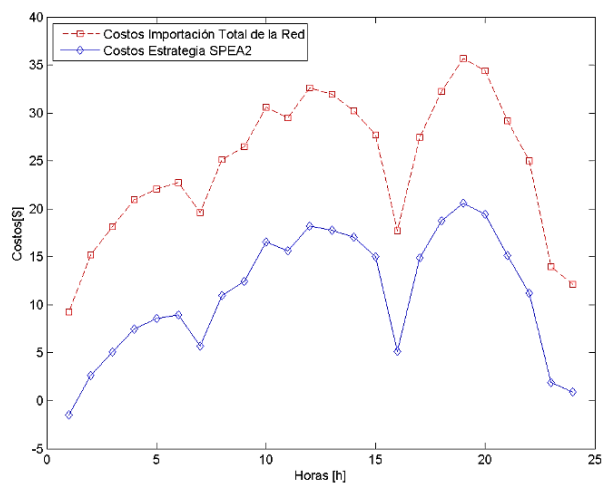
Al haber iteración entre la *microgrid* y la red eléctrica principal, es decir, asumiendo un escenario dinámico de intercambio de energía, es necesario establecer unas tarifas de compra y venta de este recurso para cada hora, como las mostradas en la figura 4.8. Los precios están dados en \$/kWh y como en cualquier escenario de intercambio del recurso eléctrico, la tarifa por la energía exportada es menor que la importada.



**Figura 4.8.** Fluctuación de los precios (\$/kWh) para la compra y la venta de energía, desde y hacia la red eléctrica principal.

#### 4.5.3.2 Costos Económicos

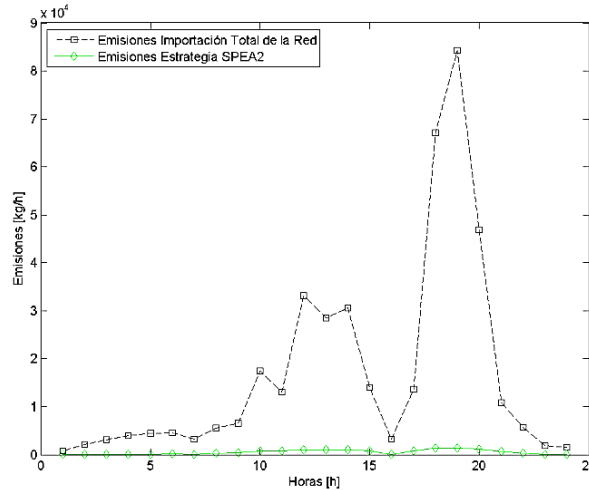
Los resultados de costos económicos, obtenidos bajo la estrategia SPEA2, incluyendo el tomador de decisiones, son comparados con los costos generados por una estrategia de importación total de energía, en donde no existe aporte de los generadores DER; esta comparación se observa en la figura 4.9. Nótese como existe una reducción significativa de costos, al implementar la estrategia SPEA2, en comparación con la estrategia de importación, esta reducción en términos porcentuales es de 54,5%, para las 24 horas de operación (ver Tabla 4.2).



**Figura 4.9.** Comparación de los costos económicos de operación para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia SPEA2.

### 4.5.3.3 Emisiones

La reducción en la cantidad de emisiones de gases contaminantes, entre la estrategia de importación total y la estrategia SPEA2, es bastante notoria, como se observa en la figura 4.10. Aquí la curva de emisiones de la estrategia de importación, muestra una tendencia bastante alta en las horas pico, en donde, la relación entre la demanda y las emisiones presenta un comportamiento del tipo exponencial. La tabla 4.2 muestra la diferencia tan marcada entre las dos estrategias, con una disminución aproximada del 96,9% por concepto de emisiones.



**Figura 4.10.** Comparación de las emisiones para las 24 horas entre una estrategia de importación total de energía y la estrategia SPEA2.

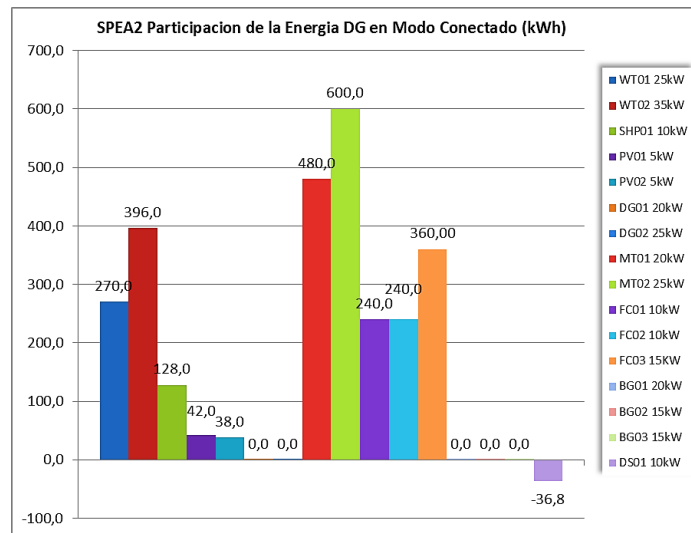
La tabla 4.2 presenta la comparación entre la estrategia de importación total y la estrategia SPEA2. Aquí se observa como una aporte del 53,2% de energía por parte de los DER, produce reducciones bastantes significativas en costos y emisiones.

| Estrategia                  | AEDG [%] | DER [%] | GRID [%] | 24 h Costos [\$] | 24 h Emisiones [Kg] |
|-----------------------------|----------|---------|----------|------------------|---------------------|
| Importación total de la red | 24.2     | 0.0     | 75.8     | 589.9            | 406,647.3           |
| SPEA2                       | 24.2     | 53.2    | 23.6     | 268.6            | 12,351.57           |

**Tabla 4.2.** Comparación de la participación de energía, de los costos y emisiones, bajo las estrategias de importación total de la red y SPEA2.

### 4.5.3.4 Participación de la Energía

En el diagrama de barras de la figura 4.11 se puede ver la participación de cada una de las tecnologías de generación. Para este caso en donde la *microgrid* opera en modo conectado, se observa como las tecnologías más contaminantes como DG y BG son apagadas en su totalidad, además el sistema DS ha sido cargado casi cuatro veces a su máxima capacidad (como lo indica el signo negativo) durante la 24 horas de operación.



**Figura 4.11.** Participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación bajo la estrategia SPEA2 en modo conectado.

La participación hora a hora de cada una de las tecnologías de generación (AEDG, DER y DS), incluyendo la red eléctrica principal, se observa en la figura 4.12. En las horas de menor demanda como la hora 1:00:00, se presenta el caso, en donde la *microgrid* puede vender 25,00 kW de excedentes a la red eléctrica principal, el signo negativo en la participación de la red tiene ese significado.

| Grupo           | Tipo       | 1:00:00 | 2:00:00 | 3:00:00 | 4:00:00 | 5:00:00 | 6:00:00 | 7:00:00 | 8:00:00 | 9:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |
|-----------------|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| AEDG [kW]       | WT01 25kW  | 15,0    | 5,0     | 1,0     | 1,0     | 0,0     | 5,0     | 10,0    | 15,0    | 17,0    | 10,0     | 5,0      | 7,0      | 5,0      | 7,0      | 8,0      | 18,0     | 22,0     | 22,0     | 24,0     | 21,0     | 18,0     | 10,0     | 12,0     | 12,0     |
|                 | WT02 35kW  | 25,0    | 5,0     | 2,0     | 2,0     | 1,0     | 10,0    | 20,0    | 20,0    | 20,0    | 18,0     | 5,0      | 10,0     | 10,0     | 12,0     | 13,0     | 23,0     | 30,0     | 29,0     | 32,0     | 33,0     | 25,0     | 18,0     | 15,0     | 18,0     |
|                 | SHP01 10kW | 7,0     | 7,0     | 7,0     | 6,0     | 6,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 5,0     | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 7,0      | 7,0      | 5,0      | 5,0      | 6,0      | 7,0      |
|                 | PV01 5kW   | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 4,0      | 4,0      | 4,0      | 3,0      | 2,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
|                 | PV02 5kW   | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 0,0     | 1,0     | 2,0     | 3,0     | 4,0      | 5,0      | 5,0      | 5,0      | 3,0      | 3,0      | 4,0      | 2,0      | 1,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      | 0,0      |
| DS [kW]         | BAT 01     | -10,00  | -6,80   | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | -10,00   | -10,00   |
| DER [kW]        | DG01 20kW  | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                 | DG02 25kW  | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                 | MT01 20kW  | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00   | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    | 20,00    |
|                 | MT02 25kW  | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00   | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    | 25,00    |
|                 | FC01 10kW  | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    |
|                 | FC02 10kW  | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00   | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    | 10,00    |
|                 | FC03 15kW  | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00   | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    | 15,00    |
|                 | BG01 20kW  | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,01     | 0,01     | 0,01     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                 | BG02 15kW  | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,01     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
|                 | BG03 15kW  | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,01     | 0,00     | 0,01     | 0,00     | 0,00     | 0,00     |
| Total AEDG [kW] |            | 47,0    | 17,0    | 10,0    | 9,0     | 7,0     | 20,0    | 37,0    | 44,0    | 48,0    | 40,0     | 24,0     | 31,0     | 29,0     | 30,0     | 32,0     | 53,0     | 62,0     | 59,0     | 63,0     | 61,0     | 48,0     | 33,0     | 33,0     | 37,0     |
| Total DS [kW]   |            | -10,00  | -6,80   | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00    | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | 0,00     | -10,00   | -10,00   |          |
| Total DER [kW]  |            | 80,00   | 80,00   | 80,00   | 80,00   | 80,00   | 80,00   | 80,00   | 80,00   | 80,01   | 80,00    | 80,00    | 80,00    | 80,01    | 80,01    | 80,00    | 80,00    | 80,00    | 80,00    | 80,01    | 80,00    | 80,01    | 80,00    | 80,00    | 80,00    |
| Total GRID [kW] |            | -25,00  | 0,00    | 7,40    | 18,40   | 23,60   | 24,80   | 9,60    | 33,60   | 40,40   | 59,09    | 55,40    | 65,40    | 63,99    | 64,59    | 56,40    | 8,00     | 56,10    | 71,10    | 72,79    | 68,30    | 52,59    | 35,20    | -1,60    | -9,20    |

**Figura 4.12.** Participación de la energía de las tecnologías de generación para cada una de las 24 horas, bajo la estrategia SPEA2 en modo conectado.

## 5. Comparación de Resultados

### 5.1 Introducción

Uno de los objetivos del presente trabajo es realizar un estudio comparativo del uso de técnicas de optimización multiobjetivo MO, utilizadas para la gestión óptima de potencia eléctrica en un modelo de *microgrid*; así como también, servir de base para futuras investigaciones e implementaciones en este campo. Por lo anterior, en este capítulo se documenta el desempeño de los algoritmos MOGA (véase Capítulo 3) y SPEA2 (véase Capítulo 4) en la gestión de potencia eléctrica de una *microgrid*, además se realiza un análisis de los resultados obtenidos por cada técnica; para así determinar los alcances y limitaciones de las mismas, por medio de una serie de criterios de desempeño.

### 5.2 Criterios de Desempeño

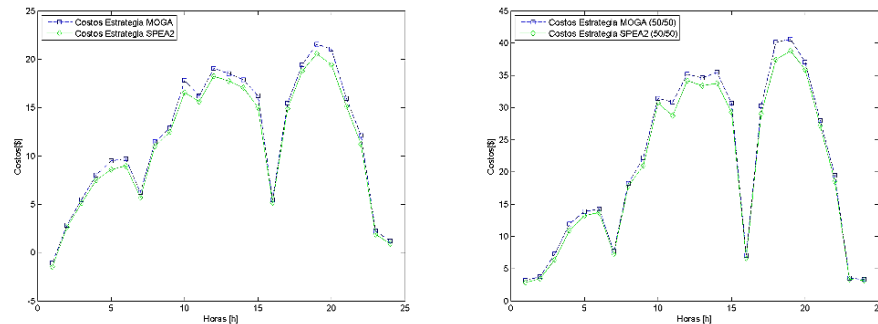
La evaluación de desempeño de las técnicas MO tiene dos enfoques, el primer enfoque se presenta desde el punto de vista de la operación de la *microgrid*, en el cual, se tiene en cuenta diferentes elementos de comparación como lo son, los costos económicos, las emisiones y la distribución de la energía. El segundo enfoque se analiza desde el punto de vista computacional, en este análisis se ha agregado otra técnica de gestión, a través de la función de Matlab® `gamultiobj` (). Esta función de optimización está basada en los algoritmos genéticos de segunda generación, al incluir el concepto de elitismo, y es utilizada aquí como referencia para evaluar el comportamiento de MOGA y SPEA2. Las métricas de desempeño computacional utilizadas abarcan los conceptos de No-Dominancia, Repetitividad de Datos y Tiempo de Ejecución.

Antes de hacer un análisis desde el punto de vista computacional es necesario entender que cualquier algoritmo de optimización multiobjetivo persigue de manera simultánea unas metas específicas, la primera es encontrar un conjunto de soluciones lo más cercano posible al frente de Pareto, la segunda es que el conjunto de soluciones encontrado sea tan uniformemente diverso como sea posible, y por ultimo tener buenos valores de eficiencia computacional; en otras palabras, además de converger hacia el frente óptimo de Pareto en cortos periodos de tiempo, las soluciones deben estar uniformemente repartidas a lo largo de todo el frente.

#### 5.2.1 Costos Económicos

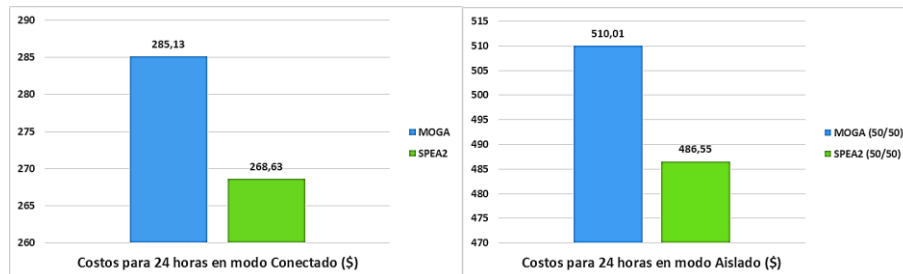
En la figura 5.1 se muestra las curvas de costos económicos obtenidos a lo largo de un día en 24 lapsos de una hora, en la operación de la *microgrid* tanto para modo conectado como modo aislado. Las curvas de color azul representan la variación de los costos obtenidos bajo la estrategia MOGA, y las curvas de color verde representan la variación de los costos obtenidos bajo la estrategia SPEA2. Aquí se observa un comportamiento similar en los costos

ofrecidos por ambas técnicas, aunque la estrategia SPEA2 ofrece unos costos de operación en general menores a los obtenidos por la estrategia MOGA.



**Figura 5.1.** Curvas de comparación de costos debido a la operación de la *microgrid* en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2.

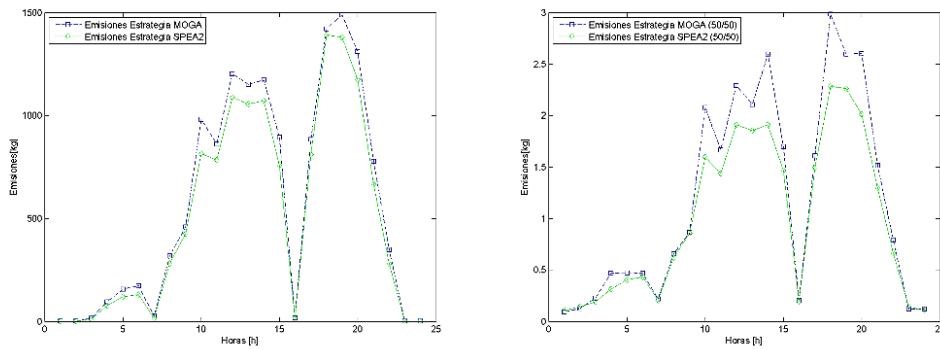
Los resultados de los costos económicos totales para las 24 horas de operación de la *microgrid*, que ofrecen las estrategias de gestión de potencia MOGA y SPEA2, se muestran en la figura 5.2. Nótese como la ventaja económica de SPEA2 sobre MOGA se presenta tanto en el modo conectado como en el modo aislado. En el modo conectado esta ventaja o reducción de costos es de 5,8% y en el modo aislado es de 4,6%. Por otro parte, esta figura también muestra como los costos de operar la *microgrid* en modo aislado son más altos que en el modo conectado; esto se debe a que parte de la energía al operar en modo conectado es importada de la red eléctrica principal, en la cual la energía ofrecida por ella es relativamente más económica.



**Figura 5.2.** Histogramas de comparación de los costos totales para las 24 horas de operación de la *microgrid* en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2.

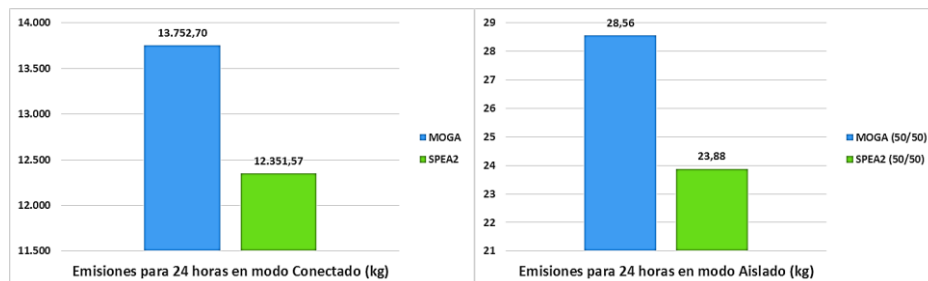
## 5.2.2 Emisiones

Al igual que los costos económicos, las emisiones obtenidas bajo las estrategias MOGA y SPEA2 son comparadas, tanto en modo aislado como en modo conectado. Esta comparación se observa en las curvas de la figura 5.3. Donde las curvas de color verde representan las emisiones obtenidas para SPEA2, las cuales en valor son menores a las curvas de color azul obtenidas para MOGA.



**Figura 5.3.** Curvas de comparación de las emisiones debido a la operación de la *microgrid* en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2.

