

**DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS
MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS
MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED**

**AUTOR:
Vargas Rondal Orlando Stalin**

**TUTOR:
Tipán Vergara Luis Fernando**

Quito, julio 2021

Orlando Stalin Vargas Rondal

**DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS
MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Orlando Stalin Vargas Rondal (Y'1986-M'03). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Sucre. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en el desarrollo de modelo de optimización para abastecer la demanda eléctrica en múltiples áreas usando el despacho económico de sistemas de energía. ovargasr@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Luis Fernando Tipán Vergara (Y'1982-J'21). Nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. Sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. La mayor parte de su vida profesional la dedico al sector industrial y petrolero. Actualmente está involucrado en las áreas de Energías Alternativas y Eficiencia Energética en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos de GD con Energías alternativas, el iOT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación: *DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED* realizado por Vargas Rondal Orlando Stalin, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., julio de 2021



.....
Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc.

C.C.: 1717329005

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Orlando Stalin Vargas Rondal, con documento de identificación N° 171682976-5, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., julio de 2021



.....
Orlando Stalin Vargas Rondal

C.C.: 171682976-5

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.....	4
2.2 Planificación de operación del sistema eléctrico de potencia	5
2.3 Despacho Económico.....	7
MODELO DE OPTIMIZACIÓN	9
3.1 Consideraciones generales	9
3.2 Formulación matemática.....	10
IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO.....	12
4.1 Parámetros.....	12
4.2 Procedimiento de resolución.....	13
4.3 Casos de estudio.....	14
ANÁLISIS DE RESULTADOS	15
5.1 Caso de análisis para el abastecimiento autónomo	15
5.2 Caso de análisis entre áreas interconectadas.....	18
6 CONCLUSIONES	24
6.1 Trabajos futuros.....	24
REFERENCIAS.....	25
7.1 Matriz de Estado del Arte.....	28
7.2 Resumen de Indicadores.....	32

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despacho económico de áreas múltiples.	3
Figura 2. La demanda en la planificación.	4
Figura 3. Disciplinas en la planificación de operación.	5
Figura 4. Demanda horaria de potencia en MW por cada área.	14
Figura 5. Demanda total horaria de potencia en MW.	15
Figura 6. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda – Área 1.	16
Figura 7. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda – Área 2.	17
Figura 8. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda – Área 3.	17
Figura 9. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda total.	17
Figura 10. Despacho por cada área para el abastecimiento de la demanda total.	18
Figura 11. Costos operativos de cada área al abastecerse de forma autónoma.	18
Figura 12. Despacho horario para el Área 1.	18
Figura 13. Intercambios de flujos con respecto al Área 1.	19
Figura 14. Despacho horario con intercambios de flujos con respecto al Área 1.	19
Figura 15. Despacho horario para el Área 2.	20
Figura 16. Intercambios de flujos con respecto al Área 2.	21
Figura 17. Despacho horario con intercambios de flujos con respecto al Área 2.	21
Figura 18. Despacho horario para el Área 3.	22
Figura 19. Intercambios de flujos con respecto al Área 3.	22
Figura 20. Despacho horario con intercambios de flujos con respecto al Área 3.	23
Figura 21. Comparación del costo operativo.	23
Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	32
Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	33
Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte.	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos técnicos del sistema de generación térmico.....	12
Tabla 2. Datos técnicos del sistema de generación con usa energía renovable.	12
Tabla 3. Asignación del sistema de generación.	13
Tabla 4. Coeficientes de la función de costos para cada generador.....	13
Tabla 5. Límites de capacidad en las áreas.	13
Tabla 6. Algoritmo de resolución.....	14
Tabla 7. Demanda horaria por cada área.....	15
Tabla 8. Despacho de potencia para abastecimiento de la demanda en el Área 1.	16
Tabla 9. Despacho de potencia para abastecimiento de la demanda en el Área 2	16
Tabla 10. Despacho de potencia para abastecimiento de la demanda en el Área 3	17
Tabla 11. Costos operativos– Despacho autónomo	18
Tabla 12. Despacho horario de generación – Área 1	18
Tabla 13. Intercambios de flujos con respecto al Área 1	19
Tabla 14. Despacho horario de generación – Área 2	20
Tabla 15. Intercambios de flujos con respecto al Área 2	20
Tabla 16. Despacho horario de generación – Área 3	21
Tabla 17. Intercambios de flujos con respecto al Área 3	22
Tabla 18. Costos operativos– Despacho áreas múltiples	23
Tabla 19. Comparación de costos operativos.....	23
Tabla 20. Matriz de estado del arte	28

DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED

Resumen

La demanda eléctrica es dinámica en el tiempo aspecto por el cual su abastecimiento debe ser una tarea primordial, razón por la cual el despacho económico (DE) busca determinar la cantidad de energía a ser entregada por todos los generadores de la manera más rentable y que a su vez cumplen una variedad de restricciones físicas y operativas en un sistema de área única. Sin embargo y por generalidad, los generadores se segregan en una serie de áreas de generación interconectadas por líneas de enlace. El despacho económico multi-área (DEM) es una escalada del despacho económico de una sola área.

En este sentido, el presente trabajo desarrolla un modelo de optimización que será resuelto mediante GAMS y determina, través de DEM, el nivel de generación y el intercambio de energía entre áreas para minimizar el costo en todas las regiones al mismo tiempo cumpliendo con las restricciones de equilibrio de energía, restricciones de reserva, restricciones de rampas de subida y bajada de potencia de cada generador y restricciones de capacidad del enlace entre las distintas áreas.

Palabras Clave: Fuentes de energía renovable, Despacho óptima, Economía de generación de energía, Redes de área regional, Despacho de generación de energía y Recursos energéticos.

Abstract

Electricity demand is dynamic in time, aspect for which its supply should be a primary task, which is why the economic dispatch (DE) seeks to determine the amount of energy to be delivered by all generators in the most profitable way and which in turn, they meet a variety of physical and operational constraints in a single area system. However, in general, generators are segregated into a series of generation areas interconnected by link lines. Multi-area economic dispatch (DEM) is an escalation of single-area economic dispatch.

In this sense, the present work develops an optimization model that will be solved through GAMS and determines, through DEM, the level of generation and energy exchange between areas to minimize the cost in all regions while complying with the restriction's energy balance, reserve restrictions, power ramp up and down ramp restrictions for each generator, and link capacity restrictions between the different areas.

Keywords: Renewable energy sources, Optimal scheduling, Power generation economics, regional area networks, Power generation dispatch and Energy resources.

1 Introducción

Las centrales eléctricas que usan combustibles fósiles para la producción de energía descargan a la atmósfera diversos contaminantes, lo cual debe ser contrarrestado, siendo esto uno de los principales objetivos y retos de las empresas eléctricas, permitiendo de esta forma que la entrega de la energía eléctrica sea de forma sostenible, sustentable y segura [1].

De los estudios se han planteado diversas tácticas para reducir la contaminación atmosférica, las cuales tienen en cuenta la instalación de equipos de limpieza de postcombustión, el cambio a combustibles de bajas emisiones, el cambio de los antiguos quemadores de combustible por otros más limpios y el despacho teniendo en cuenta tecnologías más limpias reduciendo las emisiones. Las primeras tres alternativas requieren la introducción de nuevos equipos y / o la modificación de los ofrecidos, lo que conlleva a inversiones significativas, quedando por lo tanto el trabajo de investigar sobre la alternativa asociada al despacho, la inclusión de energías limpias y la optimización de recursos energéticos ubicados en diferentes regiones [2].

Durante la última década a nivel mundial se ha mostrado gran interés a la implementación de generadores que usan recursos de energía renovable, todo esto para garantizar la seguridad en el abastecimiento y brindar a través de este tipo de tecnologías una nueva visión en los sistemas eléctricos enfocada principalmente a la reducción de costos y la minimización en las preocupaciones ambientales globales, para el efecto se toma en cuenta la optimización de los recursos energéticos ubicados en diversas regiones o áreas [2].

Bajo el contexto de lo señalado, se ha involucrado los análisis en el despacho de

los sistemas, siendo el despacho económico un problema de optimización que determina la salida de potencia de diferentes unidades de generación disponibles en el sistema de energía para cumplir con una función objetivo mientras se satisfacen varias restricciones de igualdad y desigualdad [3].

El despacho económico obtiene la combinación óptima de la selección de unidades de generación y además determinan la entrega de potencia en cada hora de cada uno de los generadores seleccionados en una sola área para satisfacer la carga en esa área, pero en realidad, la mayoría de los sistemas eléctricos tienen varias áreas con diferentes patrones de carga y generación [3]. Por lo tanto, el despacho económico de áreas múltiples toma gran relevancia y ha sido introducido para resolver el problema de despacho económico en un entorno de múltiples zonas considerando todas las restricciones de los enlaces y observando patrones de carga y generación diversas para diferentes áreas a ser evaluadas [4].

Como se ha mencionado, el despacho busca la entrega de energía de todos los generadores disponibles de la manera más rentable al mismo tiempo que cumple una variedad de restricciones físicas y operativas en un sistema de área única. Generalmente, los generadores se distribuyen en una serie de áreas de generación interconectadas por líneas de enlace [5], por lo que se hace necesario el poder establecer un modelo que permita considerar estas particularidades y brindar soluciones tanto técnicas como económicas que viabilicen los intercambios de energía entre áreas [6].

Así mismo, la creciente integración de los sistemas de energía eléctrica regionales y nacionales sin duda acelerará el comercio interregional (tanto en energía como en reservas) y aumentará la importancia de coordinar la programación de unidades y la

asignación de reservas entre los mercados eléctricos interconectados en diversas áreas o regiones [7].

Además, la integración a gran escala de la generación renovable en los sistemas eléctricos presenta un desafío importante para los operadores del sistema debido a la naturaleza impredecible y altamente variable de la generación de energía eólica [8]. Por lo tanto, es importante desarrollar modelos de compensación de mercados que aseguren una operación segura y económicamente eficiente de cada sistema regional o nacional y del sistema interconectado en su conjunto a pesar de las incertidumbres [9].

La planificación y operación de un sistema eléctrico con recursos de generación de energía renovable (ER) ha seguido siendo un desafío para los investigadores en los últimos años, principalmente debido a la incertidumbre inherente a los recursos de ER, por lo que

un mecanismo de pronóstico de energía preciso es inmensamente importante para su funcionamiento eficiente. Del mismo modo, mientras se opera en un mercado energético competitivo, los participantes deben conocer las tendencias futuras de los precios de mercado para determinar la viabilidad económica de su planta, aspecto por el cual, las investigaciones se esfuerzan en desarrollar nuevos modelos de despacho de corto plazo y en determinar de esa forma el despacho de energía que vuelve rentable los sistemas eléctricos y la utilización óptima de los recursos en las diferentes áreas de los sistemas [10].

El despacho económico de múltiples áreas (DEMA) es una escalada del despacho económico de una sola región. EL DEMA busca el nivel de generación y el intercambio de energía entre áreas para minimizar el costo en todas las regiones al mismo tiempo cumpliendo con las restricciones de equilibrio de energía,

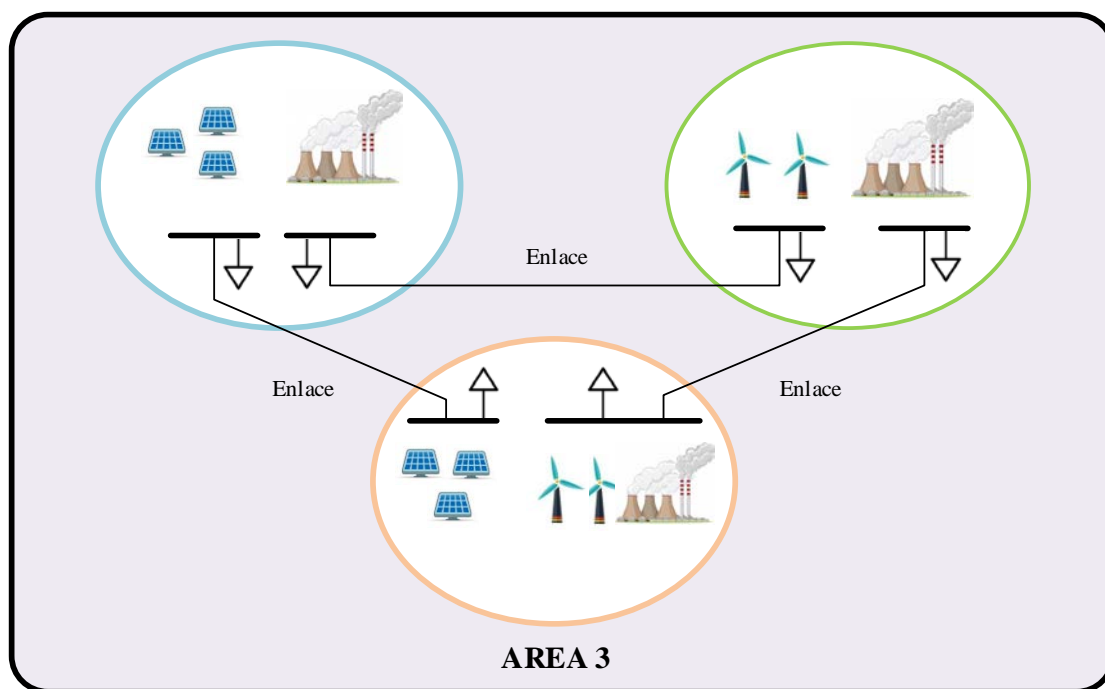


Figura 1. Diagrama de un sistema eléctrico interconectado con tres áreas.

restricciones de límites y restricciones de capacidad de línea de enlace; este proceso se ilustra en la Figura 1.

Según [11], se han considerado enfoques deterministas, heurísticos e híbridos para el despacho económico estático de múltiples áreas (DEMA) formulado en funciones de costo cuadráticas. El método determinista incluye Programación de flujo de Newton restringido no lineal (NLCNFP) [2]. Los métodos heurísticos son Programación evolutiva (EP), Colonia de abejas artificial (ABC), Sistema inmunológico artificial (AIS) y Método secante (SM). En [12], la Optimización Mejorada del Enjambre de Partículas (EPSO) se aplica al DEMA con emisiones, por primera vez.

Los métodos híbridos que se han utilizado para manejar el DEMA son de programación evolutiva EP y Levenberg Marquardt Optimization (LMO) [EP-LMO]. Esto se mejoró posteriormente en [13] utilizando la Evolución Diferencial (DE), Optimización de Enjambre de Partículas (PSO), y PSO con coeficientes de aceleración variables en el tiempo (TVAC) [PSO-TVAC] y estrategia de lógica difusa (FLS) con programación evolutiva (EP) y algoritmos Tabu-Search (TS) (EP-TS) [FLS-EP-TS], todos estos modelos mejoran el proceso matemático y analítico.

La disposición del desarrollo de la investigación es la siguiente: en la Sección 2 contiene el marco teórico orientado a la planificación y despacho económico multiarea; la Sección 3 presenta una descripción del modelo que optimiza los recursos de generación ubicados en diferentes regiones o áreas; la Sección 4 presenta implementación del modelo matemático; la Sección 5 muestra los análisis de resultados; y, finalmente se puntualizan las conclusiones y trabajos futuros.

2 Marco teórico

2.1 Abastecimiento de la demanda de energía eléctrica

Garantizar el abastecimiento de la demanda conlleva a establecer un equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado eléctrico, para esto se requiere de un estudio de planificación que permita conocer escenarios que pronostiquen el en la entrega del suministro de energía. El proceso de planeación se basa en la proyección de la demanda para no producir un déficit de generación y que exista la posibilidad de comercializar los excedentes en la producción para que los costos de inversión sean óptimos en el despacho económico [14].

La demanda crece súbitamente ante la integración de nuevas industrias o usuarios de carga importante por eso es esencial realizar un pronóstico de carga para el plazo correspondiente de estudio lo que permitirá calcular inversiones, tarifas, presupuestos y estudio de pérdidas [15], el abastecimiento de la demanda, como se muestra en la Figura 2, constituye una cadena de estudios que permitirán brindar a los usuarios finales tener un servicio de energía eléctrica confiable, seguro y económicamente favorable [16].

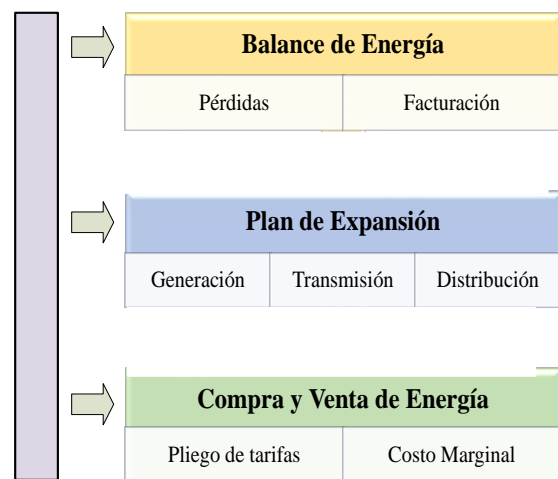


Figura 2. La demanda en la planificación.

2.2 Planificación de operación del sistema eléctrico de potencia

Actualmente en los sistemas interconectados, los operadores con el trabajo conjunto de las distintas disciplinas, que se muestran en la Figura 3, realizan una planificación de operación en base a herramientas de coordinación y optimización para el estudio de redes eléctricas que de forma periódica permiten predecir el comportamiento del sistema y así poder perfeccionar facilitar las labores de planeación y reducir los costos con los que producen [17], [18].

La planificación del sistema en operación se fundamenta en el comportamiento progresivo y dinámico de la demanda de suministro eléctrico y la dependencia directa con la capacidad e infraestructura de las unidades de generación provenientes de las diferentes fuentes de energía, cuya optimización resulta en un suministro de energía seguro, confiable y equilibrado económicamente. Frente a estas condiciones el sistema de energía debe tener la capacidad de cambiar su estructura para satisfacer a la carga [19], y mitigar o controlar riesgos, tales como:

- Disponibilidad de los recursos: combustibles, condiciones climáticas, etc.
- Crecimiento y ubicación de la demanda.
- Tecnología, capacidad y ubicación de las unidades de generación.
- Extensión y capacidad de las líneas de transmisión.
- Evolución de los costos en cada una de las etapas del sistema de potencia.

Debido a los diversos riesgos que se somete el operador del sistema eléctrico, como se mencionó, se plantean medios de optimización para mitigar los efectos sobre los usuarios finales, en función de la

condición de riesgo, las acciones y el plazo de gestión que se describen posteriormente [20].