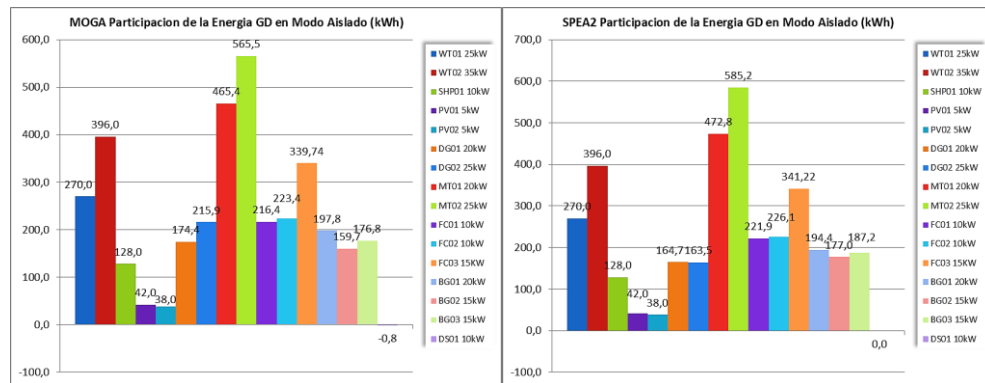
La cantidad de emisiones de gases contaminantes en las 24 horas de operación de la *microgrid* se observa en la figura 5.4. Aquí nuevamente la técnica SPEA2 ofrece una reducción por concepto de emisiones, en comparación a la técnica MOGA. Para el modo conectado esta reducción es de 10,2% y para el modo aislado es de 16,4%. También se observa al comparar ambos modos de operación como el operar en modo conectado aumenta significativamente la cantidad de emisiones; este aumento se debe a que parte de la energía utilizada para cubrir la demanda en este modo es provista por la red eléctrica principal, la cual ofrece una energía más contaminante que la producida por las tecnologías de generación distribuida GD.



**Figura 5.4.** Histogramas de comparación de las emisiones totales para las 24 horas de operación de la *microgrid* en modo conectado (izquierda) y aislado (derecha) para las estrategias MOGA y SPEA2.

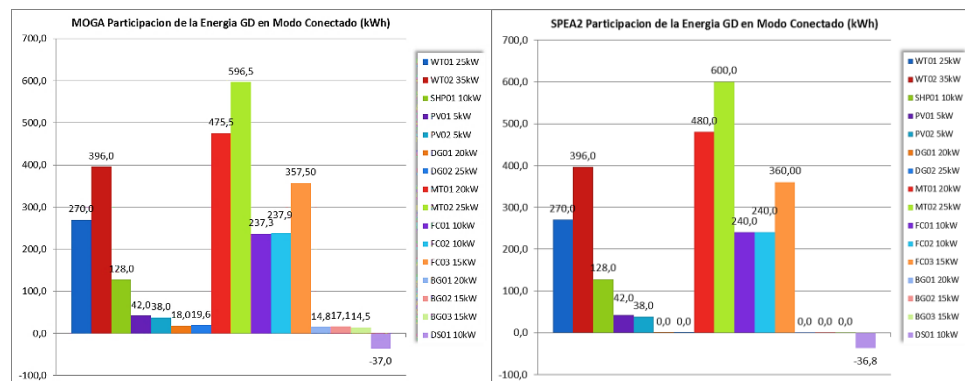
### 5.2.3 Distribución de la Energía

Los diagramas de barras de la figura 5.5, reúnen los valores de participación de cada una de las tecnologías de generación distribuida DER, AEDG y DS, para las 24 horas de operación de la *microgrid* en modo aislado. Los resultados que se obtuvieron de la gestión óptima de potencia eléctrica revelan como la técnica SPEA2 favorece una mayor participación de las tecnologías DER menos contaminantes, tales como las microturbinas (MT01 y MT02) y las celdas de combustible (FC01, FC02 y FC03), para suplir la demanda de carga, en comparación a la técnica MOGA.



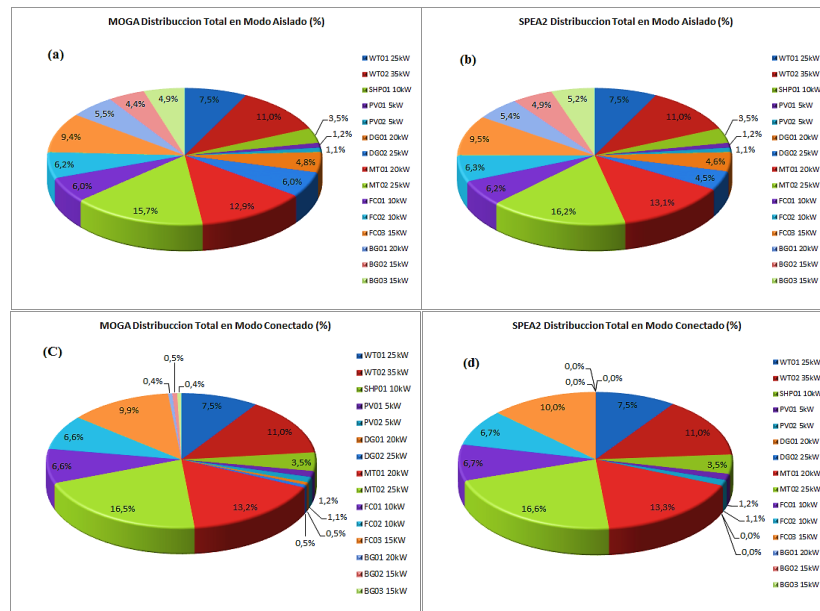
**Figura 5.5.** Graficas de comparación de la participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación, en modo aislado. Estrategia MOGA (izquierda), Estrategia SPEA2 (derecha).

La participación de las fuentes distribuidas de energía en la *microgrid* operando en modo conectado se puede observar en la figura 5.6. En este caso existe una tendencia a apagar las tecnologías más contaminantes como las diésel (DG01 y DG02) y biodiesel (BG01, BG02 y BG03). Ahora bien, la técnica MOGA distribuye una pequeña parte de la carga en este grupo electrógeno, caso contrario a la distribución ofrecida por la técnica SPEA2, en donde estas tecnologías han sido apagadas en su totalidad.



**Figura 5.6.** Graficas de comparación de la participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación, en modo conectado. Estrategia MOGA (izquierda), Estrategia SPEA2 (derecha).

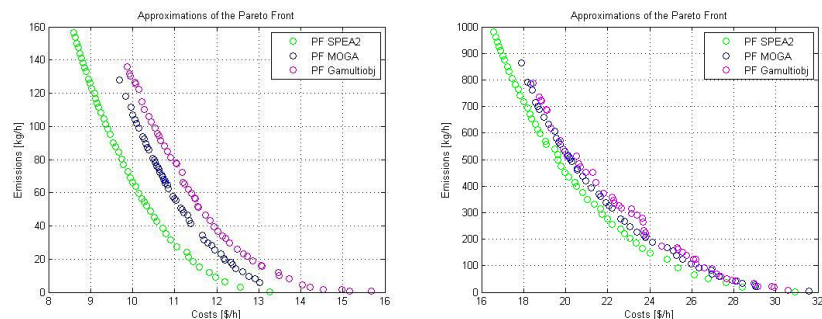
Porcentualmente la participación de las tecnologías de generación distribuida tanto en modo aislado como en modo conectado, puede verse en la figura 5.7. Estas graficas indican una distribución similar en el porcentaje para ambas técnicas, aunque se observa unas pequeñas diferencias entre cada porción del pastel. Estas pequeñas diferencias explican el por qué a la hora de hacer el análisis de costos y principalmente el de emisiones, la estrategia SPEA2 prevaleció sobre la estrategia MOGA; esta ventaja podría representar una condición suficiente para elegir entre una estrategia de gestión u otra.



**Figura 5.7.** Comparación de los porcentajes de participación de la energía de cada una de las tecnologías de generación, en modo aislado a) Estrategia MOGA, b) Estrategia SPEA2; en modo conectado c) Estrategia MOGA, d) Estrategia SPEA2.

## 5.2.4 Métricas de Desempeño

Una vez comparado los resultados desde el punto de vista de la operación de la *microgrid*, es necesario realizar una comparación de las técnicas desde el punto de vista computacional; como se mencionó anteriormente en este estudio se ha agregado una nueva técnica de gestión, a través de la función de Matlab® `gamultiobj()`, y para efectos prácticos solo se tiene en cuenta las simulaciones de la *microgrid* operando en modo conectado. Para cada uno de los resultados aquí presentados las tres técnicas de gestión se ejecutaron con los mismos parámetros, una población de 50 individuos y como criterio de terminación 400 iteraciones, en el caso especial de SPEA2 la población externa se mantuvo con 50 individuos.



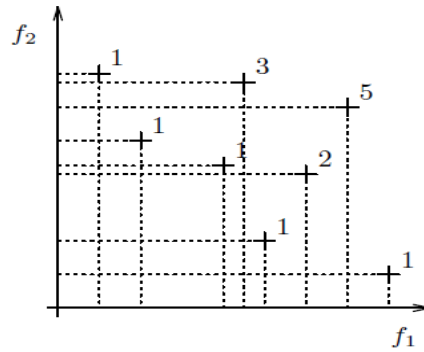
**Figura 5.8.** Ejemplos de comparación de frentes de Pareto ofrecidos por las técnicas MOGA, SPEA2 y gamultiobj. La técnica SPEA2 presenta una mayor aproximación al frente de Pareto teórico (izquierda), más competitividad entre las técnicas (derecha).

### 5.2.4.1 Numero de Soluciones No-Dominadas por Técnica

Los resultados de costos y emisiones muestran un mejor comportamiento de la técnica SPEA2 sobre la técnica MOGA, esta prevalencia es analizada desde el punto de vista de la operación de la *microgrid*, pero estos resultados también pueden ser explicados desde el punto de vista computacional a través del concepto de No-Dominancia.

La figura 5.8 muestra dos ejemplos de los conjuntos de soluciones (frentes de Pareto, FP) entregados por las técnicas MOGA, SPEA2 y gamultiobj; en primera instancia resulta evidente la dominancia de la técnica SPEA2 sobre MOGA y gamultiobj, no obstante es posible cuantificar este dominio haciendo uso de un método de clasificación (*ranking*) basado en rangos de no-dominancia, similar a la clasificación utilizada por MOGA para determinar la jerarquía de un individuo (véase Capítulo 3).

El esquema de clasificación consiste en tomar una solución, obtenida con alguna de las técnicas, y compararla con su símil de la técnica enfrentada. Así, el rango de una solución será determinado en función del número de soluciones por las cuales es dominada. Cada solución tendrá un rango entre 1 y 3, según sea su nivel de dominancia. Así por ejemplo, en el rango 1 serán clasificadas todas aquellas soluciones no dominadas. Por otro lado, las soluciones dominadas tendrán una clasificación mayor a 1, esto debido a que son penalizadas de acuerdo a la cantidad de soluciones por las que son dominadas. Lo anterior puede apreciarse en la figura 5.9.



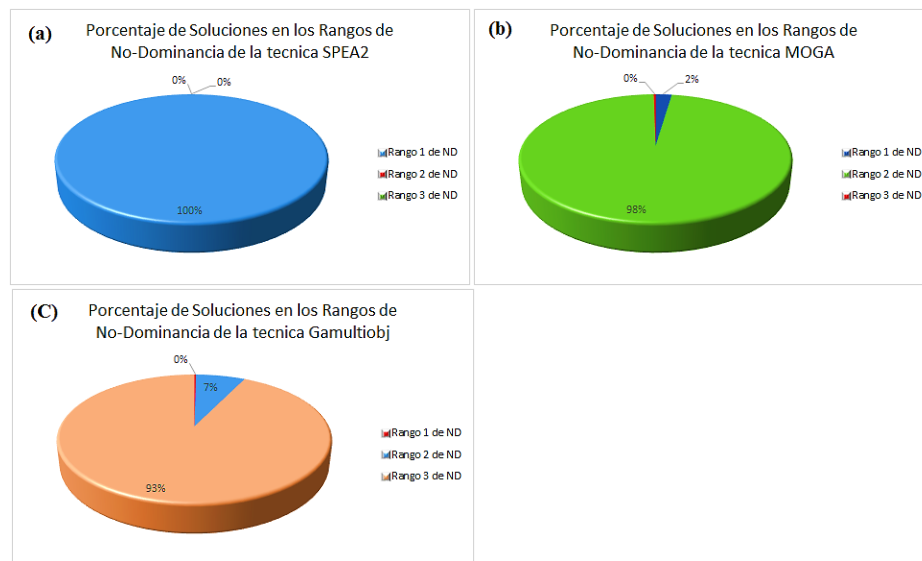
**Figura 5.9.** Rangos de No-Dominancia. Tomado de (Fonseca & Fleming 1993).

La manera en que son clasificadas las soluciones de cada técnica se muestra en la tabla 5.1. La información que se recoge indica cómo la técnica SPEA2 ofrece más soluciones no-dominadas que las estrategias MOGA y gamultiobj. Sin embargo, las soluciones entregadas por MOGA tienen mayor dominancia que las soluciones entregadas por gamultiobj.

| Algoritmo  | Hora de Simulación   | 01:00:00 | 02:00:00 | 03:00:00 | 04:00:00 | 05:00:00 | 06:00:00 | 07:00:00 | 08:00:00 | 09:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |   |
|------------|----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---|
| SPEA2      | # Sol. Rango 1 de ND | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       |   |
|            | # Sol. Rango 2 de ND | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |   |
|            | # Sol. Rango 3 de ND | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |   |
| MOGA       | # Sol. Rango 1 de ND | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 1        | 2        | 0        | 1        | 2        | 1        | 1        | 0        | 0        | 6        | 2        | 1        | 5        | 2        | 1        | 2        | 0        | 0 |
|            | # Sol. Rango 2 de ND | 41       | 48       | 50       | 50       | 50       | 50       | 50       | 49       | 48       | 48       | 49       | 46       | 45       | 49       | 50       | 50       | 42       | 48       | 49       | 45       | 48       | 49       | 33       | 50       |   |
|            | # Sol. Rango 3 de ND | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 1        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |   |
| Gamultiobj | # Sol. Rango 1 de ND | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 2        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |   |
|            | # Sol. Rango 2 de ND | 47       | 0        | 0        | 0        | 6        | 3        | 3        | 0        | 0        | 10       | 0        | 0        | 0        | 0        | 3        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |   |
|            | # Sol. Rango 3 de ND | 3        | 13       | 50       | 50       | 44       | 47       | 47       | 50       | 50       | 38       | 50       | 50       | 50       | 10       | 47       | 27       | 50       | 21       | 50       | 17       | 50       | 35       | 50       | 50       |   |

**Tabla 5.1.** Numero de soluciones clasificadas por rangos de No-Dominancia, ofrecidas por las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj.

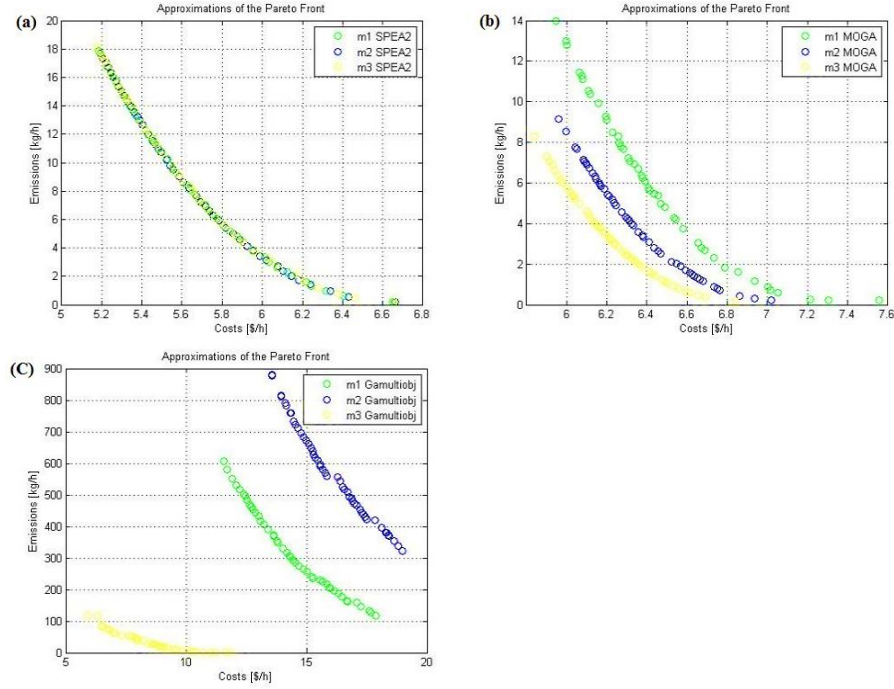
Los gráficos de sectores de la figura 5.10 representan la proporción porcentual de las soluciones entregadas por cada técnica, clasificadas en los tres rangos de no-dominancia establecidos. Aquí se observa claramente como el 100% de las soluciones entregadas por SPEA2 se clasifican dentro del rango 1, el 98% de las soluciones ofrecidas por MOGA se clasifican en el rango 2, y el 93% de las soluciones ofrecidas por gamultiobj se clasifican en el rango 3. Estos valores indican una prevalencia en cuanto a la dominancia de la técnica SPEA2 sobre MOGA y gamultiobj.



**Figura 5.10.** Comparación porcentual de la cantidad de soluciones clasificadas por rangos de No-Dominancia, para las técnicas a) SPEA2, b) MOGA y c) gamultiobj.

#### 5.2.4.2 Repetitividad de Datos

El concepto de Repetitividad juega un papel clave dentro del análisis comparativo del desempeño de las estrategias de gestión. Si la imagen de la población final o frontera de Pareto no se repitiera o se repitiera sin variación en cada ejecución, este análisis no tendría razón de ser; pero dado el componente aleatorio de estos algoritmos, cada muestra tomada de la frontera de Pareto puede presentar variaciones de mayor o menor intensidad, como se observa en la figura 5.11.



**Figura 5.11.** Muestras de la hora 16 de simulación, ofrecidas por las técnicas a) SPEA2, b) MOGA y c) gamultiobj.

Básicamente, al comparar varias muestras (en este caso tres muestras) de la frontera de Pareto en cuanto a su variabilidad, se tienen en mente dos objetivos: por una parte, se trata de descubrir las irregularidades que puedan existir en ellas; y por otra, se procura resumir estas irregularidades a través de un valor típico, y establecer la medida en que los datos se concentran o se dispersan alrededor de ese valor típico.