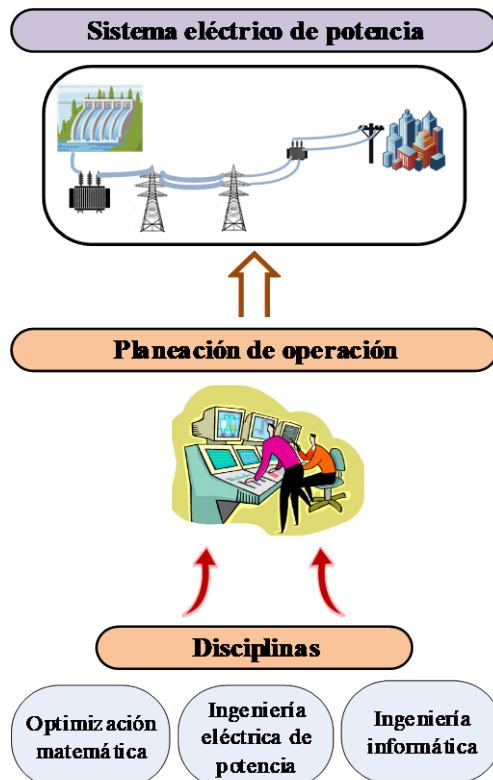


Figura 3. Disciplinas en la planificación de operación.

En conclusión, el sistema de potencia depende de su operador, quien en todo momento decide cómo debe trabajar el sistema para satisfacer a los usuarios finales del suministro, sin fallas ni interrupciones del servicio, salvaguardando la calidad, optimizando costos dentro de términos de seguridad; y la planeación de un sistema eléctrico debe ser flexible frente a las condiciones del sistema y a las fallas por condiciones ajenas al sistema.

2.2.1 Planificación de operación de corto plazo

La planeación es un estudio continuo para establecer modelos pertinentes de optimización matemática que deben tomar en consideración las restricciones del

sistema, considerar los posibles eventos ajenos y las propias limitaciones de operación; este proceso de planificación considera un despacho que se realiza hora a hora en un horizonte que se extiende a un periodo de días y varios casos hasta pocas semanas con el objetivo de abastecer la demanda proyectada en ese mínimo plazo con las unidades de generación que óptimamente ingresen a operar, y a pesar de que el tiempo es corto pueden existir picos imprevistos de demanda por lo que es indispensable también contar con un tanto de reserva de energía, todo este proceso se denomina predespacho [17], [21].

En este plazo de planificación el objetivo del operador es el mismo, despachar óptimamente la generación en función de los escenarios de operación, se determina las unidades que entregan energía al mínimo costo de operación en función de factores como: combustibles fósiles, restricciones de los recursos naturales (embalses, cuencas, radiación, etc.), capacidad de las generadoras y sistema de transmisión [22]. Por lo tanto, el modelo que platee el operador debe analizar todas las posibles restricciones y opciones disponibles para la asignación de generación cumpliendo con una función objetivo para un resultado óptimo; este proceso aporta información adicional relevante de las unidades del sistema para estudios vinculados al mismo, posibilitando tener una retroalimentación constante de las experiencias en la operación, de las restricciones y posibles eventos en los elementos del sistema, realizando un pronóstico de la operación.

2.2.2 Planeación a mediano plazo

De la misma forma este análisis requiere de herramientas computacionales para considerar todas las directrices del sistema interconectado de potencia y articular la

planeación con la de corto plazo, se parte de una planificación de meses hasta pocos años debido a que se incluyen las variaciones importantes de los recursos energéticos de un año a otro, como por ejemplo: si el despacho de una central es excesivo y luego se presenta una época seca, la energía eléctrica no se podrá producir en el periodo consecutivo y se recurrirá al uso de unidades de generación térmica e implicará costos elevados; es por este motivo que en el medio plazo se focaliza principalmente en la optimizar los recursos de energía considerando condiciones de generación y factores ambientales [7]. Para el estudio en mediano plazo se considera los siguientes lineamientos [22]:

- Parámetros e información recopilada de la planificación de largo plazo.
- Pronóstico de la demanda para el periodo de estudio.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Tecnología y recursos disponibles de los generadores.

2.2.3 Planificación de largo plazo

Los estudios de planificación de operación se realizan en su mayoría en el corto plazo en lo que respecta al despacho, sin embargo, la incorporación de nuevas tecnologías (generación distribuida, vehículos eléctricos, sistemas híbridos, etc.) y el crecimiento continuo de la demanda, los estudios se van adaptando a nuevos plazos y se programan nuevas situaciones de despacho; el corto plazo da una respuesta de velocidad baja y altos costos cuando por situaciones desfavorables deben ingresar unidades térmicas, pero cuando la planificación a corto plazo y la acción en tiempo real se basan y se ajustan en el análisis del mediano y largo plazo la respuestas

mejoran. Por lo tanto, la planeación de la red eléctrica de mediano y largo plazo es importante para predecir la participación y el comportamiento de los recursos de las unidades de generación existentes priorizando las formas de energía renovable optimizando recursos, es decir aumentar el consumo de nueva energía y reduciendo los costos de operación del sistema en base al comportamiento de la demanda [24], [25]. Se considera una planeación de horizonte mayor a cinco años como de largo plazo y tiene como enfoque conservar la confiabilidad y seguridad del sistema de potencia, optimizando costos de operación y mantenimiento, a través de este proceso obtener información que le permita al sistema establecer el costo de la energía eléctrica considerando precios de los combustibles y parámetros del sistema [26], [27]. Entonces el enfoque de la planificación de la generación a largo plazo es:

- Abastecer a la demanda pronosticada en función de la capacidad instalada de generación en un largo plazo.
- Analizar todos los costos en el periodo determinado.
- Evaluar el desempeño del sistema frente a la incorporación de nuevas unidades de generación y a la instalada.

Debido a la actual incorporación de unidades de generación de energía renovable a la capacidad ya instalada del sistema para abastecer a la demanda dinámica que crece inesperadamente debido a la súbita incorporación de nuevas cargas, se desarrolla este trabajo de investigación considerando este evento en el periodo más corto de un día, haciendo parte de una planificación de operación de corto plazo y tomando en cuenta que todas las unidades existentes se encuentran geográficamente situadas en distintas áreas.

2.3 Despacho Económico

El despacho económico debe abastecer a la demanda cumpliendo parámetros de operación y minimizando costos, técnicamente el despacho económico de carga debe determinar qué suma de potencia entregará cada unidad de generación de acuerdo a su capacidad en un tiempo determinado, que en este caso es de un solo día. Un despacho aprovecha los parámetros y características de las unidades, desde los costos propios de operación, ubicación geográfica disponibilidad, etc.; como también debe considerar las restricciones como pérdidas, limitaciones técnicas, seguridad del sistema, calidad, restricciones ambientales, límites de cargabilidad de las líneas y demás elementos del sistema [28], [29].

Proporcionar energía eléctrica sin interrupciones al usuario final del sistema de potencia es un desafío día a día para los operadores, por lo que es necesaria la integración de sistemas eléctricos ubicados en distintas áreas (nacionales o regionales) para que por una parte se promueva el mercado eléctrico en energía que produce y la reserva y por otra coordinar a las unidades de generación para asignar sus recursos y reserva óptimamente a su carga e intercambiar energía entre sistemas de diferente área geográfica [30], [31].

La generación y la carga en el despacho económico simbolizan flexibilidad y utilización de generación de energía y la carga la utilización del recurso por medio de un precio o respuesta de la demanda que estimula al mercado integrar la participación de sistemas de energía de áreas, que estratégicamente ayudan al sistema interconectando con regiones [32].

2.3.1 Sistema eléctrico interconectado de múltiples áreas

El crecimiento dinámico de la demanda implica la creciente expansión del sistema

eléctrico de potencia para abastecer el suministro de energía, por este motivo es necesario el aumento de las interconexiones regionales, adicionalmente si se requiere internacionales con unidades de generación existentes o nuevas generadoras acompañadas líneas de conexión e infraestructura necesaria. [13]. La integración de un sistema a gran escala de múltiples áreas significa la necesidad de coordinar un plan de expansión en generación y transmisión para gestionar un intercambio en base a distintas limitaciones descentralizadamente, dirigir al área de distribución y posteriormente directo a la demanda por medio de un despacho coordinado [33]. La coordinación de múltiples áreas de energía requiere de una programación de operación entre los sistemas de energía de la región donde puede a la vez tener derivaciones o subsistemas de la misma región cuya administración es independiente. En un sistema eléctrico interconectado de áreas se considera la creciente incorporación de generación distribuida y energías renovables de forma estocástica donde se requiere de la coordinación programada de los sistemas con los subsistemas de la región para alcanzar niveles adecuados de eficiencia y confiabilidad [34], [35].

Los sistemas interconectados de múltiples áreas consisten en sistemas de diferentes regiones geográficas y administraciones que se clasifican en función de la manera en que operan, y pueden ser de:

a. *Operación cooperativa:* consiste en la participación de los operadores para conseguir un fin común como, por ejemplo, minimizar los costos totales de operación en todas las áreas involucradas, tema que trata el presente artículo basado en la cooperación de áreas múltiples de

sistemas de energía. Este tipo de programación permite el intercambio de energía interregional mejorando óptimamente la economía conjunta.

b. *Operación no cooperativa:* cuando los operadores de los sistemas ubicados en las distintas áreas geográficas emiten disposiciones de forma independiente en función a sus objetivos individuales, el funcionamiento multiarea es un juego que no trabaja en conjunto y debe analizarse por medio de teoría de juegos en base a distintos enfoques.

En base a lo descrito y en función al estudio realizado en [13], se determina que la coordinación de sistemas regionales interconectados requiere de condiciones particulares como disponer de información centralizada sin límite de datos para procedimientos y administración, de esta forma cumplir con funciones como flujos óptimos de potencia, despacho económico, gestión de la reserva de energía, optimización recursos energéticos, planificación regional, etc. [36].

2.3.2 Despacho económico de múltiples áreas en corto plazo

La integración de sistemas interconectados ubicados en distintas regiones permite que los sistemas eléctricos de potencia sean de gran escala, para este modelo de operación es conveniente aplicar un despacho económico dinámico a corto plazo que permite la mejora de la eficiencia y economía, además la seguridad en la operación del sistema de energía; estos beneficios se deben a la participación de los subsistemas en el intercambio de las reservas de capacidad para salvaguardar cada uno de los mismos sistemas en caso de la existencia de alguna falla en los equipos, y permitir además la penetración de las diferentes tecnologías de generación

en el despacho dinámico de áreas interconectadas para cumplir con una misma función objetivo ya sea en optimizar costos, reservas, recursos, etc. [37], [38].

El despacho dinámico de múltiples áreas se enfoca en la incorporación de todas las formas de energía, pero actualmente el crecimiento de la producción de energía renovable debido a su leve impacto ambiental y demás beneficios ha incrementado su aditamento al momento del despacho en las diferentes áreas, así se visualiza en el presente estudio donde este tipo de producción de energía demuestra que es un complemento en las variadas áreas que el respectivo despacho dinámico emplea para optimizar el sistema regional [39], permitir una mayor penetración de la energía más útil y, otro mérito, promover el intercambio de la reserva entre áreas para cubrir la inconsistencia de ciertos sistemas eléctricos y de la demanda [10].

Basado en los requerimientos de la carga en un plazo de días se define los participantes necesarios para cubrir la respuesta de la demanda, es decir determina el despacho horario de potencia de cada sistema de cada área minimizando los costos de operación. Las consideraciones para el desarrollo del modelo realizado en el optimizador GAMS son:

- Curva de carga inelástica.
- No se considera las pérdidas del sistema de transmisión, el modelo engloba los costos de cada área.
- Se plantea funciones de costo de suministro de los mecanismos de generación.
- La actividad o inactividad de las unidades son limitaciones que no están consideradas.
- En el modelo incluye diferentes de energía para visualizar su influencia en los costos

- La información de cada escenario de estudio sirve a los operadores de cada área interconectada para interpretar la relación de participación de cada sistema y su afección sobre los costos.

3 Modelo de optimización

En el siguiente apartado se desarrolla un modelo de optimización que permite realizar determinar el despacho de las unidades de generación tomando en consideración las áreas múltiples para minimizar los costos de operación, cuya resolución del modelo de optimización será ejecutada mediante el software GAMS.

Este modelo permite definir la potencia horaria de las unidades generadoras que se encuentran ubicados en diferentes áreas del sistema eléctrico, considerando las restricciones de la capacidad del vínculo entre las áreas modeladas, permitiendo evaluar el desplazamiento de la generación no económica o ineficiente, y puede ser extrapolado para incluir condiciones adicionales.

3.1 Consideraciones generales

El modelo de optimización, tiene por finalidad lo siguiente:

- Abastecer la demanda eléctrica de cada una de las áreas para múltiples períodos de tiempo.
- Establecer el valor real de la energía horaria entregada por cada generador ubicada en cada área.
- Evaluar de manera técnica y económica los costos de abastecimiento de la demanda considerando las diversas áreas y el despacho de cada tipo de generadores ubicados en cada una de las áreas.

Para el presente estudio se considera un sistema energético dividido en tres áreas,

cada área tiene sus propios generadores y además debe ser abastecida su demanda por un período de 24 horas.

Bajo este contexto, el estudio toma en cuenta diferentes tipos de tecnologías para la producción de energía y el abastecimiento en cada una de las áreas, entre los principales tipos se encuentran generación eólica, fotovoltaica y térmica, adicional, las áreas se encuentran interconectadas, por tanto, el modelo de optimización efectuará el despacho a fin de minimizar los costos operativos globales.

La combinación de los distintos tipos de generadores permitirá el abastecimiento global de la demanda de cada área al mínimo costo y tomando en cuenta las restricciones operativas de cada parque generador y las capacidades máximas de los enlaces de interconexión. En este sentido, el modelo de optimización considera las restricciones operativas impuestas y se adiciona variables del tipo continuo que determinan la potencia horaria de cada generador para el abastecimiento de la demanda bajo condiciones económicas para la demanda.

3.2 Formulación matemática

El modelo matemático considera una optimización dinámica mediante flujos de red, el cual está compuesto por una función objetivo y las restricciones, cuyo detalle se presenta a continuación.

3.2.1 Función objetivo

La función objetivo corresponde a la minimización de costos operativos de los generadores ubicados en las distintas áreas. En tal sentido, la función objetivo corresponde a una función de tipo cuadrático para los generadores térmicos, la cual representa los costos variables de producción, adicional se incorpora en la función objetivo a los costos resultado de la producción de energía de los generadores que usan energía renovable no

convencional, cuya formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$FO = \left[\sum_t^T \sum_{i=1}^I a \cdot P_{(i,t)}^2 + b \cdot P_{(i,t)} + c \right] \quad (1)$$

$$+ \left[\sum_t^T \sum_{w=1}^W P_{(w,t)} \cdot Precio_w \right]$$

$$+ \left[\sum_t^T \sum_{r=1}^R P_{(r,t)} \cdot Precio_r \right]$$

Donde:

t	Hora
T	Período de horas de análisis
i	Generador térmico i
I	Cantidad de generadores térmicos
$P_{(i,t)}$	Potencia del generador i en el período t
a	Coefficiente de forma de la función cuadrática de costos de cada generador i
b	Coefficiente de desplazamiento de la función cuadrática de costos de cada generador i
c	Coefficiente de corte de la función cuadrática de costos de cada generador i
w	Generador eólico w
W	Cantidad de generadores eólicos
r	Generador fotovoltaico r
R	Cantidad de generadores fotovoltaico
$P_{(w,t)}$	Potencia del generador w en el período t
$P_{(r,t)}$	Potencia del generador r en el período t
$Precio_w$	Precio de venta de energía del generador w
$Precio_r$	Precio de venta de energía del generador r

3.2.2 Restricción para toma y entrega de energía

Esta restricción permite que cada generador del tipo térmico pueda ceder o disminuir la energía generada en cada hora, considerando para el efecto las condiciones técnicas propias de la máquina, es decir que estas restricciones evalúan el cambio en la salida de la potencia horaria de un generador en un tiempo relativamente breve, la formulación matemática es la siguiente:

$$P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq RUP_i \quad (2)$$

$$P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq RD_i \quad (3)$$

Donde:

- $P_{(i,t)}$ Potencia del generador i en el período t
- $P_{(i,t-1)}$ Potencia del generador i en el período t-1
- RUP_i Rampa de subida del generador i
- RD_i Rampa de bajada del generador i

3.2.3 Restricción para balance en el abastecimiento de la demanda

Esta restricción permite realizar el balance energético entre la producción de energía de los generadores y la demanda en cada período de tiempo por cada una de las áreas considerando además los flujos de intercambio entre las distintas áreas analizadas, la formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$\sum_{i \in Area(A)} P_{(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{(r,t)} = D_{(t,area)} + F_{(t,area)} \quad (4)$$

Donde:

- $P_{(w,t)}$ Potencia del generador w en el período t
- $P_{(r,t)}$ Potencia del generador r en el período t
- $P_{(i,t)}$ Potencia del generador i en el período t

$D_{(t,area)}$ Demanda de cada área para cada período t

$F_{(t,area)}$ Flujo que es transferido a cada área en cada período t

3.2.4 Restricción para la reserva rodante

La reserva rodante de cada área debe mantenerse a fin de que el sistema de generación pueda soportar las variaciones de la demanda, cuya restricción es descrita a continuación:

$$\sum_{i \in Area(A)} P_{max(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{max(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{max(r,t)} = D_{(t,area)} * (1 + \%Rv_{area}) \quad (5)$$

Donde

- $P_{max(w,t)}$ Potencia máxima del generador w en el período t
- $P_{max(r,t)}$ Potencia máxima del generador r en el período t
- $P_{max(i,t)}$ Potencia máxima del generador i en el período t
- $D_{(t,area)}$ Demanda de cada área para cada período t
- $\%Rv_{area}$ Porcentaje de reserva en cada área

3.2.5 Restricción para límites de potencia de los generadores

Los generadores ubicados en cada área, en función a su constitución física, mantienen restricciones operativas en relación a la potencia a ser entregada, en tal sentido, la siguiente restricción impone que la potencia despachada no supere los límites establecidos de forma constitutiva.

$$Pmin_{(i)} \leq P_{(i,t)} \leq Pmax_{(i)} \quad (6)$$

$$Pmin_{(w)} \leq P_{(w,t)} \leq Pmax_{(w)} \quad (7)$$

$$Pmin_{(r)} \leq P_{(r,t)} \leq Pmax_{(r)} \quad (8)$$

Donde:

$P_{(w,t)}$	Potencia del generador w en el período t
$P_{(r,t)}$	Potencia del generador r en el período t
$P_{(i,t)}$	Potencia del generador i en el período t
$Pmin_{(i)}$	Potencia mínima del generador i
$Pmax_{(i)}$	Potencia máxima del generador i
$Pmin_{(w)}$	Potencia mínima del generador w
$Pmax_{(w)}$	Potencia máxima del generador w
$Pmin_{(r)}$	Potencia mínima del generador r
$Pmax_{(r)}$	Potencia máxima del generador r

3.2.6 Restricción para la capacidad del intercambio de flujo entre áreas

Esta restricción garantiza que el modelo optimización considere los límites de capacidad del enlace, aspecto necesario para efectuar el balance entre áreas.

$$F_{(t,area)} \leq Lim_{max(area)} \quad (9)$$

$$F_{(t,area)} \geq Lim_{min(area)} \quad (10)$$

Donde:

$F_{(t,area)}$	Flujo que es transferido a cada área en cada período t
$Lim_{max(area)}$	Capacidad máxima del enlace entre cada área
$Lim_{min(area)}$	Capacidad mínima del enlace entre cada área

4 Implementación del Modelo Matemático

A fin de validar el modelo de optimización se usará el sistema eléctrico descrito en [40], el cual toma en las áreas a ser abastecidas, la cantidad de generadores a

usar y la demanda en cada área, cuyos datos servirán de insumo para aplicar el modelo propuesto.