Una forma natural de apreciar la variabilidad entre las muestras de la frontera de Pareto es a través de la distancia euclidiana, la cual es medida entre dos puntos o soluciones de dos muestras distintas, y por medio de una medida de dispersión relativa como el coeficiente de variación de Pearson (CV), el cual establece en cuanto se alejan en promedio estas distancias, de la media aritmética de las mismas, es decir cuando el CV es alto refleja una mayor dispersión entre las muestras. El CV indica la importancia de la desviación estándar en relación al promedio aritmético, cuya definición puede representarse de la siguiente forma:

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \quad (5.1)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación estándar entre las distancias euclidianas calculadas, y  $\mu$  es la media aritmética de las distancias euclidianas. Nótese como al dividir la desviación estándar entre la media aritmética, se corrige el efecto que sobre la desviación estándar tiene la magnitud general de las distancias. En otras palabras, si la desviación estándar es grande es porque las distancias en si son grandes, y al dividirse entre la media aritmética ese factor queda eliminado.

| Algoritmo  | Hora de Simulación  | 1:00:00 | 2:00:00 | 3:00:00 | 4:00:00 | 5:00:00 | 6:00:00 | 7:00:00 | 8:00:00 | 9:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |
|------------|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| SPEA2      | Desviación Estándar | 0,004   | 0,001   | 0,008   | 0,042   | 0,156   | 0,144   | 0,017   | 0,076   | 0,240   | 0,433    | 0,845    | 1,008    | 0,609    | 0,489    | 0,617    | 0,005    | 0,650    | 0,467    | 0,996    | 0,666    | 0,431    | 0,130    | 0,001    | 0,001    |
|            | Coef. de Variación  | 0,158   | 0,204   | 0,102   | 0,090   | 0,203   | 0,172   | 0,130   | 0,051   | 0,105   | 0,087    | 0,192    | 0,174    | 0,109    | 0,081    | 0,145    | 0,051    | 0,137    | 0,062    | 0,136    | 0,107    | 0,117    | 0,070    | 0,090    | 0,104    |
| MOGA       | Desviación Estándar | 0,023   | 0,005   | 0,711   | 1,091   | 1,378   | 0,561   | 0,156   | 4,257   | 10,233  | 0,683    | 0,386    | 6,203    | 0,502    | 0,680    | 12,487   | 0,418    | 1,918    | 2,523    | 7,197    | 1,385    | 0,330    | 2,583    | 0,023    | 0,014    |
|            | Coef. de Variación  | 0,357   | 0,408   | 0,603   | 0,520   | 0,527   | 0,347   | 0,365   | 0,500   | 0,416   | 0,126    | 0,077    | 0,486    | 0,072    | 0,111    | 0,556    | 0,641    | 0,329    | 0,294    | 0,565    | 0,146    | 0,073    | 0,620    | 0,479    | 0,382    |
| Gamultiobj | Desviación Estándar | 0,111   | 355,659 | 40,682  | 177,107 | 189,517 | 682,611 | 300,656 | 251,800 | 13,158  | 646,285  | 95,375   | 1144,388 | 556,321  | 732,148  | 28,728   | 201,976  | 79,022   | 62,307   | 587,570  | 747,650  | 437,758  | 756,450  | 4,867    | 14,258   |
|            | Coef. de Variación  | 0,971   | 0,852   | 1,224   | 0,967   | 0,888   | 0,843   | 0,859   | 0,885   | 0,504   | 0,863    | 0,836    | 0,839    | 0,917    | 0,932    | 0,093    | 0,880    | 0,645    | 0,777    | 0,842    | 0,851    | 0,825    | 0,728    | 0,359    | 0,860    |

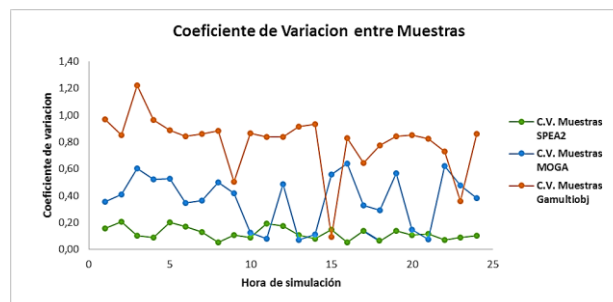
**Tabla 5.2.** Desviación estándar y coeficiente de variación de las muestras de los conjuntos solución obtenidos mediante las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj.

| Algoritmo  | Mín. Coeficiente de Variación | Máx. Coeficiente de Variación |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|
| SPEA2      | 0,051                         | 0,204                         |
| MOGA       | 0,072                         | 0,641                         |
| Gamultiobj | 0,093                         | 1,224                         |

**Tabla 5.3.** Resumen de los resultados del coeficiente de variación de las muestras de los conjuntos solución obtenidos mediante las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj.

En términos absolutos es evidente que hay mayor dispersión o variabilidad entre cada muestra de la FP ofrecida por las técnicas MOGA y gamultiobj, en comparación con SPEA2; ya que como se observa en las tablas 5.2 y 5.3, mientras que para la técnica SPEA2 el mayor coeficiente de variación entre muestras es de 0,204, en MOGA es de 0,641, y en gamultiobj es de 1,224, este último valor indica un alto grado de variabilidad. Aún más, en gamultiobj la mayoría de valores del CV están muy cercanos a 1,000 lo que da una idea de la poca repetitividad de datos que se puede obtener con esta técnica, tanto en el espacio  $n$ -dimensional de las variables de decisión (vector de valores de potencia) como en el espacio  $k$ -dimensional de las funciones objetivo.

Al observar la gráfica de la figura 5.12, se puede ver de manera más puntual los valores del CV entre cada una de las muestras obtenidas mediante SPEA2, MOGA y gamultiobj. Estos valores reflejan la robustez de la técnica SPEA2 en cuanto al concepto de repetitividad de datos se refiere, la mayoría de valores del CV son muy parecidos y cercanos a cero, lo que demuestra la poca variabilidad que existe entre los conjuntos solución ofrecidos por esta técnica.



**Figura 5.12.** Coeficiente de Variación entre las muestras de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj, para cada de las 24 horas de simulación.

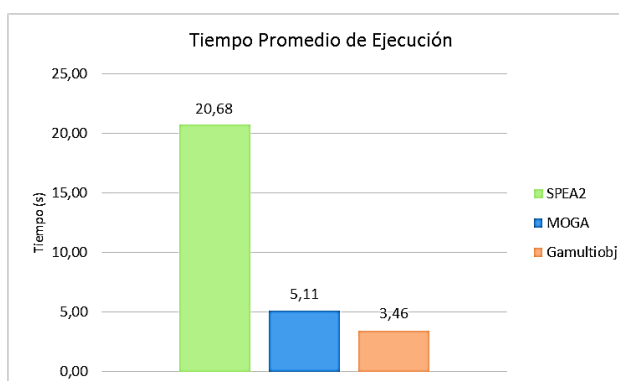
## 5.2.5 Tiempos de Ejecución

Los resultados que ofrecen las técnicas de gestión SPEA2, MOGA y gamultiobj se obtienen a partir de simulaciones con lapsos de una hora en un horizonte de 24 horas. Estas simulaciones toman ciertos tiempos de ejecución, los cuales se resumen en la tabla 5.4. Como se puede observar los tiempos de ejecución de MOGA y gamultiobj son aproximadamente 4 y 6 veces respectivamente, menores en comparación a los tiempos de ejecución de SPEA2. Para cada uno de los resultados aquí presentados las tres técnicas de gestión se ejecutaron con los mismos parámetros, una población de 50 individuos y como criterio de terminación 400 iteraciones, en el caso especial de SPEA2 la población externa se mantuvo con 50 individuos.

| Hora de Simulación    | 01:00:00 | 02:00:00 | 03:00:00 | 04:00:00 | 05:00:00 | 06:00:00 | 07:00:00 | 08:00:00 | 09:00:00 | 10:00:00 | 11:00:00 | 12:00:00 | 13:00:00 | 14:00:00 | 15:00:00 | 16:00:00 | 17:00:00 | 18:00:00 | 19:00:00 | 20:00:00 | 21:00:00 | 22:00:00 | 23:00:00 | 24:00:00 |
|-----------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| SPEA2 Tiempo (s)      | 20,72    | 20,87    | 20,97    | 20,77    | 20,75    | 20,72    | 20,93    | 20,70    | 20,53    | 20,53    | 20,72    | 20,49    | 20,60    | 20,64    | 20,58    | 20,96    | 20,59    | 20,49    | 20,56    | 20,51    | 20,56    | 20,65    | 20,77    | 20,75    |
| MOGA Tiempo (s)       | 5,21     | 5,13     | 5,11     | 5,10     | 5,13     | 5,11     | 5,10     | 5,10     | 5,04     | 5,05     | 5,06     | 5,05     | 5,08     | 5,05     | 5,08     | 5,20     | 5,15     | 5,14     | 5,08     | 5,03     | 5,18     | 5,15     | 5,12     | 5,13     |
| Gamultiobj Tiempo (s) | 3,87     | 3,40     | 3,42     | 3,41     | 3,47     | 3,38     | 3,46     | 3,46     | 3,46     | 3,38     | 3,36     | 3,54     | 3,57     | 3,43     | 3,38     | 3,65     | 3,35     | 3,41     | 3,40     | 3,36     | 3,38     | 3,49     | 3,63     | 3,38     |

**Tabla 5.4.** Tiempos de ejecución de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj, para cada una de las 24 horas de simulación.

Para resumir la información de la tabla 5.4, el diagrama de barras de la figura 5.13 representa los tiempos promedio de ejecución de cada técnica, lo que permite observar que MOGA y gamultiobj derivan soluciones en menos tiempo que SPEA2. El tiempo promedio de ejecución de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj es de 20,68 s, 5,11 s y 3,46 s, respectivamente. Estos valores indican que se puede obtener soluciones con técnicas poco robustas como MOGA y gamultiobj en cortos periodos de tiempo; u obtener soluciones que representen un buen estado de optimización con SPEA2 (según el estudio de repetitividad y no-dominancia), sacrificando eficiencia en términos de tiempo. Según sea el caso, el tiempo de ejecución podría representar una característica determinante a la hora de elegir una técnica de gestión para un modelo real de *microgrid*.



**Figura 5.13.** Comparación de los tiempos promedio de ejecución de las técnicas SPEA2, MOGA y gamultiobj.

## Conclusiones

De acuerdo con los resultados obtenidos tras el desarrollo del presente trabajo, se puede concluir que:

Los distintos problemas de la red eléctrica actual con sus procesos de generación, transmisión y distribución (GTD) de la energía eléctrica, están llevando a una nueva concepción en el funcionamiento del sistema eléctrico, en el cual las fuentes de generación distribuida GD se integran cada vez más en el ciclo de producción.

Para capitalizar las ventajas de la GD, y teniendo en cuenta la necesidad de sistemas eléctricos más flexibles, además de los cambiantes escenarios regulatorios, se ha evolucionado al concepto de *smartgrids*. Con este nuevo tipo de red se pretende suplir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde un punto de vista sostenible y económico.

Entre las distintas preocupaciones sistemáticas respecto al surgimiento y desarrollo de las *smartgrids* se encuentran: la adaptabilidad y flexibilidad en diversas aplicaciones, el despliegue de fuentes de GD, y el aislamiento o acoplamiento controlado de estas fuentes de generación. Uno de los conceptos que se ocupa de estas preocupaciones sistemáticas es el concepto de *microgrids*, las cuales son consideradas como redes eléctricas a pequeña escala con generación y consumo locales.

El concepto de *microgrids* trae consigo un gran número de ventajas pero también genera grandes retos económicos, comerciales y técnicos, que deben ser afrontados de cara a este nuevo modelo.

Así la gestión de potencia eléctrica en *microgrids* abre un nuevo camino, que debe ser explorado en búsqueda de la mejor solución económica y ecológica, es decir con un compromiso óptimo entre los costos de operación y las emisiones, al tiempo que se cumple con los requerimientos de demanda energética.

Para abordar un problema tan complejo como es la gestión de potencia en una *microgrid*, se requieren técnicas nuevas e innovadoras; bajo esta premisa las técnicas de Inteligencia Computacional (IC) como los algoritmos evolutivos de optimización multiobjetivo (MOEAs), son expuestas como unas de las mejores candidatas a solucionar este problema.

Dado que, el papel que juega la Inteligencia Computacional en la gestión de potencia eléctrica o asignación dinámica de generadores distribuidos en *microgrids* es relativamente innovador, su etapa de investigación se encuentra en un estado incipiente.

Las iniciativas más representativas de investigación y desarrollo de *microgrids*, están presentes en Estados Unidos, Canadá, Japón, China y algunos países de Europa. Muchos de los proyectos sobre *microgrids* están actualmente en marcha y algunos de ellos están pasando de plantas piloto de demostración al despliegue comercial a gran escala.

Las tecnologías de generación consideradas en el modelo de *microgrid* se clasifican como DER (Recursos Energéticos Distribuidos) y AEDG (Fuentes Alternativas de Energías Renovables). En el escenario que se contempla, las tecnologías DER tienen asociados unas emisiones ambientales y unos costos económicos debidos a su operación; por su parte las AEDG se consideran con costos cero y emisiones nulas.

El modelo de *microgrid* también incorpora un Sistema de Gestión de Energía o EMS, el cual se asocia a un control de carácter “ejecutivo”, encargado de realizar la gestión de potencia eléctrica en la *microgrid* a través de la optimización multiobjetivo MO, asignando óptimamente los puntos de operación de cada una de las unidades DER en función de los costos económicos y las emisiones ambientales.

Un balance de potencias dentro de la *microgrid* se estableció, este balance se considera teniendo en cuenta dos escenarios de operación. El primero, el modo de operación aislado en donde la *microgrid* es capaz de suplir la demanda de potencia local sin necesidad de recurrir a la red principal. El segundo modo de operación es el modo de operación conectado, en donde la *microgrid* se conecta a la red principal para suplir parte de la demanda de potencia local o para venderle parte de la energía producida localmente por los DER y AEDG.

La estrategia de gestión se basó en los algoritmos de optimización multiobjetivo MOGA y SPEA2, que junto con unas reglas básicas de toma de decisiones DM, hacen una selección de fuentes DER y de sus puntos de operación.

Las técnicas de optimización multiobjetivo proporcionaron un conjunto de soluciones denominado frente de Pareto. El criterio de selección del DM para escoger una solución depende del modo de operación de la *microgrid*. En el modo aislado se usó un criterio denominado 50/50, que establece una importancia equitativa en los objetivos de costos y emisiones. Para el modo conectado se usó un criterio consistente en seleccionar un punto de operación cuyo costo representara un valor menor al costo de importación total de la red eléctrica principal.

Dentro de los algoritmos de optimización de primera generación, que no incorporan el concepto de elitismo se encuentra MOGA, el cual hasta la fecha es usado en varios trabajos de investigación debido a su buen desempeño en distintos problemas reales.

En el modo aislado la estrategia MOGA 50/50 logro mantener un comportamiento del tipo lineal de las emisiones y costos con relación a la curva de demanda. Esto es una ventaja dado que, la estrategia evita tendencias del tipo exponencial principalmente en la curva de emisiones.

En el modo conectado la estrategia MOGA produjo una reducción significativa en costos y emisiones, en comparación con una estrategia de importación total de energía de la red principal. Esta reducción de costos en términos porcentuales fue de aproximadamente 51% para las 24 horas de operación. En cuanto a la reducción por concepto de emisiones fue bastante notoria, en un 96% aproximadamente.

Tanto en el modo aislado como en el modo conectado, las gráficas de participación de la energía dieron cuenta de la manera cómo la estrategia de optimización MOGA ofrecía una tendencia a la utilización de las tecnologías DER menos contaminantes y más económicas, este es el caso de las microturbinas (MT01 y MT02) y las celdas de combustible (FC01, FC02 y FC03), al tiempo que reducía la participación de las tecnologías más contaminantes como las diésel (DG01, DG02) y biodiésel (BG01, BG02 y BG03).

Existen numerosos trabajos de investigación que tratan problemas de optimización multiobjetivo, en donde los resultados de desempeño de SPEA2 han mostrado ser claramente satisfactorios al ser comparados con los de otras técnicas.

En el modo aislado la estrategia SPEA2 50/50 logro mantener un comportamiento del tipo lineal de las emisiones y costos con relación a la curva de demanda. Esto es una ventaja dado que, la estrategia evita tendencias del tipo exponencial principalmente en la curva de emisiones.

En el modo conectado la estrategia SPEA2 produjo una reducción significativa en costos y emisiones, en comparación con una estrategia de importación total de energía de la red principal. Esta reducción de costos en términos porcentuales fue de aproximadamente 54% para las 24 horas de operación. En cuanto a la reducción por concepto de emisiones fue bastante notoria, en un 97% aproximadamente.

Tanto en el modo aislado como en el modo conectado, las gráficas de participación de la energía dieron cuenta de la manera cómo la estrategia de optimización SPEA2 ofrecía una tendencia a la utilización de las tecnologías DER menos contaminantes y más económicas, este es el caso de las microturbinas (MT01 y MT02) y las celdas de combustible (FC01, FC02 y FC03), al tiempo que reducía la participación de las tecnologías más contaminantes como las diésel (DG01, DG02) y biodiésel (BG01, BG02 y BG03).

Además de la implementación de ambas técnicas, también se presentó un estudio comparativo del desempeño mostrado por estas, considerando dos enfoques, el primero desde el punto de vista de la operación de la *microgrid*, en el cual se tuvieron en cuenta diferentes elementos de comparación como costos, emisiones y distribución de la energía. El segundo enfoque se analizó desde el punto de vista computacional, en este análisis se agregó otra técnica de gestión, a través de la función de Matlab® `gamultiobj` (), la cual se utilizó como referencia para evaluar el comportamiento de MOGA y SPEA2. Las métricas de desempeño computacional utilizadas abarcan conceptos de No-Dominancia, Repetitividad de datos y Tiempo de ejecución.

El índice de costos indico una ventaja económica de SPEA2 sobre MOGA, tanto en el modo conectado como en el modo aislado. En el modo conectado esta ventaja o reducción de costos fue de 5,8 % y en el modo aislado de 4,6%.

Al igual que los costos económicos, nuevamente la técnica SPEA2 ofreció una reducción por concepto de emisiones, en comparación a la técnica MOGA. Para el modo conectado esta reducción fue de 10,2% y para el modo aislado de 16,4%.

La distribución de la energía mostro tanto en el modo aislado como en el modo conectado, como la técnica SPEA2 favorecía una mayor participación de las tecnologías DER menos contaminantes, tales como las microturbinas y las celdas de combustible, para suplir la demanda de carga, en comparación con la técnica MOGA.

El esquema de clasificación (*ranking*) basado en rangos de no-dominancia, el cual se aplicó a los conjuntos solución de cada estrategia, mostro como la técnica SPEA2 ofrecía más soluciones no-dominadas que las estrategias MOGA y gamultiobj. Sin embargo, las soluciones entregadas por MOGA presentaban mayor dominancia que las soluciones entregadas por gamultiobj.

A través de la distancia euclidiana y del coeficiente de variación de Pearson (CV) se determinó la repetitividad entre las muestras de cada técnica. En términos absolutos resulta evidente que hay mayor dispersión o variabilidad entre cada muestra de los conjuntos solución ofrecidos por las técnicas MOGA y gamultiobj, en comparación con SPEA2; ya que el CV entre las muestras de gamultiobj es mayor al CV de MOGA, y este último a su vez es mayor al CV de SPEA2.

Luego se ha considerado el tiempo de ejecución de las técnicas de gestión, ya que este factor resulta clave para permitir la escalabilidad anhelada y quizás incluso la posibilidad de la realización de búsquedas interactivas. Las simulaciones realizadas de cada técnica mostraron como los tiempos de ejecución de MOGA y gamultiobj son aproximadamente 4 y 6 veces respectivamente, menores en comparación a los tiempos de ejecución de SPEA2.

Atendiendo a los resultados generales, se puede notar que SPEA2 presento un mejor desempeño que MOGA, en cuanto a los índices de costos, emisiones, distribución de la energía, No-Dominancia y Repetitividad se refiere, esto empíricamente demuestra que SPEA2 se beneficia enormemente con la aplicación de elitismo; mientras que MOGA obtuvo un rendimiento superior en el tiempo de ejecución. Aunque tanto MOGA como SPEA2 en general presentaron un buen comportamiento, reflejándose en la calidad de las soluciones y una adecuada distribución del frente de Pareto.

A pesar de lo expuesto, se han identificado también algunos puntos débiles en los algoritmos estudiados. Las desventajas halladas se resumen de la siguiente manera. Para MOGA, principalmente la falta de elitismo, lo que conduce a perder buenas soluciones previamente identificadas. Para SPEA2 esencialmente la desventaja principal reside en su proceso de *clustering*, que resulta computacionalmente muy costoso debido a la necesidad de mantener una población externa consistente en cada generación, esto se refleja en la diferencia de tiempos de ejecución que presenta SPEA2 al compararlo con MOGA.

Las simulaciones realizadas son una primera aproximación al funcionamiento de un sistema de gestión de energía de una *microgrid* que contiene fuentes DER, AEDG y almacenamiento de energía eléctrica, además de una alimentación complementaria desde la red eléctrica principal. De lo anterior se puede concluir que es posible tener un gestor de energía basado en técnicas de Inteligencia Computacional, que determine un óptimo funcionamiento de una *microgrid*. Esta metodología se podría aplicar de igual forma en otros tipos de sistemas.

## Recomendaciones para Trabajos Futuros en esta Línea

Como se ha discutido en este documento, hay muchos ámbitos de trabajo, pero especialmente en el ámbito tecnológico. Aquí hay numerosos factores a considerar y un largo camino por recorrer. En este sentido, países como Colombia tienen la oportunidad de participar activamente en el diseño y desarrollo de *Smartgrid*. A continuación, se presentarán recomendaciones en algunas de las líneas de trabajo que se han suscitado a raíz del trabajo realizado en la presente memoria.

- a) Dado que la tendencia es al uso masivo de *microgrids*, resulta interesante que en Colombia se impulse la creación de normas técnicas y estándares relacionados con el desarrollo de las mismas.
- b) Es recomendable seguir el trabajo de investigación, añadiendo algún tipo de software de simulación de sistemas de potencia como el *PowerWorld Simulator*, entre otros, que permitan un mejor conocimiento de las configuraciones de *microgrids* en las que el sistema de gestión podría utilizarse.
- c) Considerando los resultados obtenidos en este trabajo, los MOEAs propuestos obtuvieron un buen comportamiento general, por lo cual puede ser interesante extender el análisis incorporando otras técnicas heurísticas y comparar su comportamiento con los resultados obtenidos en el presente trabajo.
- d) De la misma manera, resultara importante el desarrollo de nuevas métricas para evaluar el desempeño de los algoritmos. En este sentido, existen referencias (Coello 2005) que muestran varias métricas para evaluar la calidad de las soluciones.
- e) Por otra parte, otros estudios podrían enfrentar, no solo el problema de la gestión óptima de potencia eléctrica en una *microgrid*, sino la gestión de potencia en varias *microgrids* interconectadas, en donde se analice, determine y controle el flujo de potencia eléctrica en el intercambio entre *microgrids*.
- f) Además, se podría incluir al estudio una mayor cantidad de funciones objetivo de modo que se acerque más a un problema real, y verificar en qué manera incide la optimización de una mayor cantidad de objetivos en el problema presentado.
- g) Otras iniciativas de investigación, que promuevan el uso de técnicas de IC distribuida en esquemas de gestión descentralizados, esto cubriría requerimientos de escalabilidad y robustez. Los sistemas multi-agente (MAS) aparecen como una buena opción en este sentido.

## Referencias Bibliográficas

- Abbass, H.A., Sarker, R., & Newton, C., 2001.** "PDE: a Pareto-frontier differential evolution approach for multi-objective optimization problems". Presented at Evolutionary Computation. Proceedings of the 2001 Congress on, Seoul, South Korea, 2001.
- Arango, A. & Álvarez, R., 2013.** "MICROGRIDS: New Paradigm in Electricity Grids". Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada. ISSN: 1692-7257-Volumen 2–Número 22, 2013.
- Asmus, P., 2010.** "Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future". The Electricity Journal, 2010.
- AWEA, American Wind Energy Association, 2012.** "American Wind Energy Association U.S. Wind Industry". [http://www.awea.org/learnabout/publications/reports/upload/AWEA\\_First\\_Quarter\\_2012\\_Market\\_Report\\_Public.pdf](http://www.awea.org/learnabout/publications/reports/upload/AWEA_First_Quarter_2012_Market_Report_Public.pdf), 2012.
- Barnes, M., Asano, H., Hatziargyriou, N. & Green, T., 2007.** "Real-World MicroGrids- An Overview". IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2007.
- Basu, A.K., Chowdhury, S. & Chowdhury, S.P., 2010.** "Operational Management of CHP-Based Microgrid". IEEE International Conference on Power System Technology, 2010.
- Boswarthick, D., Elloumi, O. & Ballot, J.M., 2010.** "Smart Grids. From the machine to machine perspective". Presentación realizada en Future Internet assembly, Valencia, España, 2010.
- CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, 2001.** "Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia". 2001.
- Castellano, J. & Torrent, M., 2000.** "Centrales Eléctricas Micro-hidráulicas: Aplicación en una zona rural subdesarrollada". 2000.
- Charnes, A. & Cooper, W., 1961.** "Management Models and Industrial Applications of Linear Programming". Volume 1. John Wiley, New York, 1961.
- Chun, X.D., Shi-jiu, J., Guo-tao, J. & Zhi-qian, B., 2009.** "Multi-Agent Based Control Framework for Microgrids". IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009.
- Coello, A., 2001.** "A Short Tutorial on Evolutionary Multiobjective Optimization". Sección de Computación CINVESTAV-IPN, 2001.
- Coello, A., 2005.** "Introducción a la optimización multiobjetivo usando metaheurísticas". Sección de Computación CINVESTAV-IPN, 2005.
- Coello, A., Durillo, J., Nebro, A., Luna, F. & Alba, E. 2008.** "A Comparative Study of the Effect of Parameter Scalability in Multi-Objective Evolutionary Algorithms". En IEEE Congress on Evolutionary Computation, 2008.
- Cohon, J.L. & Marks, D.H. 1975.** "A Review and Evaluation of Multiobjective Techniques". Water Resources Research, 1975.
- Cohon, J.L., 1978.** "Multiobjective Programming and Planning". Academic Press, 1978.
- Colson, C.M. & Nehrir, M.H., 2009.** "A review of challenges to real-time power management of microgrids". IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009.
- Colson, C.M., Nehrir, M.H. & Wang, C., 2009.** "Ant Colony Optimization for Microgrid Multi-Objective Power Management". IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009.
- Colson, C.M., Nehrir, M.H. & Pourmousavi, S.A., 2010.** "Towards Real-time Microgrid Power Management using Computational Intelligence Methods". IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.

- Colson, C.M. & Nehrir, M.H., 2011.** “Agent-based Power Management of Microgrids including Renewable Energy Power Generation”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- Colson, C.M. & Nehrir, M.H., 2013.** “Comprehensive real-time microgrid power management and control with distributed agents”. IEEE Trans. Smart Grid, vol. 4, no. 1, pp. 617–627, 2013.
- Corso, G., Di Dilvestri, M.L., Giuseppe, M., Riva, E. & Zizzo, G., 2010.** “Multi-objective long term optimal dispatch of distributed energy resources in micro-grids”. IEEE UPEC, 2010.
- Cummins Power Generation, 2007.** “Generator set data sheet 10 kW standby DSKAA Diesel EPA”. 4(2), pp.5–8, 2007.
- CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2002.** “Metodología para definir el índice de pérdidas reconocidas en la actividad de distribución”, 2002.
- Cummins Power Generation., 2010.** “Manual de Aplicación-Conjuntos Generadores enfriados con Líquido”, 2010.
- Díaz, C. & Hernández, J., 2011.** “Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica-Estado del Arte”. Revista S&T, 9(18), 53-81. 2011.
- Dimeas, A.L., & Hatziargyriou, N.D., 2005.** “Operation of a multiagent system for microgrid control”. IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 3, pp. 1447–1455, 2005.
- Dimeas, A.L., & Hatziargyriou, N.D., 2007.** “Agent based control of Virtual Power Plants”. IEEE Trans. Power Syst., 2007.
- Duarte, N., Fonseca, C.M. & Fleming, P.J., 2000.** “Accelerating Multi-Objective Control System Design Using a Neuro-Genetic Approach”. Congress on Evolutionary Computation, volume 1, 2000.
- Duarte, S., 2001.** “Optimización multiobjetivo de redes empleando algoritmos evolutivos paralelos”. Facultad de Ciencias y Tecnología, Universidad Católica Nuestra Señora de la Asunción, 2001.
- Ellis, M.W., Von Spakovsky, M.R. & Nelson, D.J., 2001.** “Fuel Cell Systems: Efficient, Flexible Energy Conversion for the 21st Century”. Proceedings of the IEEE, VOL. 89, NO. 12, 2001.
- ESHA, European Small Hydropower Association, 2006.** “Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica”. Intelligent Energy Europe, 2006.
- EPIA, European Photovoltaic Industry Association, 2012.** “Global Market Outlook for Photovoltaic until 2016”. <http://www.epia.org/publications/epiapublications/global-market-outlook-for-photovoltaics-until-2015.html>, 2012.
- EPM, Empresas Públicas de Medellín E.S.P. 2008.** “Experiencia en el Desarrollo de Proyectos de Energía Eólica-Parque Eólico Jepirachi”. Foro de Normalización y Contexto Nacional en Energía Solar y Eólica. ICONTEC – UPME, 2008.
- European Commission. 2006.** “Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future”. European Smart Grids Technology Platform, 2006.
- Farahmand, F., Khandelwal, T., Dai, J.J. & Shokooh, F., 2011.** “An Enterprise Approach to the Interactive Objectives and Constraints of Smart Grids”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- Faria, P., Soares, J., Vale, Z., Morais, H. & Sousa, T., 2013.** “Modified Particle Swarm Optimization Applied to Integrated Demand Response and DG Resources Scheduling”. IEEE Transactions on smart grid, Vol. 4, No. 1, 2013.
- Fenercom, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, 2011.** “Guía de almacenamiento de energía”. Consejería de Economía y Hacienda, 2011.
- Fonseca, C.M. & Fleming, P.J., 1993.** “Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion and Generalization”. Department of Automatic Control and Systems Engineering. The University of Sheffield, 1993.
- Fonseca, C.M. & Fleming, P.J., 1998.** “Multiobjective optimization and multiple constraint handling with evolutionary algorithms - Part I: a unified formulation”. IEEE Transactions on Systems, 1998.

- Fonseca, C.M., 2005.** “Multiobjective Genetic Algorithms with Application to Control Engineering Problems”. Department of Automatic Control and Systems Engineering. The University of Sheffield, 2005.
- Guerrero, J.M., Vásquez, J.C. & Teodororescu, R., 2009.** “Hierarchical Control of Droop-Controlled DC and AC Microgrids – A General Approach Towards Standardization”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009.
- Goldberg, D.E., 1989.** “Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning”. Addison-Wesley, Reading, Massachusetts, 1989.
- Hart, D.G., 2008.** “Using AMI to realize the Smart Grid”. IEEE Power and energy society general meeting-Conversion and delivery of electrical energy in the 21st Century, 2008.
- Hashmi, M., 2011.** "Survey of smart grid concepts worldwide". VTT, Espoo. VTT Working Papers, 2011.
- Haugwitz, S., 2004.** “Modelling of microturbine systems”. Department of Automatic Control, Lund Institute of Technology, 2004.
- Hatziaargyriou, N., Asano, H., Iravani, R. & Marnay, C., 2007.** “Microgrids an Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects”. IEEE power & energy magazine, 2007.
- Hedayatzadeh, R., Hasanizadeh, B., Akbari, R. & Ziarati, K., 2010.** “A multi-objective Artificial Bee Colony for optimizing multiobjective problems”. In Advanced Computer Theory and Engineering (ICACTE), 3rd International Conference on, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- Hiskens, I.A., 2010.** “What’s smart about the Smart Grid?”. Design automation conference (DAC), 47<sup>th</sup> ACM/IEEE. Anaheim, CA. 937–939. New York, NY: ACM, 2010.
- Horn, J., Nafpliotis, N. 1993.** "A niched Pareto genetic algorithm for multiobjective optimization". Evolutionary Computation. IEEE World Congress on Computational Intelligence, 1993.
- Iannini, R., González, J. & Mastrangelo, S., 2008.** “Energía Eólica Teoría y Características de Instalaciones”. Boletín Energético N 13, 2008.
- Jaganmohan, R., Kumar, P., Kumar, S. & Raju, P., 2012.** “Distributed ANNs in a Layered Architecture for Energy Management and Maintenance Scheduling of Renewable Energy HPS Microgrids”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- Kaplan, M., 2009.** “Smart Grid: Modernizing electric power transmission and distribution”. Energy independence and security act of 2007 (EISA). Alexandria, VA: The Capitol Net, 2009.
- Katiraei, F., Hatziaargyriou, R. & Dimeas, A.N., 2008.** “Microgrids Management”. IEEE Power & Energy Magazine, 6 (3) at 54–65, 2008.
- Knowles, J.D. & Corne, D.W., 1999.** “The Pareto Archived Evolution Strategy: A New Baseline Algorithm for Multiobjective Optimization”. Congress on Evolutionary Computation, 1999.
- Koski, T., Koivo, H. & Hasu, V., 2011.** “On the Energy Management in Data Center’s Microgrid”. IEEE GCC Conference and Exhibition (GCC), 2011.
- Kroposki, B., Lasseter, R., Ise, T., Morozumi, S., Papatlianassiou, S. & Hatziaargyriou, N., 2008.** “A Look at Microgrid Technologies and Testing Projects from Around the World: Making Microgrids Work”. IEEE Power & Energy Magazine, 2008.
- Kumar, S. & Suryanarayana, D., 2013.** “Multiagent-Based Distributed-Energy-Resource Management for Intelligent Microgrids”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 60, No. 4, 2013
- Lagunas, J., 2004.** “Sintonización de controladores PID mediante un algoritmo genético multiobjetivo (NSGA-II)”. Centro de investigación y de investigación y de estudios avanzados del instituto politécnico nacional, 2004.
- Lasseter, R., 2002.** “MicroGrids”. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, at 305–308, 2002.

- Logenthiran, T., Srinivasan, D. & Wong, D., 2008.** “Multi-Agent Coordination for DER in MicroGrid”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2008.
- Logenthiran, T., Srinivasan, D., Khambadkone, A.M. & Aung, H.N., 2010.** “Multi-Agent System (MAS) for short-term generation scheduling of a microgrid”. In Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- Logenthiran, T., Srinivasan, D., Khambadkone, A.M. & Aung, H.N., 2012.** “Multiagent system for real-time operation of a microgrid in real-time digital simulator”. IEEE Trans. Smart Grid, vol. 3, no. 2, pp. 925–933, 2012.
- López, D.M., 2013.** “Gestión óptima de la potencia eléctrica en *microgrids*, basada en inteligencia computacional”. Escuela de ingeniería de sistemas y computación, Universidad del Valle, 2013.
- Luna, F., 2008.** “Metaheurísticas avanzadas para problemas reales en redes de telecomunicaciones”. Lenguajes y ciencias de la computación, Universidad de Málaga, 2008.
- Manjili, Y., Rajae, A., Jamshidi, M. & Kelley, B., 2012.** “Fuzzy Control of Electricity Storage Unit for Energy Management of Micro-Grids”. IEEE World Automation Congress (WAC), Mexico, 2012.
- Mao, M., Peng, J., Hatziaargyriou, N. & Chang, L., 2014.** “Multiagent-Based Hybrid Energy Management System for Microgrids”. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014.
- Mets, K., Strobbe, M., Verschueren, T., Roelens, T., De Turck, F. & Develder, C., 2012.** “Distributed Multi-Agent Algorithm for Residential Energy Management in Smart Grids”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- Mezura, E., 2001.** “Uso de la Técnica Multiobjetivo NPGA para el Manejo de Restricciones en Algoritmos Genéticos”, Universidad Veracruzana, 2001.
- Muñoz, Y. & Ospino, A., 2013.** “Selecting the optimal energy mix and sizing of a isolated microgrid”. Revista inge@UAN. ISSN on line: 2346-1446, Vol. 4, No. 7, pp. 59-67, 2013.
- Nagata, T., Nakayama, H. & Sasaki, H., 2002.** “A Multi-Agent Approach to Power System Normal State Operations”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2002.
- Nikkhajoei, H. & Iravani, M.R., 2002.** “Modeling and Analysis of a Micro-Turbine Generation System”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2002.
- NIST, National Institute of Standards and Technology, 2010a.** “NIST Framework and roadmap for Smart Grid interoperability standards”. 2010.
- NIST, National Institute of Standards and Technology, 2010b.** “NIST identifies five foundational Smart Grid standards”. 2010.
- Noroozian, R. & Vahedi, H., 2010.** “Optimal Management of MicroGrid Using Bacterial Foraging Algorithm”. IEEE Proceedings of ICEE, 2010.
- Observatorio Industrial Del Sector de la Electrónica, tecnologías de la información y las telecomunicaciones, 2011.** “*Smart Grids* y la evolución de la red eléctrica”, 82 p, 2011.
- Osyczka, A., 1985.** “Multicriteria optimization for engineering design”. Academic Press Inc, 1985.
- Paciello, J., Martínez, H. & Lezcano, C., 2007.** “Algoritmos de optimización multiobjetivo basados en colonias de hormigas”. Universidad Nacional de Asunción, 2007.
- Pinilla, A., 2008.** “El poder del Viento”. Revista de Ingeniería. Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia. rev.ing. ISSN. 0121-4993. 2008
- Prado, C.R., 2008.** “Diseño de un sistema eléctrico fotovoltaico para una comunidad aislada”. Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2008.