4.1 Parámetros

El sistema a usarse se compone en tres distintas áreas, las cuales tienen su propio sistema de generación que abastece la demanda horaria correspondiente. Para plantear el modelo se utilizan los siguientes datos de generación:

Tabla 1. Datos técnicos del sistema de generación térmico.

	Pmin (MW)	Pmax (MW)	RU (MW/h)	RD (MW/h)
g1	20	150	40	40
g2	40	200	80	80
g3	30	300	100	100
g4	30	350	120	120
g5	10	100	30	30
g6	20	250	40	40
g7	40	450	150	150
g8	50	130	50	50
g9	100	340	100	100
g10	40	130	60	60

Donde:

$Pmin$	Potencia mínima
$Pmax$	Potencia máxima
RU	Rampa de subida
RD	Rampa de bajada
g	Generador

Tabla 2. Datos técnicos del sistema de generación con usa energía renovable.

	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Rampas (MW/h)
g11	0	250	Depende del recurso primario
g12	0	350	
g13	0	150	

Los generadores antes descritos están distribuidos en cada área a modelar y cuya asignación y tecnología se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Asignación del sistema de generación.

	Área 1	Área 2	Área 3	Tecnología
g1	X			Térmico
g2	X			Térmico
g3	X			Térmico
g4	X			Térmico
g5		X		Térmico
g6		X		Térmico
g7		X		Térmico
g8			X	Térmico
g9			X	Térmico
g10			X	Térmico
g11	X			Eólico
g12			X	Eólico
g13		X		Fotovoltaico

Por otra parte, es necesario establecer los coeficientes de la función de costos para cada uno de los tipos de generadores, cuyos valores corresponden a los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4. Coeficientes de la función de costos para cada generador.

	a	b	c
g1	0.0056	17.87	601.75
g2	0.0079	21.62	480.29
g3	0.007	23.9	471.6
g4	0.0043	21.6	958.2
g5	0.0095	22.54	692.4
g6	0.009	19.58	455.6
g7	0.0063	21.05	1313.6
g8	0.0048	23.23	639.4
g9	0.0039	20.81	604.97
g10	0.0021	16.51	502.7
g11	0	6.03	0
g12	0	6.03	0
g13	0	5.31	0

Finalmente, como parámetro necesario se establece los límites de transferencia entre áreas, para el sistema a modelar se establecen los siguientes límites:

Tabla 5. Límites de capacidad en las áreas.

	Cap Max (MW)
Límite A1 - A2	100
Límite A2 - A3	500
Límite A1- A3	400

Tomando en cuenta la función objetivo y las restricciones relacionadas, se llega a señalar que el problema de optimización puede ser resuelto mediante la Programación no Lineal que por sus siglas en inglés se lo conoce como NLP, para el efecto se usará el optimizador GAMS (General Algebraic Modeling System).

4.2 Procedimiento de resolución

El problema de optimización a ser resuelto consistirá de forma inicial en un primer proceso de adquisición de datos asociados a las características técnicas y económicas de los generadores, valores de la demanda horaria y capacidad de los enlaces, para proceder posteriormente a la modelación correspondiente tomando en cuenta las restricciones y función objetivo antes descritos. Como se ha citado, se resolverá un problema no lineal, determinando las potencias horarias a ser despachadas por parte de los generadores que se han seleccionado de manera técnica y económica para el abastecimiento de la demanda de cada área, estableciéndose además los importes de energía eléctrica que una cierta área por la entrega de energía de un área que por sus recursos energéticos son factibles. En la Tabla 6 se detalla el algoritmo para que muestra el proceso de resolución del modelo de optimización.

Tabla 6. Algoritmo de resolución.

Algoritmo_MultiAREA	
Paso 1:	Adquisición de datos técnicos de los generadores. $G = [G1, G2, G n]$
Paso 2:	Determinación de la Demanda horaria $D = [Dem1, Dem2, \dots, Dem-24]$
Paso 3:	Adquisición de los coeficientes de la función de costos de cada generador $F_0 = A \cdot X^2 + B \cdot X + C$ Set valores de probabilidad de
Paso 4:	ocurrencia del recurso primario de los generadores con energías renovables. Set Capacidades máximas de
Paso 5:	transferencias interáreas y porcentajes de reserva en las áreas.
Paso 6:	Problema de Optimización Set Condiciones iniciales Set variables continuas $P_{(i,t)}, P_{(w,t)}, P_{(r,t)}$ Función Objetivo $FO = \left[\sum_t^T \sum_{i=1}^I a \cdot P_{(i,t)}^2 + b \cdot P_{(i,t)} + c \right] + \left[\sum_t^T \sum_{w=1}^W P_{(w,t)} \cdot Precio_w \right] + \left[\sum_t^T \sum_{r=1}^R P_{(r,t)} \cdot Precio_r \right]$ Set Restricciones de desigualdad $P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq RUP_i$ $P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq RD_i$ $\sum_{i \in Area(A)} P_{(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{(r,t)} = D_{(t,area)} + F_{(t,area)}$ $\sum_{i \in Area(A)} P_{max(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{max(w,t)} = \sum_{r \in Area(A)} P_{max(r,t)} = D_{(t,area)} * (1 + \%Rv_{area})$ $Pmin_{(i)} \leq P_{(i,t)} \leq Pmax_{(i)}$ $F_{(t,area)} \leq Lim_{max(area)}$ $F_{(t,area)} \geq Lim_{min(area)}$
Paso 7	Análisis de resultados
Paso 8	Fin

4.3 Casos de estudio

Con el fin de poder verificar la utilidad del despacho entre áreas, se simularán dos casos, el primero en el cual las áreas funcionan de forma autónoma, es decir que las áreas no se encuentran interconectadas y que a través de su generación autoabastecen la demanda de cada área, sujetándose a las restricciones respectivas. Mientras que el segundo caso de estudio mostrará la interconexión entre áreas y los beneficios que brinda esta opción.

El proceso de resolución comenzará a través de la adquisición de datos asociados a: i) Características técnicas y económicas de los generadores en cada área; ii) la demanda horaria para un período de 24 horas a ser abastecida en cada área; iii) la probabilidad de ocurrencia del recurso primario para los generadores que usar energía renovable no convencional; y, iv) los parámetros de capacidad máxima de los enlaces de interconexión entre áreas, posteriormente se procede con la resolución del modelo de optimización.

Para los casos de estudio propuestos se mantendrá la demanda horaria de cada área, la cual corresponde a los valores que se muestran en la Tabla 7, del cual se obtiene la Figura 4:

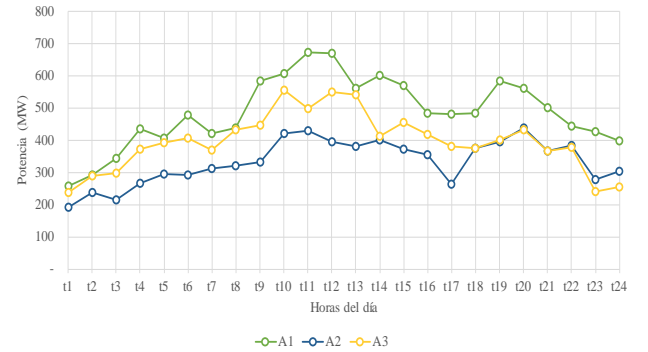


Figura 4. Demanda horaria de potencia por cada área.

Tabla 7. Demanda horaria por cada área.

	Potencia (MW)		
	Área	Área	Área
	1	2	3
t1	258	192	237
t2	291	237	289
t3	343	214	299
t4	435	267	371
t5	408	295	393
t6	477	293	406
t7	422	311	369
t8	438	320	432
t9	583	333	447
t10	606	422	555
t11	674	430	497
t12	670	395	550
t13	560	380	540
t14	601	400	412
t15	570	372	454
t16	485	356	417
t17	480	265	380
t18	484	376	376
t19	585	396	400
t20	560	438	432
t21	502	367	368
t22	444	385	377
t23	426	277	240
t24	397	304	256

Como se denota de la Figura 4, existen tres curvas de demanda cuyos picos corresponden a 674 MW, 438 MW y 555 MW, correspondientes a las áreas 1, 2 y 3 respectivamente. Con el afán de poder observar la curva de demanda total del sistema, en la siguiente figura se muestra la demanda global de las tres áreas juntas.

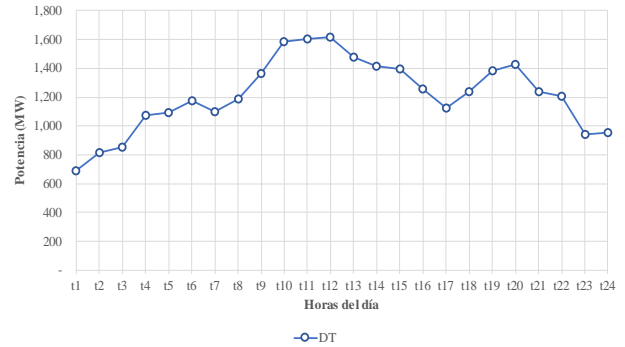


Figura 5. Demanda total horaria de potencia.

De la Figura 5 se muestra que la demanda de las áreas evaluadas de forma conjunta asciende a un valor máximo de 1615 MW, una demanda media de 1381 MW y una demanda mínima 687 MW, la cual será bastecida por los recursos de generación despachados.

5 Análisis de resultados

El análisis de resultados será efectuado por cada caso de estudio, evaluándose el primer caso el cual se basa en el abastecimiento autónomo de cada área y posteriormente se analizará el segundo caso el cual se fundamenta en el abastecimiento entre las áreas modeladas.

5.1 Caso de análisis para el abastecimiento autónomo

A través de la adquisición de los datos descritos anteriormente, tomando en cuenta que no existe interconexión entre áreas; y, al resolver el modelo de optimización propuesto, se obtiene el despacho horario de los generadores ubicados en cada área para abastecer su demanda cumpliendo las restricciones de ámbito técnico, determinándose además el costo operativo del sistema para el período de 24 horas, dichos resultados se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Despacho de potencia para abastecimiento de la demanda en el Área 1.

AREA 1- Potencia (MW)					
	G1	G2	G3	G4	G11
t1	20	40	30	30	138
t2	20	40	30	30	171
t3	20	40	30	30	223
t4	60	42	30	80	223
t5	80	40	30	30	228
t6	120	40	30	51	235
t7	84	40	30	30	238
t8	98	40	30	30	240
t9	138	62	30	116	238
t10	150	71	30	133	223
t11	150	91	30	170	233
t12	150	88	30	164	238
t13	150	47	30	88	245
t14	150	64	30	120	238
t15	150	49	30	91	250
t16	150	40	30	62	203
t17	150	49	30	91	160
t18	150	52	30	97	155
t19	150	78	30	145	183
t20	150	62	30	116	203
t21	150	49	30	93	180
t22	142	40	30	62	170
t23	102	40	30	66	188
t24	62	40	30	30	235

El despacho antes descrito para el abastecimiento del área 1 mostrado en la Tabla 8, es mostrado en la Figura 6.

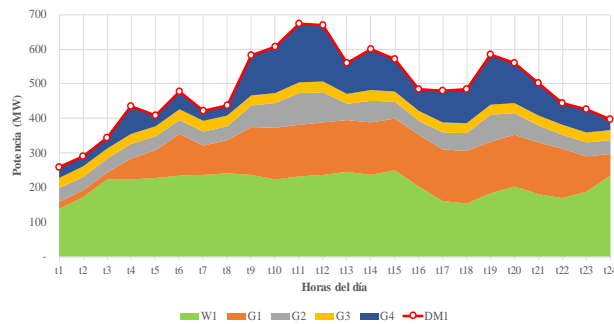


Figura 6. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda – Área 1.

De la Figura 6 se puede señalar que la cantidad de potencia horaria entregada por los generadores ubicados en el área 1 conllevan a abastecer la demanda horaria impuesta y además su capacidad máxima permite mantener una reserva rodante. Adicionalmente el generador eólico (w1) es utilizado a su máxima capacidad para minimizar el costo operativo del sistema, reduciéndose el aporte de los demás generadores térmicos.

Tabla 9. Despacho de potencia para abastecimiento de la demanda en el Área 2

ÁREA 2 - POTENCIA (MW)				
	R1	G5	G6	G7
t1	-	13.46	40.00	138.54
t2	-	15.45	80.00	141.55
t3	-	10.00	120.00	84.00
t4	-	10.00	153.86	103.14
t5	-	10.00	165.39	119.61
t6	1.50	10.00	163.95	117.55
t7	12.00	10.00	167.04	121.96
t8	15.00	10.00	169.51	125.49
t9	30.00	10.00	168.69	124.31
t10	60.00	22.25	187.93	151.81
t11	105.00	11.87	176.97	136.15
t12	150.00	10.00	144.80	90.20
t13	120.00	10.00	150.98	99.02
t14	105.00	10.00	165.39	119.61
t15	75.00	10.00	166.22	120.78
t16	12.00	17.20	182.60	144.19
t17	7.50	10.00	150.11	97.39
t18	6.00	24.58	190.11	155.31
t19	-	31.80	198.01	166.20
t20	-	43.58	210.45	183.97
t21	-	23.66	189.42	153.93
t22	-	28.71	194.75	161.54
t23	-	10.00	157.98	109.02
t24	-	10.00	169.10	124.90

De forma similar a la evaluación efectuada en el área 1, se procede a mostrar de manera gráfica el abastecimiento de la demanda del área 2.

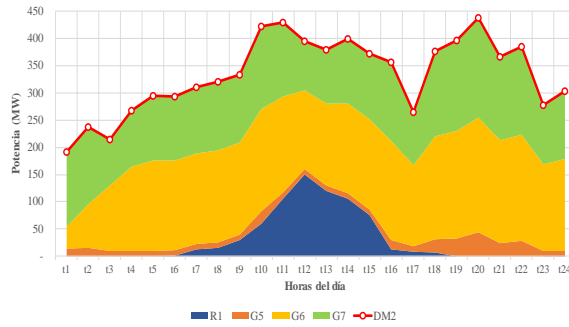


Figura 7. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda – Área 2

Como se aprecia en la Figura 7 a pesar de realizar el despacho del generador fotovoltaico (R1) no es suficiente para el abastecimiento de la demanda, aspecto por el cual se requiere un despacho intensivo de generadores térmicos para el abastecimiento de la demanda del área 2.

Tabla 10. Despacho de potencia para abastecimiento de la demanda en el Área 3

ÁREA 3 - POTENCIA (MW)				
	G8	G9	G10	W2
t1	50.00	100.00	40.00	47.00
t2	50.00	100.00	40.00	99.00
t3	50.00	100.00	40.00	109.00
t4	50.00	100.00	40.00	181.00
t5	50.00	100.00	40.00	203.00
t6	50.00	100.00	40.00	216.00
t7	50.00	100.00	40.00	179.00
t8	50.00	100.00	40.00	242.00
t9	50.00	100.00	40.00	257.00
t10	50.00	100.00	79.50	325.50
t11	50.00	100.00	40.00	307.00
t12	50.00	100.00	67.50	332.50
t13	50.00	100.00	54.00	336.00
t14	50.00	100.00	40.00	222.00
t15	50.00	100.00	40.00	264.00
t16	50.00	100.00	40.00	227.00
t17	50.00	100.00	40.00	190.00
t18	50.00	100.00	40.00	186.00
t19	50.00	100.00	40.00	210.00
t20	50.00	100.00	40.00	242.00
t21	50.00	100.00	40.00	178.00
t22	50.00	100.00	40.00	187.00
t23	50.00	100.00	40.00	50.00
t24	50.00	100.00	40.00	66.00

El despacho de generación para el área 3 se muestra en la siguiente figura.

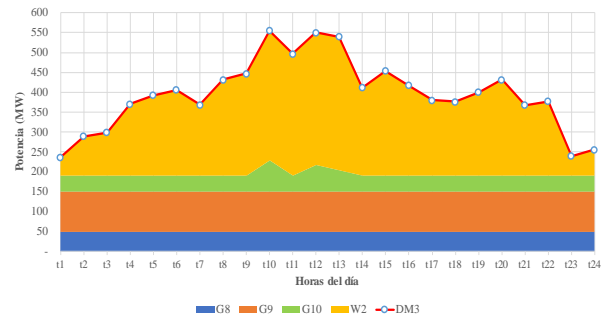


Figura 8. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda – Área 3.

Como se observa de la Figura 8 se observa que gran parte de la demanda es abastecida energéticamente por el generador eólico (w2) disminuyendo considerablemente la producción de los generadores térmicos ubicados en esa área.

A fin de poder observar el abastecimiento global de las tres áreas que fueron abastecidas de manera independiente, se presenta la siguiente Figura 9.

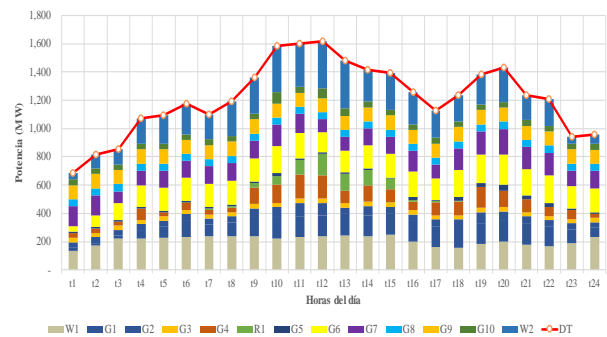


Figura 9. Despacho de generadores para abastecimiento de la demanda total.

Con el afán de observar el despacho por área agrupando los generadores que fueron despachados, se presenta la siguiente figura.