- Qayoom, A., Othman, A.K., Henry, A.R. & Raza, S., 2012.** “Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions”. International Conference in Green and Ubiquitous Technology, 2012.
- Ramos, E., 2010.** “El vehículo eléctrico. Su impacto en las redes del futuro”. 2010.
- REE, Red Eléctrica de España, 2009.** “El sistema Eléctrico Español”, 2009.
- Reynoso, G., Sanchis, J., Blasco, X. & Martínez, M., 2013.** “Algoritmos Evolutivos y su empleo en el ajuste de controladores del tipo PID: Estado Actual y Perspectivas”. Sciverse ScienceDirect, Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial, 2013.
- Sahraei, Y., Rajaei, A., Jamshidi, M. & Kelley, B., 2012.** “Intelligent Decision Making for Energy Management in Microgrids with Air Pollution Reduction Policy”. Department of Electrical and Computer Engineering University of Texas at San Antonio. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- Salerno, J. & Sáenz, A., 2012.** “SMART GRIDS las experiencias internacionales y su aplicabilidad en Argentina”. Observatorio de energía y sostenibilidad, UNT facultad regional del Rosario, 2012.
- Salinas, S., Li, M., & Li, P., 2013.** “Multi-Objective Optimal Energy Consumption Scheduling in Smart Grids”. IEEE Transactions on smart grid, Vol. 4, No. 1.
- Santofimia, M.J., García, X. & López J.C., 2011.** “Técnicas de Inteligencia Artificial aplicadas a la Red Eléctrica Inteligente (*Smart Grid*)”. Novotica, monografía TIC verdes: Tendencias y retos, 2011.
- San Martín, J.I., Zamora, I., Larruskain, M. & Aperribay, V., 2006.** “Technologies of fuel cells in Electrical Microgeneration”. Proceedings of the International Symposium, MEPS, pp.138-143, 2006.
- Schaffer, J.D., 1985.** “Multiple objective optimization with vector evaluated genetic algorithm”. Proceedings of the First International Conference on Genetic Algorithm, 1985.
- Schneider Electric, 2006.** “Parques fotovoltaicos”. Guía de soluciones, 2008.
- Srinivas, N. & Deb, K., 1994.** “Multiobjective Optimization Using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms”. Journal of Evolutionary Computation, vol. 2. No. 3, pp. 221-248, 1994.
- Smith, R., Mesa, O., Dynner, I., Jaramillo, P., Poveda, G., & Valencia, D., 2000.** “Decisiones con Múltiples Objetivos e Incertidumbre”. Segunda Edición Ampliada ed. Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 2000.
- Su, W. & Wang, J., 2012.** “Energy Management Systems in Microgrid Operations”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- Von Lücken, C., 2003.** “Algoritmos evolutivos para optimización multiobjetivo: un estudio comparativo en un ambiente paralelo asíncrono”. Universidad Nacional de Asunción, 2003.
- Wang, X., Guerrero, J.M. & Chen, Z., 2010.** “Control of Grid Interactive AC Microgrids”. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- Yuen, C., Oudalov, A., & Timbus, A., 2011.** “The provision of frequency control reserves from multiple micro-grids”. IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 58, no. 1, pp. 173–183, 2011.
- Zitzler, E. & Thiele, L., 1999.** "Multiobjective Evolutionary Algorithms: A Comparative Case Study and the Strength Pareto Approach". IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol. 3. No. 4, pp. 257-271, 1999.
- Zitzler, E., Laumanns, M., & Thiele, L., 2001.** "SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm". Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich, Switzerland TIK-Report 103, 2001.

# Apéndice A – Técnicas de Optimización Multiobjetivo

## A.1 El concepto de Optimización Multiobjetivo (MO)

*“Una asignación es eficiente, si no existe ninguna otra asignación que permita a todo la población disfrutar al menos del mismo bienestar y que mejore estrictamente el de algunos individuos”.*  
Vilfredo Pareto, 1896.

Los problemas con objetivos múltiples aparecen de forma natural en muchos problemas de optimización y constituyen un área que ha adquirido gran relevancia en el mundo de la investigación científica y en aplicaciones de ingeniería (química, petrolera e industrial en general) (Lagunas 2004); pensando en este tipo de problemas surge el concepto de optimización multiobjetivo, en lo sucesivo MO, (llamado también multicriterio o vectorial) que puede definirse como (Osyczka 1985):

El problema de encontrar un vector de variables de decisión que satisfagan un cierto conjunto de restricciones y optimice un conjunto de funciones objetivo. Estas funciones forman una descripción matemática de los criterios de desempeño que suelen estar en conflicto unos con otros y que se suelen medir en unidades diferentes. Por tanto, el término “optimización” se refiere a la búsqueda de una solución tal que contenga valores aceptables para todas las funciones objetivo (Coello 2005). Ya no se busca una solución óptima, sino un conjunto de soluciones posibles, de calidad equivalente.

En términos matemáticos, el problema de MO, puede establecerse de la siguiente manera (Abbass et al. 2001):

- La optimización con objetivos múltiples, consiste en encontrar un vector de variables de decisión  $\vec{x}^* = (x_1^*, \dots, x_n^*)^T$ , que satisfaga las  $m$  restricciones de desigualdad.

$$g_i(\vec{x}^*) \leq 0 \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (\text{A. 1})$$

- Las  $p$  restricciones de igualdad:

$$h_i(\vec{x}^*) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, p \quad (\text{A. 2})$$

- Y optimice la función vectorial:

$$\min/\max \vec{f}(\vec{x}^*) = [\vec{f}_1(\vec{x}^*), \vec{f}_2(\vec{x}^*), \dots, \vec{f}_k(\vec{x}^*)]^T \quad (\text{A. 3})$$

Donde:  $\vec{x}^* \in \Omega$  (El espacio de soluciones factibles).

Habiendo más de una función objetivo a optimizar, cambia la noción de óptimo, pues es muy raro que un vector  $\vec{x}$  optimice simultáneamente todos los objetivos de  $\vec{f}(\vec{x})$ . En vez de esto, se intenta encontrar un conjunto de soluciones que sean buenos compromisos entre los diversos objetivos  $f_i(\vec{x})$  más que una solución óptima.

A continuación se amplían los principales conceptos concernientes a los problemas de MO (Lagunas 2004):

- Variables de decisión: Son cantidades numéricas cuyos valores representan soluciones en un problema de optimización. Estas soluciones deben satisfacer las restricciones del problema específico para ser soluciones válidas. El vector  $\vec{x}^*$  contiene  $n$  variables de decisión.
- Restricciones: En la mayoría de los problemas de MO se presentan restricciones. Éstas pueden aparecer como consecuencia de las características del ambiente o entorno de investigación (limitaciones físicas, restricciones de tiempo, etc.) Las restricciones se pueden considerar como duras o débiles (Luna 2008). Una restricción es dura cuando ha de satisfacerse para que una solución dada sea aceptable. Por el contrario, una restricción débil es aquella que se puede relajar de alguna forma para aceptar una solución.
- Funciones objetivo: son designadas como,  $f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), \dots, f_k(\vec{x})$ , donde  $k$  es el número de funciones objetivo en el problema de MO que está siendo resuelto. Las funciones objetivos forman un vector de funciones  $\vec{f}(\vec{x})$ .

El conjunto de las  $n$ -tuplas de números reales es denotado por  $R^n$ , llamado espacio  $n$ -Euclidiano. Los dos espacios Euclidianos que se manejan en los problemas de MO son: El espacio  $n$ -dimensional de las variables de decisión, en donde cada eje corresponde a un componente del vector  $\vec{x}$ ; y el espacio  $k$ -dimensional de las funciones objetivo, en el cual cada eje corresponde a un componente del vector  $\vec{f}(\vec{x})$ .

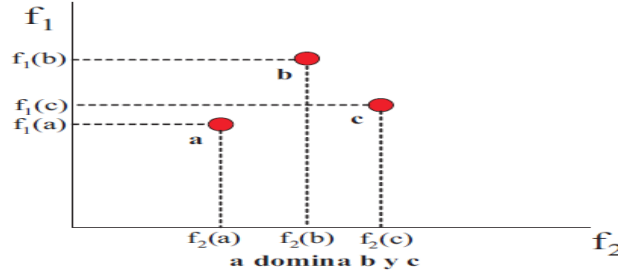
### A.1.1 Definiciones

Dado que el objetivo final es encontrar la mejor solución o un conjunto de soluciones óptimas, bajo esta premisa aparece el concepto de óptimo de Pareto, el cual puede ser entendido mediante las siguientes definiciones (Coello 2005; Paciello et, Al 2007):

**Definición 1: Óptimo de Pareto:** Un vector de variables de decisión  $\vec{x}^* = (x_1^*, \dots, x_n^*) \in \Omega$ , es un óptimo de Pareto si no existe otro  $\vec{x} = (x_1, \dots, x_n) \in \Omega$  tal que  $f_i(\vec{x}) \leq f_i(\vec{x}^*)$ ,  $\forall i \in [1, \dots, k]$  y  $f_j(\vec{x}) < f_j(\vec{x}^*)$  para al menos una  $j$ . En palabras, esta definición dice que  $\vec{x}^*$  es un óptimo de Pareto si no existe ningún vector de variables de decisión  $\vec{x} \in \Omega$  que mejore algún criterio sin causar simultáneamente un empeoramiento en al menos otro criterio

**Definición 2: Dominancia de Pareto:** Sean dos soluciones  $\vec{x}^* = (x_1^*, \dots, x_n^*)$ ,  $\vec{x} = (x_1, \dots, x_n) \in \Omega$ . Se dice que  $\vec{x}^*$  domina a  $\vec{x}$  (denotado como  $\vec{x}^* < \vec{x}$ ) si es mejor o igual que  $\vec{x}$  en cada uno de los objetivos y estrictamente mejor en al menos un objetivo. Como ejemplo, en un contexto de minimización  $\vec{x}^* < \vec{x}$  si y solo si:

$$f_i(\vec{x}^*) \leq f_i(\vec{x}) \forall i \in [1, 2, \dots, k] \wedge \exists j \in [1, 2, \dots, k] | f_j(\vec{x}^*) < f_j(\vec{x}) \quad (\text{A.4})$$



**Figura A.1.** Concepto de dominancia. Tomado de (Coello 2005).

La Figura A.1 incluye dos conjuntos de soluciones para un problema multiobjetivo con dos funciones  $f_1$  y  $f_2$ , que han de ser minimizadas. Siendo ambos objetivos igual de importantes, no resulta trivial distinguir qué solución es mejor que otra. Se puede utilizar la definición anterior para esto. En la figura, se puede decir que a es mejor que b puesto que  $f_1(a) < f_1(b)$  y  $f_2(a) < f_2(b)$ , es decir, es mejor en ambos objetivos y, por tanto, se dice que a domina a b ( $a < b$ ). Lo mismo ocurre si se compara a y c. Comparando ahora las soluciones b y c entre ellas, se puede observar que c es mejor que b en  $f_1$ , pero b es mejor que c para  $f_2$ . Según la definición 2, no se puede decir que b domina a c ni que c domina a b, es decir, no se puede concluir que una solución es mejor que la otra.

**Definición 3: No Dominancia Débil:** Un punto  $\vec{x}^* \in \Omega$  es una solución débilmente no dominada si no hay un punto  $\vec{x} \in \Omega$  tal que  $f_i(\vec{x}) < f_i(\vec{x}^*)$ ,  $\forall i \in [1, \dots, k]$ .

**Definición 4: No Dominancia Fuerte:** Un punto  $\vec{x}^* \in \Omega$  es una solución fuertemente no dominada si no hay un punto  $\vec{x} \in \Omega$  tal que  $f_i(\vec{x}) \leq f_i(\vec{x}^*)$ ,  $\forall i \in [1, \dots, k]$  y para al menos un valor  $i$ ,  $f_i(\vec{x}) < f_i(\vec{x}^*)$ .

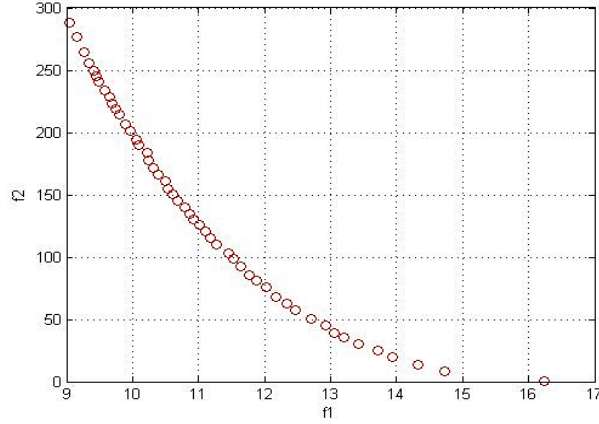
**Definición 5: Soluciones no comparables:** Dados  $\vec{x}^*, \vec{x} \in \Omega$ , si  $\vec{x}^* < \vec{x}$  ni  $\vec{x} < \vec{x}^*$ , se dice que son soluciones no comparables, lo que se denota como  $\vec{x}^* \sim \vec{x}$ .

**Definición 6: Conjunto Pareto:** El conjunto de todas las soluciones  $\vec{x}^*$  no dominadas en  $\Omega$  se denomina Conjunto Pareto, lo que se denota como  $P^*$ :

$$P^* := \{ \vec{x}^* \in \Omega | \neg \exists \vec{x} \in \Omega f_i(\vec{x}) \leq f_i(\vec{x}^*) \} \quad (\text{A.5})$$

**Definición 7: Frente de Pareto:** La imagen del Conjunto Pareto a través del vector de funciones  $\vec{f}$  se denomina Frente Pareto, denotado por  $FP$ .

$$FP := \{\vec{f} = (f_1(\vec{x}), \dots, f_k(\vec{x})) \mid \vec{x} \in P^*\} \quad (A.6)$$



**Figura A.2.** Ejemplo de un frente de Pareto (FP).

El procedimiento normal para generar el frente de Pareto es calcular todos los puntos factibles  $\vec{x}^* \in \Omega$  y obtener sus valores correspondientes  $f(\vec{x}^*)$ . Cuando se cuenta con un número suficiente de estos puntos, es posible determinar los no dominados de entre ellos.

**Definición 9:** *Convexidad:* un conjunto convexo es una colección de puntos, en donde, si se toman dos puntos del conjunto de manera arbitraria  $x_1$  y  $x_2$ , y se unen mediante una línea, entonces la línea que los une pertenece también al conjunto.

Cuando se aborda la resolución de un problema MO, la principal meta de todo algoritmo de optimización, que utiliza los conceptos descritos anteriormente, es encontrar su frente de Pareto (o lo que es lo mismo, su conjunto óptimo de Pareto). No obstante, la presencia de múltiples soluciones Pareto-óptimas hace que sea difícil elegir una solución sobre otra sin información adicional sobre el problema, ya que todas estas soluciones son igualmente importantes. Para esto es necesario un proceso de toma de decisiones en cual se decide qué tipo de compromisos son más convenientes desde la perspectiva del tomador de decisiones.

## A.2 MO y el Papel del Tomador de Decisiones (*Decision Maker, DM*)

El concepto de óptimo de Pareto es sólo un primer paso hacia la solución de un problema de optimización multiobjetivo. Debido a que en un problema real usualmente solo se necesita implementar una solución, es necesario un proceso de toma de decisiones mediante valoraciones subjetivas, en este proceso debe intervenir un decisor o un grupo de ellos que escoja una entre un conjunto de alternativas eficientes posibles. La elección de una solución adecuada de todas las alternativas no sólo depende del problema, por lo general, también depende de los criterios de preferencias personales de un agente de decisión, el tomador de

decisiones (DM). Por lo tanto se pueden distinguir dos etapas cuando se aborda este tipo de problemas, por un lado la optimización de varias funciones objetivo involucradas y por otro el proceso de toma de decisiones sobre qué solución de compromiso es la más adecuada (Fonseca 1995).

El DM siempre cuenta con una estructura de preferencias donde representa qué tan importante es para él un objetivo con relación al resto. Esta estructura siempre influye a la hora de tomar una decisión, ya que el decisor finalmente selecciona la alternativa, entre todas las posibles, que produzca las consecuencias con mayor preferencia para él (Fonseca & Fleming 1993). La estructura de preferencias del decisor implica un grado de dificultad, puesto que una decisión afecta simultáneamente diversos atributos que posiblemente compiten entre sí, lo que lleva a que si la decisión tomada pueda satisfacer plenamente la preferencia del decisor en un atributo dado, muy seguramente no lo estará cumpliendo para otro atributo (Smith et al. 2000). Esto hace que para el decisor sea importante que la técnica utilizada para resolver su problema de decisión contenga de una u otra forma la representación de sus preferencias.

En la teoría de decisión con objetivos múltiples, se consideran los siguientes conceptos (Lagunas 2004):

- Atributos: los aspectos, propiedades o características distintivas de las alternativas disponibles. Son los valores del tomador de decisiones que corresponden con la realidad y son medidos con independencia de sus deseos.
- Criterios: suele denotar aspectos cuantificables con alguna métrica, dimensiones o escalas contra las que pueden medirse las alternativas disponibles. Son los atributos, objetivos o metas que se consideran relevantes en el problema decisional.
- Niveles de aspiración: es el nivel aceptable de logro para un atributo.

A continuación se revisarán brevemente algunas técnicas tradicionales analíticas, para la resolución de problemas de MO. Primero se mencionará una clasificación de estos enfoques, de acuerdo con la forma en la optimización y la forma como esté interesado el DM en involucrar sus preferencias, si antes, durante o después del proceso de optimización. Tres amplias clases de métodos de optimización multiobjetivo pueden ser identificadas (Hwang & Masud 1979; Fonseca 1995), los métodos a-priori, progresivos y a-posteriori.

### **A.3 Técnicas A-Priori**

Las técnicas clasificadas bajo éste enfoque requieren que el decisor represente sus preferencias antes de iniciar el proceso de búsqueda de la solución. El hecho de tener que definir las preferencias antes de iniciar el proceso, hace que para el decisor sea un poco difícil ya que desconoce el comportamiento del problema (Fonseca 1995). A continuación se hace

una breve descripción de los métodos más conocidos que están enmarcados dentro de este tipo de técnicas.

### ➤ Método de programación de metas

Este es uno de los primeros métodos usados para la resolución de problemas de optimización multiobjetivo, fue propuesto por (Charnes & Cooper 1961), como un enfoque para usarse en modelos lineales. En este método el diseñador tiene que asignar metas que desee alcanzar por cada uno de los objetivos. Estos valores se agregan al problema como restricciones adicionales. En su forma más simple este enfoque puede ser formulado según A.7:

$$\min \sum_{i=1}^k |f_i(\vec{x}) - T_i|, \text{ sujeto a } \vec{x} \in \Omega. \quad (\text{A. 7})$$

Donde  $T_i$  representa la meta propuesta por el diseñador para la  $i$ -ésima función objetivo  $f_i(\vec{x})$ .