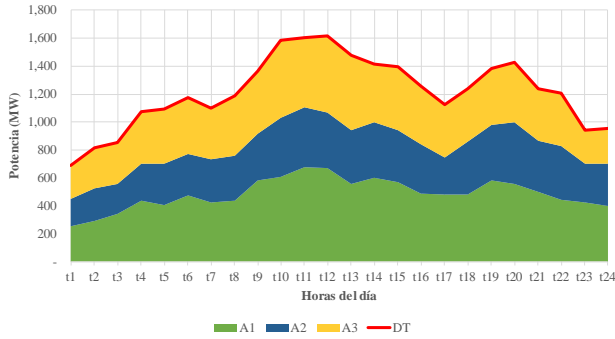


Figura 10. Despacho por cada área para el abastecimiento de la demanda total

Por lo citado se concluye que los generadores despachados en cada área abastecen su demanda de forma autónoma, generándose además un costo operativo en cada área el cual la demanda deberá asumir para su abastecimiento, los valores económicos se muestran a continuación.

Tabla 11. Costos operativos– Despacho autónomo

	Valor (USD)	Porcentaje
A1	229,711.88	37.19%
A2	220,433.98	35.69%
A3	167,541.79	27.12%
Costo Total	617,687.66	

De la Tabla 11 se concluye que el mayor costo operativo lo asume el área uno que representa un 37.19% del valor total del costo operativo al unificar todas las áreas, mientras que el área tres es la que menos costo operativo implica con un 27,12% del valor total. El esquema gráfico se muestra en la Figura 11.

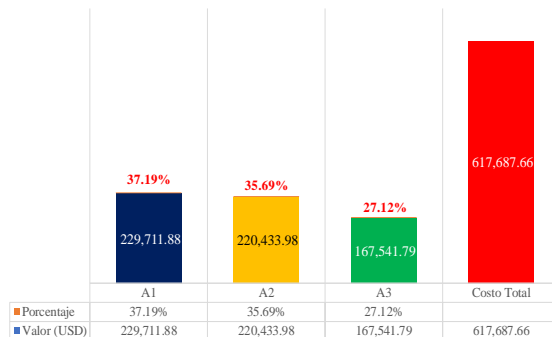


Figura 11. Costos operativos de cada área al abastecerse de forma autónoma.

5.2 Caso de análisis entre áreas interconectadas

El análisis de este caso de estudio permite validar los beneficios que se obtienen al interconectarse las áreas de los sistemas, en tal sentido, se procede a verificar el despacho por cada una de las áreas considerando los límites de los enlaces entre las mismas. El despacho de los generadores ubicados en el Área 1 corresponde al siguiente:

Tabla 12. Despacho horario de generación – Área 1

	Potencia (MW)						Δ(G-D)
	W1	G1	G2	G3	G4	DM1	
t1	180.25	20.00	40.00	30.00	30.00	258.00	42.25
t2	212.14	20.00	40.00	30.00	30.00	291.00	41.14
t3	219.75	20.00	40.00	30.00	30.00	343.00	-3.25
t4	222.50	60.00	40.00	30.00	42.21	435.00	-40.29
t5	227.50	100.00	40.00	30.00	30.00	408.00	19.50
t6	235.00	140.00	40.00	30.00	30.00	477.00	-2.00
t7	237.50	101.52	40.00	30.00	30.00	422.00	17.02
t8	240.00	134.83	40.00	30.00	30.00	438.00	36.83
t9	237.50	150.00	40.00	30.00	53.10	583.00	-72.40
t10	222.50	150.00	52.06	30.00	97.96	606.00	-53.48
t11	232.50	150.00	40.00	30.00	75.50	674.00	-146.00
t12	237.50	150.00	40.00	30.00	69.83	670.00	-142.67
t13	245.00	150.00	40.00	30.00	34.28	560.00	-60.72
t14	237.50	150.00	40.00	30.00	30.00	601.00	-113.50
t15	250.00	150.00	40.00	30.00	30.00	570.00	-70.00
t16	202.50	150.00	40.00	30.00	30.00	485.00	-32.50
t17	160.00	129.58	40.00	30.00	30.00	480.00	-90.42
t18	155.00	150.00	40.00	30.00	30.00	484.00	-79.00
t19	182.50	150.00	40.00	30.00	69.53	585.00	-112.97
t20	202.50	150.00	46.20	30.00	87.20	560.00	-44.10
t21	180.00	150.00	40.00	30.00	41.32	502.00	-60.68
t22	170.00	149.00	40.00	30.00	56.04	444.00	1.04
t23	187.50	109.00	40.00	30.00	30.00	426.00	-29.50
t24	235.00	69.00	40.00	30.00	30.00	397.00	7.00

En la Figura 12 siguiente se muestra de manera explícita lo descrito en la Tabla 12.

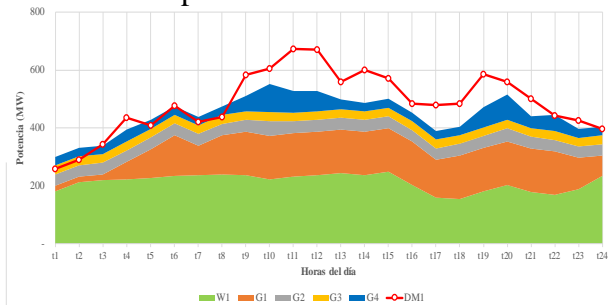


Figura 12. Despacho horario para el Área 1.

Como se puede denotar tanto de la Tabla 12 y de la Figura 12 se señala que existe un desfase entre la generación y la demanda del área 1, lo cual ocurre ya que los déficits son cubiertos por flujos

provenientes de las otras áreas, mientras que los excedentes corresponden a la energía que el área 1 cede a las otras áreas, permitiendo de esa forma reducir el costo operativo. A fin de ver el intercambio entre el Área 1 y las demás áreas se presenta la siguiente tabla.

Tabla 13. Intercambios de flujos con respecto al Área 1

	Flujo con respecto a A1 (MW)		
	A2	A3	Total
t1	7.04	35.21	42.25
t2	8.97	32.17	41.14
t3	5.44	-8.69	-3.25
t4	2.49	-42.77	-40.29
t5	8.21	11.29	19.50
t6	6.49	-8.49	-2.00
t7	10.79	6.22	17.02
t8	10.39	26.44	36.83
t9	0.28	-72.68	-72.40
t10	0.94	-54.42	-53.48
t11	-6.67	-139.33	-146.00
t12	-9.04	-133.63	-142.67
t13	-1.52	-59.20	-60.72
t14	-2.82	-110.68	-113.50
t15	-0.35	-69.65	-70.00
t16	5.57	-38.07	-32.50
t17	0.69	-91.11	-90.42
t18	3.94	-82.94	-79.00
t19	-0.48	-112.49	-112.97
t20	5.12	-49.22	-44.10
t21	4.16	-64.85	-60.68
t22	10.41	-9.38	1.04
t23	7.17	-36.67	-29.50
t24	10.79	-3.79	7.00

Como se denota en la Tabla 13, el Área 1 intercambia horariamente su potencia, siendo los valores positivos la potencia que entrega el Área 1 a las Áreas 2 y 3, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 1 recibe desde las Áreas 2 y 3, dando como resultado en el balance neto el valor equivalente a la diferencia entre generación y demanda en el Área 1. En la Figura 13 siguiente se ilustra el intercambio de potencia horaria con respecto al Área 1.

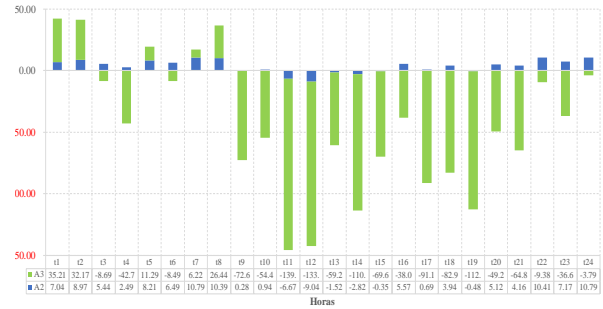


Figura 13. Intercambios de flujos con respecto al Área 1

Los valores positivos de la Figura 13 corresponde a la potencia horaria entregada del Área 1 hacia las demás Áreas, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria tomada por el Área 1 desde las dos áreas restantes. Considerando el despacho de generación del Área 1 y el intercambio entre las áreas, se obtiene la siguiente ilustración.

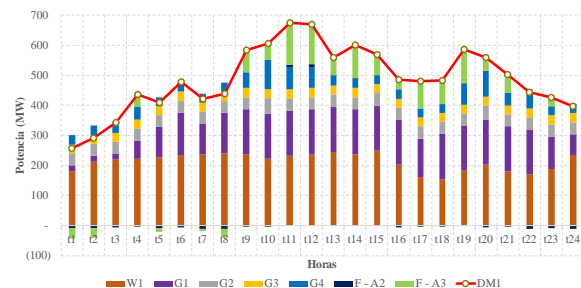


Figura 14. Despacho horario con intercambios de flujos con respecto al Área 1

De la Figura 14 se observa que los valores positivos conllevan al abastecimiento de la demanda del Área 1 mediante su propia generación o la energía proveniente de las demás Áreas; y, los excedentes por sobre la demanda es la potencia horaria que el Área 1 entrega a las demás Áreas, los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 1 entrega al Área 2 y 3 identificándose plenamente sus cantidades horarias. En tal sentido, se denota que es la energía que intercambia está área con las

otras es mucho menor que la que toma de las demás áreas, lo que producirá una variación en su costo operativo.

Ahora se procede con el análisis referente al Área 2, en tal sentido a continuación se muestran las potencias horarias del despacho considerando únicamente los generadores ubicados en el Área 2.