### ➤ Método lexicográfico

En este método, se ordenan las funciones objetivo de acuerdo a su importancia en el problema, quedando en primer lugar la más importante. El método evalúa la primera función objetivo sujeta a las restricciones originales. El valor que se obtiene como consecuencia de la minimización de la primera función objetivo se convierte en una restricción más cuando se evalúa la segunda función y este procedimiento se continúa aplicando hasta evaluar la última. Este método se presenta a continuación:

$$\min_{\vec{x} \in \Omega} f_1(\vec{x}) = \alpha_1 \quad (\text{A. 8})$$

$$\min_{\vec{x} \in \Omega} \{f_2(\vec{x}) | f_1(\vec{x}) \leq \alpha_1\} = \alpha_2 \quad (\text{A. 9})$$

$$\dots$$

$$\min_{\vec{x} \in \Omega} \{f_n(\vec{x}) | f_1(\vec{x}) \leq \alpha_1, \dots, f_{n-1}(\vec{x}) \leq \alpha_{n-1}\} \quad (\text{A. 10})$$

La formulación del problema puede escribirse como:

$$\min_{\vec{x} \in \Omega} f_n(\vec{x}) \quad (\text{A. 11})$$

$$\text{Sujeto a } \min_{\vec{x} \in \Omega} f_k(\vec{x}) \leq \alpha_k \quad k = 1, 2, \dots, n-1. \quad (\text{A. 12})$$

## A.4 Técnicas Progresivas

Cuando en el proceso de optimización se integran la búsqueda de soluciones y la toma de decisiones. En cada paso, la información de preferencia parcial se suministra al optimizador por el tomador de decisiones, que, a su vez, genera mejores alternativas de acuerdo con la

información recibida (Fonseca 1995). A continuación se hace una breve descripción de uno de los métodos más conocidos, enmarcado dentro de este tipo de técnicas:

### ➤ Método del paso (STEP)

La idea básica es converger hacia la mejor solución en el sentido *min-max*, en no más de  $k$  pasos, donde  $k$  es el número de objetivos. Esta técnica es útil, principalmente para resolver problemas lineales. Inicia de un punto ideal y se desarrolla en seis etapas, como planteara (Cohon 1978):

1. Se construye una tabla de soluciones (si es solución única, deberá ser estrictamente no dominada), por medio de la optimización de cada función objetivo de manera separada.
2. Se calcula, por cada función objetivo:

$$\alpha_i = \frac{M(i) - m(i)}{M(i)} \left[ \sum_{j=1}^J c(i, j) \right]^2 \quad (\text{A.13})$$

Dónde:  $M(i) = \max f_i(\vec{x})$ ,  $m(i) = \min f_i(\vec{x})$  y  $c(i, j)$  = coeficiente de costo del  $i$ -ésimo objetivo lineal. Se hace el índice de iteración igual a cero ( $k = 0$ ).

3. se calcula  $\Pi(i) = \frac{\alpha(i)}{\sum \alpha(i)}$  y se resuelve el problema *min-max*. La solución es llamada  $\vec{x}(k)$
4. Se presenta la solución al DM, quien procede a tomar las siguientes decisiones:
  - a) Si la solución es satisfactoria, se detiene el algoritmo
  - b) Si la solución no es satisfactoria y  $k < p - 1$ , ir al paso 5
  - c) Si la solución no es satisfactoria y  $k > p - 1$ , entonces se detiene. Esto quiere decir que se requiere un procedimiento diferente, o al menos una redefinición del problema.
5. El DM selecciona un objetivo satisfecho para la solución y determina la cantidad en la cual ésta puede ser decrementada con el fin de incrementar los otros objetivos. Si esto no se puede hacer, entonces se requiere otro enfoque.
6. Se define una nueva restricción que disminuya las pretensiones del objetivo seleccionado en el paso 5. Se hace  $\alpha(i) = 0$  para ese objetivo, se incrementa  $k$  por uno y se va al paso 3.

## A.5 Técnicas A-Posteriori

Este grupo de técnicas no requieren que el decisor exprese sus preferencias antes, ni durante del algoritmo, ellas se limitan a hallar la frontera de Pareto o soluciones no dominadas modificando algunos de sus parámetros (Fonseca 1995). Cada metodología se plantea con el fin de hallar todo el frente de Pareto modificando algunos de sus parámetros sin necesidad de expresar sus preferencias, y sólo hasta el final, el decisor podría escoger con cuál de las soluciones halladas se sentiría más satisfecho de acuerdo a sus prioridades, por tanto esto implicaría que antes de tomar una decisión, cada algoritmo se debe correr tantas veces sea

posible como puntos de la frontera se desee encontrar. A continuación se hace una breve descripción de los métodos más conocidos que están enmarcados dentro de este tipo de técnicas (Cohon & Marks 1975; Lagunas 2004):

### ➤ **Combinación lineal de pesos**

En este método se plantea un problema de optimización multiobjetivo como un problema de optimización global (un solo objetivo), tomando una función objetivo como la suma de las funciones objetivo (ponderadas por un parámetro  $w_i$ ). Lo anterior se puede formular mediante la siguiente expresión:

$$\min \sum_{i=1}^k w_i f_i(\vec{x}), \text{ sujeto a } \vec{x} \in \Omega. \quad (\text{A. 14})$$

Donde  $w_i \geq 0$  para todo  $i$  y es estrictamente positivo para al menos un objetivo. Se puede notar que variando los valores de  $w_i$  se obtienen diferentes soluciones del conjunto de óptimos de Pareto.

### ➤ **Método de la Restricción ( $\epsilon$ )**

El método de la restricción ( $\epsilon$ ), reduce un problema multiobjetivo a uno global, minimizando alguna de las funciones objetivo y manejando como restricciones el resto de las otras. Este problema se puede formular como se muestra a continuación:

$$\min_{\vec{x} \in \Omega} f_l(\vec{x}) \quad (\text{A. 15})$$

$$\text{Sujeto a } f_j(\vec{x}) \leq \epsilon_j \text{ para todo } j = 1, 2, \dots, k. j \neq l$$

Cada una de las técnicas descritas anteriormente presenta ciertas ventajas e inconvenientes que las hacen más adecuadas para determinados escenarios concretos. No obstante, en las dos primeras clases la búsqueda está muy influenciada por el DM que determina la importancia de un objetivo sobre otro y que puede limitar arbitrariamente el espacio de búsqueda, impidiendo una resolución óptima del problema. En las técnicas a posteriori, por el contrario, se realiza una exploración lo más amplia posible para generar tantas soluciones de compromiso como sea posible. Todos los métodos anteriores han sido utilizados por distintos autores en combinación con los algoritmos evolutivos multiobjetivo (MOEA), que se han mostrado como una herramienta muy adecuada para resolver los problemas de MO.

## **A.6 Algoritmos Evolutivos de Optimización Multiobjetivo (*Multi-Objective Optimization Evolutionary Algorithm, MOEA*)**

Los algoritmos evolutivos (*Evolutionary Algorithm, EA*), en lo sucesivo AE, se emplean para englobar aquellos métodos de búsqueda y optimización heurística que basan su funcionamiento o bien en las leyes de selección natural<sup>1</sup> o que son inspirados en el comportamiento de ciertas especies. Los primeros emplean un esquema en el que los individuos más aptos en una población tienen la mayor probabilidad de sobrevivir en el proceso de evolución. Los segundos, tratan de emular el comportamiento de algunos organismos para conducir el proceso de búsqueda en el espacio de decisión (Reynoso et al. 2013).

Uno de los temas centrales de las ciencias de la computación es cómo lograr encontrar soluciones para cualquier problema, a partir de una descripción de alto nivel del mismo. Esto es, cómo construir sistemas dotados de un comportamiento inteligente que sean capaces de resolver problemas al descubrir por sí mismos, eficaz y eficientemente, soluciones óptimas para una amplia gama de problemas posibles. Entonces, es deseable la utilización de métodos que además de precisar poco conocimiento a priori, sean capaces de generar por sí mismos información que permita orientar su búsqueda a fin de comportarse de forma eficiente en espacios de búsqueda complejos y de alta dimensionalidad (von Lücken 2003).

El interés tanto práctico como teórico en los AE como herramienta para tratar problemas multiobjetivo, ha originado los MOEA. En la actualidad, la optimización evolutiva multiobjetivo es un área de investigación muy importante tanto para científicos como para ingenieros, dado que la mayor parte de los problemas consideran por naturaleza objetivos múltiples (von Lücken, 2003).

En los MOEA las posibles soluciones del problema son modeladas como individuos de una población. El medio donde se desenvuelven estos individuos es representado por las funciones objetivo; y las restricciones al problema indican qué tan apto es el individuo para sobrevivir en ese medio. En cada iteración<sup>2</sup> se aplican algunos operadores de variación a los elementos de la población con el fin de generar nuevas soluciones las cuales son preservadas o descartadas de acuerdo a un mecanismo de selección. El procedimiento de selección se basa en la aptitud (*fitness*) de los individuos. Cada individuo posee un nivel de adaptación al medio, que depende de la calidad de la solución que representa. Los individuos que tienen ventaja sobre otros, por ligera que sea, tendrán mayor capacidad de sobrevivencia y generación de descendencia. De esta manera, luego del curso de varias generaciones, la población habrá evolucionado hacia individuos que tienen un nivel de aptitud elevado, es decir, representan buenas soluciones al problema propuesto.

---

<sup>1</sup> Leyes enunciadas por Charles Darwin.

<sup>2</sup> Llamadas generaciones en el contexto de los MOEA.

Los problemas en los que se obtienen múltiples soluciones de forma que ninguna de ellas se pueda probar ser mejor que otras suelen tratarse mediante técnicas multiobjetivo específicas, destacando de sobremanera las conocidas como técnicas de optimización basadas en frentes de Pareto. Así pues, dichas metaheurísticas multiobjetivo buscan encontrar el conjunto de soluciones óptimas de Pareto o un conjunto representativo de este, de forma que el usuario pueda realizar consideraciones de más alto nivel para elegir una o varias de ellas.

Los MOEA poseen múltiples características entre las que se resaltan (Coello et al. 2008; Abbass et al. 2001; Coello 2005; Duarte 2001): el manejo de problemas con espacios de búsqueda de gran dimensión, son capaces de aproximar el frente de Pareto en una sola ejecución, operan sobre un conjunto de posibles soluciones (población) lo que ayuda a que la búsqueda no se quede atascada en óptimos locales, no requieren conocimiento previo sobre el problema a resolverse, pueden combinarse con otras técnicas de búsqueda para mejorar su desempeño, son conceptualmente fáciles de implementar y usarse, son menos susceptibles a algunas características de la frontera de Pareto como concavidad, convexidad y discontinuidad. En cuanto a su aplicabilidad, tienen un campo bastante amplio ya que son capaces de resolver problemas para los cuales no se les conoce solución (von Lücken 2003).

Los propósitos que debe lograr de manera simultánea un MOEA son: lograr buenas aproximaciones al frente de Pareto, mantener la diversidad de las soluciones<sup>3</sup> y tener buenos valores de eficiencia computacional (Abbas et al. 2001). El mecanismo evolutivo de los MOEA permite lograr el primer propósito, mientras que para preservar la diversidad se han propuesto diferentes estrategias para conseguir este propósito, destacando entre otros los métodos de nichos (*niching methods*), métodos de repartición de aptitud (*fitness sharing*), métodos de densidad (*crowding*), métodos de borrado (*clearing*), etc.

La primera implementación de lo que se denomina MOEA fue hecha a mediados de 1980, con la aparición de VEGA, posteriormente surgen los primeros algoritmos que utilizan el concepto de dominancia de Pareto en el proceso de optimización. Algunos ejemplos corresponden a MOGA, NSGA y NPGA. Estos algoritmos, pertenecientes a la primera generación de MOEAs, fueron aplicados a una amplia gama de problemas multiobjetivo, donde demostraron un mejor desempeño que el de los enfoques no basados en Pareto (von Lücken 2003). La introducción de la noción de elitismo dentro del proceso de búsqueda dio paso a la segunda generación de MOEAs. El elitismo normalmente es implementado a través de una población externa<sup>4</sup>, en la que se van almacenando los individuos no dominados encontrados a lo largo de la búsqueda. Sin embargo el elitismo también es posible de implementar mediante el uso de selección, en la que los padres compiten contra los hijos y aquellos no dominados se retienen para la siguiente generación. Algunos algoritmos correspondientes a la segunda generación son: SPEA, SPEA2, NSGA II, PESA, PESA II, entre otros.

---

<sup>3</sup> No converger a una solución única o a una sección acotada del frente.

<sup>4</sup> También conocida como población secundaria.

En las siguientes secciones se hace una breve revisión de algunos de los algoritmos más conocidos, empleados en la optimización evolutiva multiobjetivo, además de los utilizados en el presente trabajo para la realización de un estudio experimental basado en la operación óptima de una *microgrid*.

### **A.6.1 Algoritmo Genético para el Vector Evaluado (*Vector Evaluated Genetic Algorithm, VEGA*)**

VEGA surge como el primer intento real por extender un algoritmo evolutivo a problemas multiobjetivo (Coello 2005), además es el primer AE que no utiliza funciones de agregación para resolver este tipo de problemas (von Lücken 2003). Desarrollado por David Schaffer en su tesis doctoral (Schaffer 1985).

En cada generación VEGA considera una población de  $N$  individuos con  $k$  objetivos, a partir de estos valores se divide la población en tantas subpoblaciones como objetivos existan, de esta manera,  $k$  subpoblaciones de tamaño  $N/k$  son creadas. En la etapa de selección, cada individuo es seleccionado de acuerdo a su valor de adaptación para el objetivo relevante en su subpoblación. Por ejemplo, en la subpoblación 1 se eligen a los mejores individuos con respecto a la primera función objetivo, de la misma manera se eligen a los demás individuos de las otras subpoblaciones. Una vez terminado el proceso de selección se aplican los operadores genéticos (cruce y mutación), intentando que individuos que sean no dominados de manera local (en un objetivo) se recombinen con otros que tengan las mismas características pero con otro objetivo y de esta manera, obtener soluciones no dominadas a nivel global y conformar el frente de Pareto correspondiente. Si bien se tienen en cuenta las distintas funciones a optimizar, el mecanismo de búsqueda es unidimensional.

Schaffer advirtió un problema que en genética se conoce como especiación, y que consiste en que ciertas especies con características específicas evolucionan en direcciones distintas. Este problema se origina porque los individuos se especializan en optimizar cada función objetivo  $f_1, \dots, f_m$  por separado. Un individuo que tenga buenos valores de compromiso pero que no optimiza en particular ninguna de las funciones objetivo no sobrevive a la selección, puesto que no son las mejores en ninguno de los objetivos del problema, sino solo moderadamente buenas en todos. La especiación es un problema indeseable, pues es contraria al objetivo de encontrar una solución de compromiso entre todos los objetivos (Coello 2005).

A pesar de que VEGA tuvo algún éxito, especialmente para la resolución de problemas en aprendizaje de máquinas (von Lücken 2003), el método propuesto resultó ineficiente para explorar espacios de objetivos no convexos comportándose bien sólo en una dimensión (Coello 2005), por lo tanto el algoritmo puede obtener buenos resultados solo en problemas donde no existe un conflicto entre los objetivos y donde utilizan funciones sencillas con una sola variable. Éste método fue criticado por el investigador David Golberg en (Golberg 1989), quien a partir de ésta crítica propone el uso de categorías no dominadas para mover la

población hacia la frontera de Pareto, es decir, encontrar soluciones que dominen el resto de la población.

### A.6.2 Algoritmo Genético Multiobjetivo (*Multi-Objective Genetic Algorithm, MOGA*)

En 1993 Fonseca y Fleming (Fonseca & Fleming 1993) propusieron el llamado algoritmo genético multiobjetivo (MOGA). Este algoritmo fue propuesto como una variación de la jerarquización de Pareto definida por Goldberg (Golberg 1989), en donde se utiliza la noción de dominancia para la evaluación del desempeño de los individuos basándose en el cálculo de rangos. En esta técnica la jerarquía de un individuo se determina en función del número de cromosomas por los cuales es dominado en la población actual, para esto es necesario un método de clasificación (*ranking*). Considerando, por ejemplo, un individuo  $x_i$  en la generación actual  $t$ , el cual es dominado por  $p_i^{(t)}$  individuos de la población en la generación  $t$ , su posición en la jerarquía, vendría dada por la expresión (Fonseca & Fleming 1993):

$$rank(x_i, t) = 1 + p_i^{(t)} \quad (A.16)$$

A todos los individuos no dominados de la población se les asigna un rango igual a 1. Por otro lado, los individuos dominados tendrán una clasificación mayor a 1, esto debido a que son penalizados de acuerdo a la cantidad de individuos por los cuales son dominados. Es claro que el conjunto de óptimos de Pareto de la población tienen rango igual a uno. Una vez calculado el rango de todos los individuos de la población, a partir de esta información a cada individuo se le asigna un valor de adaptación (*fitness*), de la siguiente manera:

- Se ordena la población de acuerdo a la jerarquía (*rank*) de cada individuo.
- Se asigna la aptitud a los individuos interpolando entre el mejor ( $rank=1$ ) y el peor ( $rank \leq N$ , donde  $N$  es el tamaño de la población), de acuerdo a alguna función (usualmente lineal).
- Finalmente se promedian las aptitudes de los individuos de la misma jerarquía, de manera que todos ellos sean seleccionados con la misma probabilidad. Este procedimiento mantiene constante la aptitud global de la población a la vez que mantiene una presión de selección adecuada.

MOGA usa un método de formación de nichos para evitar la convergencia prematura y distribuir uniformemente las soluciones sobre el frente de Pareto. El espacio donde se mide la distancia ( $\sigma_{share}$ ) de dos individuos es el espacio de las funciones objetivo en lugar del de las variables de decisión, lo que significa que dos vectores diferentes con los mismos valores para sus funciones objetivo no pueden existir simultáneamente en la población usando esta técnica.

Las principales ventajas de MOGA son su eficiencia y su relativa facilidad de implementación. Entre sus desventajas se encuentra que su rendimiento depende en gran

medida de una selección adecuada del factor de compartición ( $\sigma_{share}$ ). Otro problema con la técnica es que no pueden existir al mismo tiempo dos vectores diferentes con los mismos valores para las funciones objetivo a pesar de estos problemas este algoritmo fue el MOEA más popular y normalmente superaba a todos sus competidores contemporáneos (Coello 2005). Algunos esfuerzos por extender MOGA lo han fusionado con redes neuronales (Duarte et al. 2000) y le han agregado elitismo (Ducheyne 2001).

### **A.6.3 Algoritmo Genético de Ordenación No Dominada (*Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm, NSGA*)**

Con posterioridad a MOGA, Srinivas y Deb (Srinivas & Deb 1994), propusieron el algoritmo genético de ordenación no dominada (NSGA). Al igual que MOGA, difiere del algoritmo genético simple sólo en la manera en que realiza el proceso de selección (von Lücken 2003), específicamente en la manera de asignar el valor de adaptabilidad. Sin embargo, el NSGA utiliza un procedimiento de clasificación que, a diferencia del utilizado en MOGA, no considera el número de elementos que dominan a un individuo para clasificarlo, sino su nivel de dominancia. Esto es, el NSGA utiliza en forma directa la idea de realizar un procedimiento de búsqueda de óptimos para optimización multiobjetivo utilizando varias capas de clasificación de los individuos basándose en su no dominancia

Antes de efectuar el proceso de selección, NSGA utiliza varios niveles de clasificación de los individuos, esta clasificación se genera bajo un criterio de no dominancia conformado por los siguientes pasos (Srinivas & Deb 1994):

- Se identifican todos aquellos cromosomas que son no dominados por el resto de la población, estos constituyen el primer frente no dominado. Para ello, inicialmente, se marcan todos los elementos de la población como no dominados. Una vez que todos los individuos se comparan con respecto a la dominancia, los individuos no marcados son los no dominados con respecto a la población.
- Todos los individuos no dominados se clasifican en una misma categoría donde se les asigna un valor de aptitud temporal proporcional al tamaño de la población. Este valor de adaptación asignado a cada elemento del frente identificado, es un valor de adaptación ficticio que provee a todos los individuos del primer frente de un igual potencial reproductivo.
- Con el fin de mantener la diversidad en la población, se modifica el valor de adaptación asignado a cada individuo del primer frente, dividiendo este valor por una cantidad proporcional al número de individuos existente en sus proximidades.
- Determinado el primer frente de individuos no dominados y finalizado el procedimiento de compartición de aptitud (*fitness sharing*), este grupo de individuos clasificados son ignorados temporalmente y con el resto de la población se evalúa otra capa de individuos no dominados
- A cada uno de los individuos del segundo frente de no dominados se les asigna una misma aptitud, que será menor que el valor mínimo de las aptitudes del primer frente.

- Se modifican las aptitudes de los individuos del segundo frente de no dominados en la misma forma que se hizo con los del primero.
- Este proceso se repite hasta tener asignadas las aptitudes de todos los individuos de la población, es decir hasta que todos los frentes hayan sido identificados

Finalizado el proceso de asignación del valor de adaptabilidad, la población es sometida a una selección proporcional estocástica y a los demás operadores genéticos (cruce y mutación) como es usual. Puesto que los individuos del primer frente tienen valores de adaptación mejores que los de cualquier otro frente (por ser no dominados con respecto a toda la población), estos tienen una mayor probabilidad de ser seleccionados, lo que permite dirigir rápidamente la búsqueda hacia regiones no dominadas del espacio de soluciones. Cabe mencionar que a diferencia de MOGA, NSGA divide la aptitud de los individuos en el dominio de las variables de decisión del problema con el objeto de preservar la diversidad genética de la población y permitir la coexistencia de soluciones equivalentes.

Entre las principales ventajas de NSGA se encuentra su eficiencia gracias a que objetivos múltiples se reducen a un valor temporal de aptitud (Mezura 2001), además presenta una rápida convergencia de la población hacia regiones no dominadas y el procedimiento para compartir aptitud (*fitness sharing*) ayuda a distribuir las soluciones encontradas a lo largo de todo el ámbito de búsqueda (Duarte 2001). Sin embargo en la práctica el desempeño de NSGA resultó ser inferior en comparación con otros algoritmos de primera generación (MOGA y NPGA), esto debido a su alto costo computacional a la calidad de los frentes de Pareto que produce y a una sensibilidad mayor al factor de repartición de aptitud  $\sigma_{share}$  (Coello 2001).

#### **A.6.4 Algoritmo Genético Basado en Nichos y Optimización de Pareto (*Niched Pareto Genetic Algorithm, NPGA*)**

Casi simultáneamente a NSGA, Horn y Nafpliotis propusieron un algoritmo genético basado en nichos y optimización de Pareto (NPGA) (Horn & Nafpliotis 1993). Este algoritmo utiliza un esquema de selección basado en los conceptos de dominancia de Pareto y de nicho, en lugar de la ordenación de no dominados y el ranking de los individuos como en NSGA y MOGA.

En NPGA, en vez de limitar la comparación entre dos individuos como el en torneo binario tradicional, se seleccionan de forma aleatoria un número específico de individuos, que forman el conjunto de comparación (típicamente 10 % de la población) para cada proceso de selección. Luego se eligen dos individuos de la población también de forma aleatoria y se comparan contra cada uno de los miembros del conjunto de comparación con relación a la dominancia de Pareto respecto a las funciones objetivo. Si uno de los dos individuos es no dominado por el conjunto en comparación y el otro dominado, entonces gana el torneo aquel que sea no dominado. En caso de empate es decir si los dos dominan o son dominados por el algún individuo del conjunto, entonces se escoge el ganador según la vecindad (o nicho) en

que se encuentre, en este procedimiento se calcula el número de individuos que se encuentren a una cierta distancia ( $\sigma_{share}$ ) del individuo candidato, gana el torneo aquel candidato que tenga el menor número de individuos en su nicho, si el empate persiste, se elige uno de estos individuos de forma aleatoria. NPGA utiliza una asignación de aptitud en el dominio de los valores de las funciones objetivo, pero además (Horn & Nafpliotis 1993) sugieren el uso de una métrica en la que se combina el dominio de las variables de decisión y el de las funciones objetivo, que ellos denominaron asignación de aptitud anidada.

Puesto que NPGA no clasifica a toda la población, sino solo a un subconjunto de ella en cada iteración, su ejecución resulta muy rápida (Mezura 2001), además produce buenos frentes de Pareto que suelen mantenerse durante un gran número de generaciones (Coello 2001). El inconveniente de esta técnica es que además de requerir un factor de *sharing*, requiere otro parámetro, el tamaño del torneo el cual se debe ajustar cuidadosamente, ya que de él depende en gran medida su desempeño (Mezura 2001). Entre los algoritmos evolutivos de primera generación, normalmente NPGA presentaba un mejor desempeño que NSGA, pero no mejor que MOGA (Coello 2005).

#### **A.6.5 Algoritmo Evolutivo de Fuerza de Pareto (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm, SPEA*)**

SPEA es presentado por Zitzler y Thiele en (Zitzler & Thiele 1999), este algoritmo se incluye dentro de los MOEAs de segunda generación, los cuales se destacan por el uso del elitismo. SPEA fue concebido como un método que integraba lo mejor de los algoritmos evolutivos existentes en aquel entonces (Coello 2001), utiliza dos poblaciones, incorporando el concepto de elitismo a través del almacenamiento de las soluciones no dominadas en una población externa, además la asignación de aptitud se realiza utilizando un procedimiento basado en el concepto de fuerza (*Strength*) que tiene un rol similar al *ranking* en MOGA.

Este algoritmo inicialmente crea una población de tamaño  $N$  y un archivo externo de soluciones no dominadas vacío. En cada generación, las soluciones no dominadas se copian al archivo externo y se eliminan las que pasan a ser dominadas; a cada individuo de este archivo se le determina un valor de fuerza (*strength value*), el cual es proporcional al número de soluciones que el individuo domina.

La aptitud de cada individuo en la población se calcula de acuerdo al valor de fuerza de todos los individuos del archivo externo que este domina, siendo irrelevante el hecho de que un miembro de la población domine a otro. Esto significa que en el caso de que el archivo sólo contenga un individuo, todos los miembros de la población tienen el mismo valor de aptitud. La forma como se plantea la aptitud busca que sean preferidos los individuos no dominados y que menos individuos tengan a su alrededor. Finalizado el procedimiento de asignación del valor de adaptabilidad, se procede a la selección de los individuos. La selección se realiza por medio de torneos binarios, escogiendo los candidatos para ser padres, a los individuos

del archivo externo y los de la población. Con estos padres se crean los descendientes luego de aplicar los operadores de cruce y mutación.

Utiliza un método de *clustering* para reducir el número de soluciones no dominadas almacenadas en el conjunto externo, sin destruir las características del frente de Pareto delineado hasta el momento. Para proveer diversidad genética, este algoritmo incluye una técnica llamada método del enlace promedio (*average linkage method*)<sup>5</sup>, que se basa en penalizar a las soluciones vecinas más cercanas a las que se está evaluando.

SPEA resultó ser un algoritmo muy influyente ya que, además de incluir los aspectos detallados anteriormente, mejoraba el rendimiento de los utilizados hasta la época, en gran medida gracias a que era el único método que hacía uso explícito del concepto de elitismo (von Lücken 2003). Aunque también presentaba una serie de debilidades, principalmente en la asignación de aptitud, la estimación de densidad y el truncamiento del archivo; estas fueron dadas a conocer por sus propios autores en (Zitzler et al. 2001).

#### **A.6.6 Algoritmo Evolutivo de Fuerza de Pareto 2 (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm, SPEA2*)**

Poco tiempo después de la presentación de SPEA, Eckart Zitzler y otros investigadores propusieron una versión mejorada de este algoritmo al que llamaron SPEA2 (Zitzler et al. 2001), este surgió con el objetivo de superar las limitaciones que se dieron a conocer de SPEA y de los demás algoritmos propuestos en aquel entonces. SPEA2 introduce una nueva técnica para la estimación de la densidad y un método para truncar el archivo externo que almacena las soluciones no dominadas.

Presenta tres principales diferencias con respecto a su antecesor el SPEA: Utiliza una estrategia de grano fino para asignar la aptitud (*fine-grained fitness*), que tiene en cuenta, para cada individuo  $x_i$ , el número de soluciones que este domina y el número por las que es dominado. Otro componente de la aptitud es la medida de densidad, para la cual los autores presentan una adaptación del método del vecino más cercano, este valor de densidad permite que la búsqueda sea guiada de manera más eficiente. Finalmente usa un esquema de truncamiento del archivo (*enhanced archive truncation*) que garantiza la preservación de las soluciones en la frontera.

En cada iteración del algoritmo se copian todos los individuos no dominados, tanto de la población como del archivo externo de la generación anterior, al archivo externo de la generación actual, una forma de identificarlos es seleccionando aquellos individuos que tenga valor de aptitud menor que uno. Para el SPEA2 el tamaño del archivo externo siempre es constante en el tiempo, por tanto, en el caso en que la cantidad de individuos no dominados no sumen el tamaño del archivo, se debe completar este con los mejores individuos

---

<sup>5</sup> Presenta como ventaja, que no requiere ningún parámetro de distancia ( $\sigma_{share}$ ).

dominados, es decir, con los que tengan menor valor de aptitud. Si el número hallado de no dominados es mayor entonces se debe remover los individuos necesarios, hasta tener una cantidad igual al tamaño del archivo. La forma como se escoge el individuo a remover es hallando el que tenga la distancia mínima a otros individuos, en el caso de que existan varios individuos con la misma distancia mínima, se escoge quien tenga la segunda menor distancia mínima. La selección de los padres se hace por torneo binario participando solamente los individuos del archivo externo.

Con las mejoras propuestas para este algoritmo, efectivamente logra valores mucho mejores que el SPEA (Coello 2005), lo que lo ha llevado a contar con una gran popularidad al ser preferido junto con NSGA II para la optimización de problemas reales.

#### **A.6.7 Algoritmo Genético de Ordenación No Dominada II (Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II, NSGA II)**

El algoritmo genético de ordenación no dominada II (NSGA II), fue propuesto en el año 2002 por (Deb et al. 2002). Surgió como una versión mejorada del algoritmo NSGA, de quién heredó su estructura principal, pero incluyendo características distintivas con el objetivo de resolver las limitaciones de NSGA. En primer lugar, el NSGA II, incorpora la noción de elitismo, es decir retiene las mejores soluciones generadas durante la búsqueda, otra característica importante del algoritmo es que no requiere ningún parámetro ajustable (ejemplo:  $\sigma_{share}$ ) para mantener la diversidad, para esto los autores proponen un nuevo operador de comparación (*crowding*). Por ultimo NSGA II mejora el proceso de ordenamiento de las soluciones no dominadas, utilizando un procedimiento rápido de clasificación por no dominancia (*fast non-dominated sorting procedure*).

En cada generación la población se organiza en fronteras de no dominancia, siendo la primera frontera los individuos que no son dominados dentro de la población. Para organizar el resto de individuos, se olvida de los que han sido ya clasificados y se evalúa el resto organizándolos en una nueva frontera. La asignación de aptitud de cada individuo depende de la frontera a la que pertenece, asignando como valor de aptitud 1 a los que pertenecen a la primera frontera, 2 a la segunda, y así a todos los individuos.

Este algoritmo le da prioridad para reproducirse a los individuos que tengan menor valor de aptitud. La selección de los padres se realiza por torneo binario y por medio de los operadores de cruce y mutación se crean los descendientes. La población de descendientes se junta con la de los padres conformando una población de tamaño  $2N$ . Esta población debe ser reducida de acuerdo a la clasificación de fronteras no dominadas, tal que se obtenga la nueva población de tamaño  $N$ . Esta última población será la que se use para la selección, cruce y mutación en la siguiente generación.

Para preservar la diversidad de la población NSGA II, hace uso del operador de *crowding*, para esto utiliza una métrica para estimar la densidad de cada individuo. Se debe tener en

cuenta que este mismo operador es utilizado en la selección de padres, es decir, en el caso en que los candidatos en el torneo estén empatados por su valor de aptitud, entonces se escoge quien tenga un mayor valor en la métrica de la estimación de la densidad.

El NSGA II además de contar con el uso de elitismo es mucho más eficiente (computacionalmente hablando) que el NSGA (Coello 2005), aparte es uno de los algoritmos que al parecer en la práctica ha mostrado buenos resultados. Aunque según lo expuesto en (Zitzler et al. 2001), tiende a tener problemas exploratorios, sobre todo conforme se incrementa el número de funciones objetivo y además también parece tener un desempeño más pobre cuando se usa representación binaria.

#### **A.6.8 Algoritmo de Selección Basado en Pareto (*Pareto-Envelope Based Selection Algorithm, PESA*)**

El algoritmo de selección basado en Pareto (PESA), fue propuesto por David Corne y otros investigadores en (Corne et al. 2000). PESA combina aspectos de PAES y SPEA, uno de ellos es la utilización de un archivo externo, donde se almacena las mejores soluciones encontradas en cada generación, otra característica que adopta de PAES es la utilización de una malla adaptativa (o hiper-malla) con el fin de mantener la diversidad de toda la población.

PESA utiliza una pequeña población interna y una población externa más grande (o población secundaria). Persiguiendo que las soluciones se distribuyan uniformemente sobre toda la frontera de Pareto, el algoritmo emplea una división de la hiper-malla o malla adaptativa (Knowles & Corne 1999) a nivel fenotípico (sobre el espacio de las funciones objetivo). El mecanismo de selección se basa en una medida de agrupamiento (*crowding*) sobre la malla adaptativa, con esta medida se decide que soluciones ingresan al archivo externo, el cual se encarga de mantener las soluciones no dominadas encontradas a los largo del proceso.

#### **A.6.9 Algoritmo de Selección Basado en Pareto II (*Pareto-Envelope Based Selection Algorithm, PESA II*)**

Poco tiempo después de la presentación de PESA, sus autores proponen algunas mejoras de este algoritmo en una nueva versión que llamaron PESA II (Corne et al. 2001). Esta mejora incluía, entre otros aspectos, una adaptación de la estrategia de selección basada en la malla adaptativa, conocida como estrategia basada en región (*region-based strategy*). En dicha estrategia, la unidad mínima de selección es la hiper-rejilla la cual contiene más de un individuo, es decir la selección está basada en regiones y no en individuos. El procedimiento consiste en seleccionar una región de la hiper-malla, posteriormente seleccionar un individuo perteneciente a esta región haciendo uso de alguno de los procedimientos de selección existentes. Lo que buscaban los autores con esta estrategia de selección era reducir el alto costo computacional, que presentaba el algoritmo antecesor PESA (Coello 2005).

#### **A.6.10 La Estrategia de Evolución con Archivo de Pareto (*The Pareto Archived Evolution Strategy, PAES*)**

La estrategia de evolución con archivo de Pareto (PAES), presentada en (Knowles & Corne 1999) es una técnica de búsqueda que ofrece, entre otras, las siguientes características básicas: utiliza selección basada en dominancia de Pareto (*ranking*), devuelve un número limitado de soluciones no dominadas, utiliza un archivo externo para almacenar las soluciones no dominadas, además utiliza una malla adaptativa (híper-malla) para distribuir los individuos de manera uniforme sobre la frontera de Pareto.

En este método se elige de manera aleatoria una solución, llamada padre, este es mutado para obtener un solo descendiente<sup>6</sup>. Luego, ambas soluciones son comparadas por dominancia. Si el padre domina al descendiente, una nueva solución mutada es creada. Por otro lado, si el descendiente domina al padre, el descendiente se convierte en el padre de la próxima generación y una copia de este es guardada en el archivo externo. En el caso de que ambos sean no dominados, el descendiente es comparado con los individuos del archivo y si no es dominado con respecto a éstos, una malla adaptativa se encarga de elegir a los individuos que salen del archivo.

Para mantener la diversidad PAES utiliza un método de vecindad que divide el espacio de objetivos en una forma recursiva. Cada solución es ubicada en una cierta parte de la híper-malla, la cual está basada en los valores de los objetivos (que son usados como sus coordenadas). También se mantiene un registro en donde se indica cuántas soluciones hay en cada rejilla.

Conceptualmente hablando, es el método más simple posible (Coello 2005), aunque en la práctica puede presentar varios conflictos, en particular, se destaca el hecho de que utilizar una sola solución durante el proceso de búsqueda resulta insuficiente para encontrar un conjunto extenso de soluciones no dominadas cuando el tamaño del problema es elevado (Lagunas 2004).

---

<sup>6</sup> En PAES no existe el operador de cruce.

## Apéndice B – Especificación de los Parámetros para la Implementación de los Algoritmos

### B.1 Parámetros del Algoritmo MOGA

En el proceso evolutivo de optimización del algoritmo MOGA, para el modelo de *microgrid* funcionando en modo conectado a la red principal, se establecieron los siguientes parámetros:

| Parámetros                                  | Valor                                               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Tipo Población                              | Vector tipo doble                                   |
| Tamaño de la población                      | 100 cromosomas (*10 números de genes)               |
| Función de creación de la población inicial | Valores aleatorios entre $Pmax_i$ y $Pmin_i$        |
| Selección                                   | Selección por torneos, con el tamaño del torneo = 2 |
| Fracción de cruce                           | 0.9                                                 |
| Fracción de mutación                        | 0.1                                                 |
| Mutación                                    | Por adaptación viable                               |
| Cruce                                       | Punto de cruce simple                               |
| Dirección de Migración                      | Valores globales mínimos                            |
| Función de diversidad                       | Formación de Nichos                                 |
| Criterio de Terminación                     | 400 generaciones                                    |

**Tabla B.1.** Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo MOGA para la *microgrid* en modo conectado.

En el proceso evolutivo de optimización del algoritmo MOGA, para el modelo de *microgrid* funcionando en modo aislado, se establecieron los siguientes parámetros:

| Parámetros                                  | Valor                                               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Tipo Población                              | Vector tipo doble                                   |
| Tamaño de la población                      | 200 cromosomas (*10 números de genes)               |
| Función de creación de la población inicial | Valores aleatorios entre $Pmax_i$ y $Pmin_i$        |
| Selección                                   | Selección por torneos, con el tamaño del torneo = 2 |
| Fracción de cruce                           | 0.9                                                 |
| Fracción de mutación                        | 0.1                                                 |
| Mutación                                    | Por adaptación viable                               |
| Cruce                                       | Punto de cruce simple                               |
| Dirección de Migración                      | Valores globales mínimos                            |
| Función de diversidad                       | Formación de Nichos                                 |
| Criterio de Terminación                     | 400 generaciones                                    |

**Tabla B.2.** Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo MOGA para la *microgrid* en modo aislado.

Los individuos se codifican como vectores reales a los cuales se les aplica el operador de cruce en un solo punto. En la mutación un gen es mutado en el cromosoma con una probabilidad de 0.1. El tamaño del vector de variables de decisión es igual a 10, que corresponde a la cantidad de DER de la *microgrid*.

## B.2 Parámetros del Algoritmo SPEA2

En el proceso evolutivo de optimización del algoritmo SPEA2, para el modelo de *microgrid* funcionando en modo conectado a la red principal, se establecieron los siguientes parámetros:

| Parámetros                                  | Valor                                               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Tipo Población                              | Vector tipo doble                                   |
| Tamaño de la población                      | 50 cromosomas (*10 números de genes)                |
| Tamaño del Archivo externo                  | 50 cromosomas                                       |
| Función de creación de la población inicial | Valores aleatorios entre $Pmax_i$ y $Pmin_i$        |
| Selección                                   | Selección por torneos, con el tamaño del torneo = 2 |
| Fracción de cruce                           | 0.9                                                 |
| Fracción de mutación                        | 0.1                                                 |
| Mutación                                    | Por adaptación viable                               |
| Cruce                                       | Punto de cruce simple                               |
| Dirección de Migración                      | Valores globales mínimos                            |
| Función de diversidad                       | Formación de Nichos                                 |
| Criterio de Terminación                     | 400 generaciones                                    |

**Tabla B.3.** Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo SPEA2 para la *microgrid* en modo conectado.

En el proceso evolutivo de optimización del algoritmo SPEA2 para el modelo de *microgrid* funcionando en modo aislado, se establecieron los siguientes parámetros:

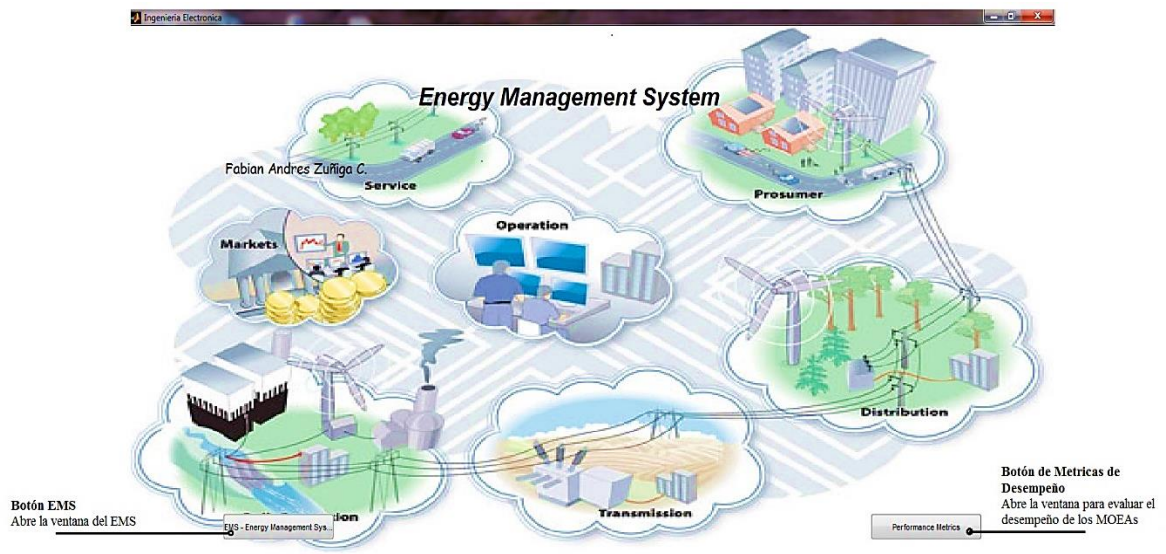
| Parámetros                                  | Valor                                               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Tipo Población                              | Vector tipo doble                                   |
| Tamaño de la población                      | 100 cromosomas (*10 números de genes)               |
| Tamaño del Archivo externo                  | 100 cromosomas                                      |
| Función de creación de la población inicial | Valores aleatorios entre $Pmax_i$ y $Pmin_i$        |
| Selección                                   | Selección por torneos, con el tamaño del torneo = 2 |
| Fracción de cruce                           | 0.9                                                 |
| Fracción de mutación                        | 0.1                                                 |
| Mutación                                    | Por adaptación viable                               |
| Cruce                                       | Punto de cruce simple                               |
| Dirección de Migración                      | Valores globales mínimos                            |
| Función de diversidad                       | Formación de Nichos                                 |
| Criterio de Terminación                     | 300 generaciones                                    |

**Tabla B.4.** Parámetros establecidos para llevar a cabo el proceso de optimización del algoritmo SPEA2 para la *microgrid* en modo aislado.

La recombinación de dos individuos se lleva a cabo por un punto de cruce. En la mutación un gen es mutado en el cromosoma con una probabilidad de 0.1. Los individuos se codifican como vectores reales, a los cuales se les aplica el operador SBX-20 para el cruce y una distribución polinomial para la mutación (Deb & Agrawal 1995).

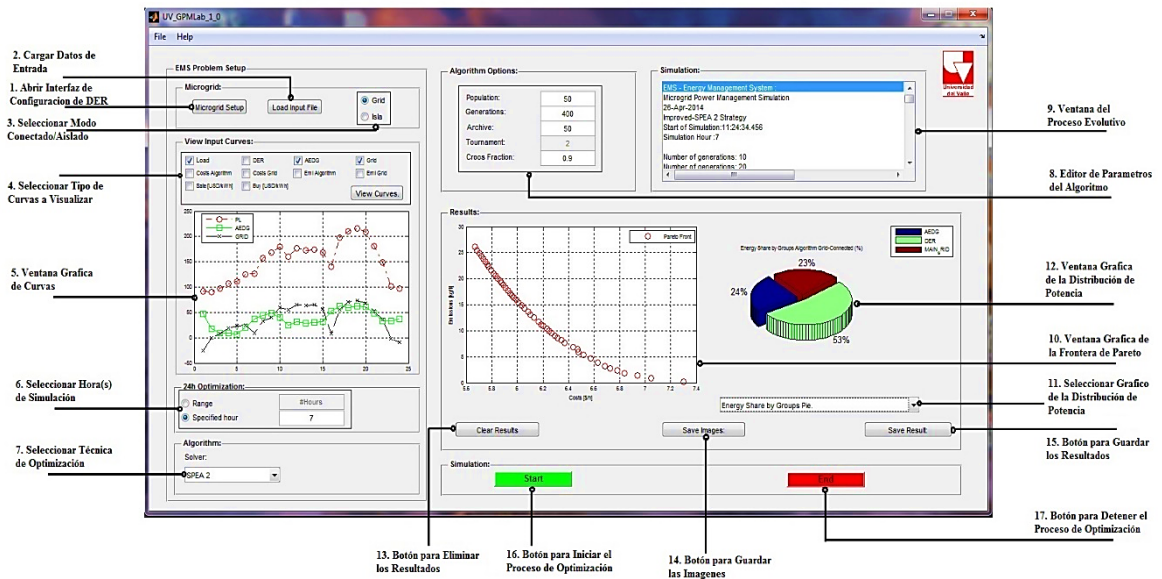
## Apéndice C – Descripción de la Interfaz Gráfica

Con el propósito de desarrollar una herramienta, que permita hacer una pequeña aproximación a nivel “ejecutivo” de un sistema de gestión de potencia (EMS), se desarrolló una aplicación que cuenta con algunas interfaces gráficas, en las que se puede, configurar aspectos básicos de un modelo de *microgrid*, realizar la simulación del proceso de optimización de los algoritmos SPEA2 y MOGA, además de evaluar el desempeño de estos algoritmos por medio de métricas.



**Figura C.1.** Ventana principal del Sistema de Gestión de Potencia (EMS).

En la ventana principal (Figura C.1) se puede observar dos botones, cada uno con una función específica, el botón de la izquierda permite abrir la interfaz gráfica del sistema de gestión de potencia (Figura C.2) y el de la derecha abre la interfaz gráfica para evaluar el desempeño de los algoritmos SPEA2 y MOGA (Figura C.5).

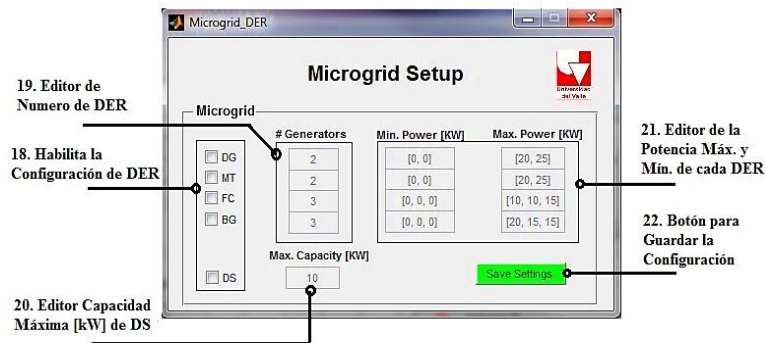


**Figura C.2.** Interfaz gráfica del Sistema de Gestión de Potencia (EMS).

La interfaz gráfica del EMS mostrado en la figura C.2, cuenta con una serie de botones, editores, ventanas gráficas, etc. Cada uno de estos elementos se detalla a continuación:

1. **Abrir Interfaz de Configuración de DER:** abre una interfaz (Figura C.3), que permite realizar configuraciones básicas, como el número de generadores de cada tecnología DER, los rangos de potencia de operación de estas tecnologías, además establecer la capacidad máxima del sistema de almacenamiento DS.
2. **Cargar Datos de Entrada:** permite cargar los datos utilizados en el proceso de optimización, desde una hoja de cálculo de Excel (Figura C.4). Entre los datos utilizados se encuentra la demanda de energía, la potencia disponible en los AEDG, los precios de compra y venta de energía, etc.
3. **Seleccionar Modo Conectado/Aislado:** realiza la selección del modo de funcionamiento de la *microgrid*, el cual puede ser en modo aislado o modo conectado a la red principal.
4. **Seleccionar Tipo de Curvas a Visualizar:** habilita las curvas que se desean visualizar en una ventana gráfica. Entre la curvas se encuentra el perfil de carga, la potencia entregada por los DER, AEDG y la red principal, los costos, las emisiones, los precios de compra y venta.
5. **Ventana Grafica de Curvas:** en esta ventana se puede visualizar las curvas seleccionadas por medio del selector de tipo de curvas (opción 4).
6. **Seleccionar Hora(s) de Simulación:** permite seleccionar una hora específica o un rango de horas (entre 1-24) para realizar la simulación.
7. **Seleccionar Técnica de Optimización:** esta opción despliega una lista con las técnicas MOEA disponibles para realizar la optimización, en este caso se cuenta con el algoritmo MOGA y SPEA2.
8. **Editor de Parámetros del Algoritmo:** al seleccionar el algoritmo de optimización, se habilitan los editores de cada uno de los parámetros del algoritmo seleccionado. Entre los parámetros se encuentra el tamaño de la población, el número de generaciones, la probabilidad de cruce, entre otros.
9. **Ventana del Proceso Evolutivo:** en esta ventana se muestran las diferentes etapas del proceso de optimización. Aquí se puede observar el algoritmo seleccionado, la hora de optimización, el número de generaciones, el punto de operación de los DER, los costos económicos y las emisiones de la solución elegida, etc.
10. **Ventana Grafica de la Frontera de Pareto:** en esta ventana se puede visualizar la evolución que presenta la frontera de Pareto, además de la aproximación final de la misma.

11. **Seleccionar Grafico de la Distribución de Potencia:** esta opción despliega una lista con los diferentes gráficos (barras, pasteles) representativos de la distribución de potencia.
12. **Ventana Grafica de la Distribución de Potencia:** en esta ventana se puede visualizar los gráficos de distribución de potencia, seleccionados por medio del selector de tipo de gráficos (Opción 11).
13. **Botón para Eliminar los Resultados:** permite eliminar todos los resultados obtenidos al final del proceso de optimización, además limpia las diferentes ventanas graficas de la interfaz.
14. **Botón para Guardar las Imágenes:** permite guardar las imágenes mostradas en las ventanas gráficas, esta opción es bastante útil en caso de querer hacer un análisis posterior.
15. **Botón para Guardar los Resultados:** permite guardar los resultados obtenidos al final del proceso de optimización. Los resultados de los puntos de operación de los DER, los costos y emisiones, son guardados en un archivo con formato .txt.
16. **Botón para Iniciar el Proceso de Optimización:** el botón Start inicia el proceso de optimización, pero antes es necesario establecer cada uno de los parámetros de configuración, como la selección del algoritmo, la carga de datos de entrada, la configuración de la microgrid y establecer la hora de optimización, los demás parámetros se pueden modificar o dejar por defecto.
17. **Botón para Detener el Proceso de Optimización:** el botón End finaliza el proceso de optimización y habilita nuevamente el botón Start para volver a iniciar el proceso.



**Figura C.3.** Interfaz de configuración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER), utilizados en el proceso de Optimización.

18. **Habilita la configuración de DER:** esta opción permite habilitar de manera individual cada uno de los editores (Opción 19, 20 y 21) de configuración de los DER.
19. **Editor del Número de DER:** una vez habilitado permite establecer el número de DER (DG, MT, FC y BG). El número total de DER tiene una relación directa con el tamaño del vector de variables de decisión.
20. **Editor Capacidad Máxima [kW] de DS:** este editor permite establecer la capacidad máxima en kW del sistema de almacenamiento.
21. **Editor de la Potencia Máxima y Mínima de cada DER:** permite variar el rango de potencia de operación de cada tecnología DER. Este rango restringe el espacio de búsqueda de las soluciones.
22. **Botón para Guardar la Configuración:** una vez se modifica o se deja por defecto las opciones de configuración, el botón Save Settings permite guardar estos cambios.

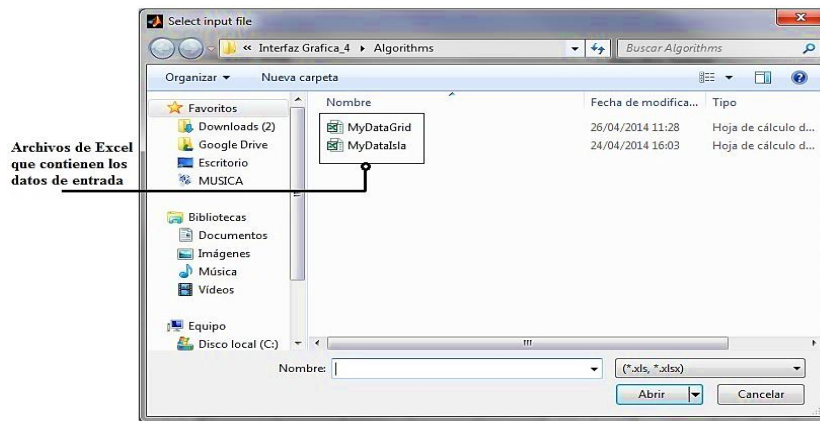


Figura C.4. Carga de los datos de entrada, utilizados en el proceso de Optimización.

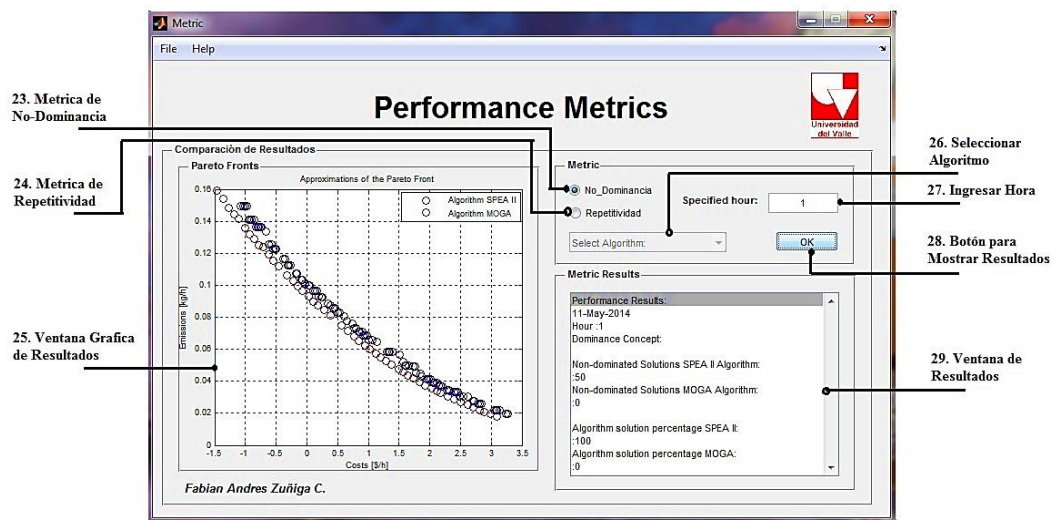


Figura C.5. Interfaz gráfica para evaluar el desempeño de los algoritmos SPEA2 y MOGA.

23. **Métrica de No-Dominancia:** permite comparar las dos técnicas (SPEA2 y MOGA), por medio del concepto de no-dominancia. Aquí se calcula el número y el porcentaje de soluciones no dominadas de cada técnica.
24. **Métrica de Repetitividad:** permite evaluar el desempeño individual de cada técnica, por medio de un análisis de repetitividad. Tomando al menos tres muestras de las soluciones generadas por cada técnica se puede determinar la desviación estándar y el coeficiente de variación de Pearson, lo que da una medida de la diferencia entre muestras.
25. **Ventana Grafica de Resultados:** en esta ventana se muestra gráficamente las diferencias entre las soluciones generadas.
26. **Seleccionar Algoritmo:** una vez seleccionada la métrica de repetitividad (Opción 24), esta opción es habilitada, lo que permite seleccionar el algoritmo que va ser evaluado por medio del análisis de repetitividad.
27. **Ingresar Hora:** en este editor se ingresa la hora (1-24) en la que se va a evaluar el algoritmo.
28. **Botón Para Mostrar Resultados:** una vez seleccionada la métrica y la hora, este botón permite mostrar los resultados en las diferentes ventanas.
29. **Ventana de Resultados:** en esta ventana se muestran los diferentes resultados obtenidos a través de las métricas de desempeño.

## Apéndice D – Banco de Pruebas

### D.1 Hardware

| Componentes          | Características                               | Velocidad/Tamaño instalado |
|----------------------|-----------------------------------------------|----------------------------|
| <b>Procesador</b>    | Cuarta generación Intel(R) Core(TM)i7-4770    | 3.40 GHz                   |
| <b>Memoria RAM</b>   | Memoria DDR3, sin paridad [non ECC] (2 DIMMs) | 8GB a 1600MHz              |
| <b>Memoria cache</b> |                                               | 8MB                        |

**Tabla D.1.** Características técnicas de los componentes hardware del equipo de cómputo utilizado en la implementación.

### D.2 Software

| Sistema operativo/software        | Descripción                               |
|-----------------------------------|-------------------------------------------|
| <b>OS instalado</b>               | Windows® 7 Ultimate, 64-bit, Español      |
| <b>Software de implementación</b> | Matlab® versión 8.1.0.604                 |
| <b>Otro Software utilizado</b>    | Adobe Reader, Paquete de Microsoft Office |

**Tabla D.2.** Características técnicas del software instalado en el equipo de cómputo utilizado en la implementación.