Tabla 14. Despacho horario de generación – Área 2

	Potencia (MW)					$\Delta(G-D)$
	R1	G5	G6	G7	DM2	
t1	0.0	10.0	20.00	40.00	192	-122.00
t2	0.0	10.0	20.00	40.00	237	-167.00
t3	0.0	10.0	20.00	40.00	214	-144.00
t4	0.0	10.0	60.00	72.46	267	-124.54
t5	0.0	10.0	69.00	40.00	295	-176.00
t6	1.5	10.0	63.48	53.05	293	-164.97
t7	12.0	10.0	23.48	40.00	311	-225.52
t8	15.0	10.0	55.17	40.00	320	-199.83
t9	30.0	10.0	95.17	79.90	333	-117.93
t10	60.0	10.0	135.17	110.52	422	-106.31
t11	105.0	10.0	148.29	95.18	430	-71.52
t12	150.0	10.0	145.59	91.31	395	1.90
t13	120.0	10.0	128.60	67.05	380	-54.35
t14	105.0	10.0	120.85	55.97	400	-108.18
t15	75.0	10.0	125.39	62.46	372	-99.16
t16	12.0	10.0	94.92	58.24	356	-180.84
t17	7.5	10.0	54.92	40.00	265	-152.58
t18	6.0	10.0	94.92	63.59	376	-201.49
t19	0.0	10.0	134.92	91.11	396	-159.97
t20	0.0	10.0	140.00	103.17	438	-184.83
t21	0.0	10.0	100.00	71.85	367	-185.15
t22	0.0	10.0	60.00	81.90	385	-233.10
t23	0.0	10.0	20.00	40.00	277	-207.00
t24	0.0	10.0	20.00	40.00	304	-234.00

Como resultado del despacho considerando áreas múltiples se observa que los generadores ubicados en el área 2 tienen un despacho mínimo ya que gran parte de la demanda horaria es abastecida por las otras áreas, aspecto que es resultado de la optimización económica de los recursos al interconectarse las áreas modeladas. El abastecimiento de la

demanda con la generación ubicada en el área 2 se muestra a continuación.

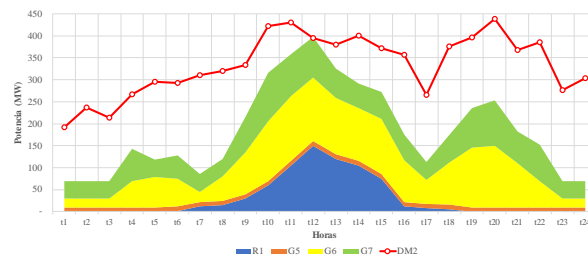


Figura 15. Despacho horario para el Área 2

La Figura 15 muestra efectivamente que la generación ubicada en el área 2 no es despachada a su plena capacidad ya que dicha área toma energía de las áreas restantes, para observar lo citado se expone la Tabla 15. Intercambios de flujos con respecto al Área 2.

Tabla 15. Intercambios de flujos con respecto al Área 2

	Flujo con respecto a A2 (MW)		
	A1	A3	Total
t1	-7.04	-114.96	-122.00
t2	-8.97	-158.03	-167.00
t3	-5.44	-138.56	-144.00
t4	-2.49	-122.05	-124.54
t5	-8.21	-167.79	-176.00
t6	-6.49	-158.48	-164.97
t7	-10.79	-214.72	-225.52
t8	-10.39	-189.44	-199.83
t9	-0.28	-117.65	-117.93
t10	-0.94	-105.37	-106.31
t11	6.67	-78.20	-71.52
t12	9.04	-7.14	1.90
t13	1.52	-55.87	-54.35
t14	2.82	-111.00	-108.18
t15	0.35	-99.50	-99.16
t16	-5.57	-175.27	-180.84
t17	-0.69	-151.89	-152.58
t18	-3.94	-197.55	-201.49
t19	0.48	-160.45	-159.97
t20	-5.12	-179.71	-184.83
t21	-4.16	-180.99	-185.15
t22	-10.41	-222.69	-233.10
t23	-7.17	-199.83	-207.00
t24	-10.79	-223.21	-234.00

De lo mostrado en la Tabla 15, el Área 2 intercambia horariamente potencia para el abastecimiento de su demanda, siendo los valores positivos la potencia que entrega el Área 2 a las Áreas 1 y 3, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 2 recibe desde las Áreas 1 y 3, dando como resultado en el balance neto el valor equivalente a la diferencia entre generación y demanda en el Área 2. En la Figura siguiente se ilustra el intercambio de potencia horaria con respecto al Área 2.

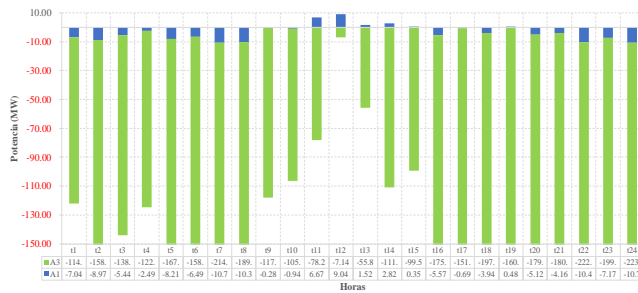


Figura 16. Intercambios de flujos con respecto al Área 2

Finalmente, y con el objeto de poder mostrar el abastecimiento de la demanda del Área 2, en la siguiente ilustración de la Figura 17 muestra la generación del área 2 y el flujo intercambiado con las áreas restantes es decir el Área 1 y el Área 3.

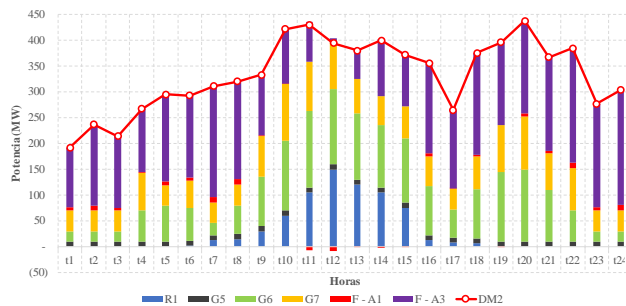


Figura 17. Despacho horario con intercambios de flujos con respecto al Área 2

En la Figura 17 se observa que los valores positivos corresponden a la potencia horaria de los generadores y de las

áreas interconectadas que permiten al abastecimiento de la demanda del Área 2; adicional existen excedentes mínimos que se intercambian a la hora 12, pero en generar esta área importa la mayor parte de energía del Área 3 y en menor proporción del Área 2.

Para culminar el análisis por cada área, se procede a realizar la evaluación del Área 3, el cual del análisis de las dos áreas anteriores se puede observar que esta Área permite la optimización económica de los recursos energéticos, siendo el área exportadora de energía a nivel horario, aspecto que se muestra con los siguientes resultados e ilustraciones.

Tabla 16. Despacho horario de generación – Área 3

	Potencia (MW)					
	G8	G9	G10	W2	DM3	$\Delta(G-D)$
t1	50	100.00	40.0	126.75	237	79.75
t2	50	100.00	40.0	224.86	289	125.86
t3	50	100.00	40.0	256.25	299	147.25
t4	50	147.82	100.0	238.00	371	164.82
t5	50	100.00	130.0	269.50	393	156.50
t6	50	116.47	130.0	276.50	406	166.97
t7	50	100.00	130.0	297.50	369	208.50
t8	50	100.00	130.0	315.00	432	163.00
t9	50	159.83	130.0	297.50	447	190.33
t10	50	209.29	130.0	325.50	555	159.79
t11	50	184.52	130.0	350.00	497	217.52
t12	50	178.27	130.0	332.50	550	140.77
t13	50	139.08	130.0	336.00	540	115.08
t14	50	121.18	130.0	332.50	412	221.68
t15	50	131.66	130.0	311.50	454	169.16
t16	50	124.84	130.0	325.50	417	213.34
t17	50	100.00	130.0	343.00	380	243.00
t18	50	133.49	130.0	343.00	376	280.49
t19	50	177.94	130.0	315.00	400	272.94
t20	50	197.43	130.0	283.50	432	228.93
t21	50	146.83	130.0	287.00	368	245.83
t22	50	163.07	130.0	266.00	377	232.07
t23	50	100.00	88.5	238.00	240	236.50
t24	50	100.00	130.0	203.00	256	227.00

Como se puede observar en la Tabla 16 se concluye que existe un desfase entre la generación y la demanda del área 3, lo cual ocurre ya que los recursos energéticos de esta área son más económicos y deben producir más energías para trasladar la misma a las diferentes áreas, para mostrar el despacho horario para el Área 3, se presenta la siguiente Figura.

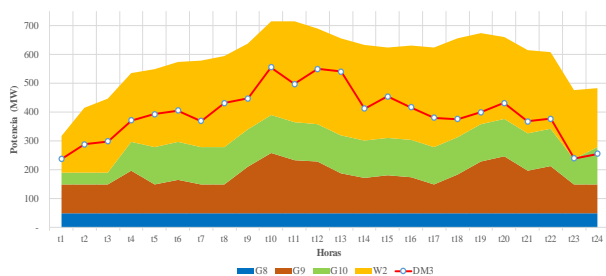


Figura 18. Despacho horario para el Área 3

Tabla 17. Intercambios de flujos con respecto al Área 3

	Flujo con respecto a A3		
	A1	A2	Total
t1	-35.21	114.96	79.75
t2	-32.17	158.03	125.86
t3	8.69	138.56	147.25
t4	42.77	122.05	164.82
t5	-11.29	167.79	156.50
t6	8.49	158.48	166.97
t7	-6.22	214.72	208.50
t8	-26.44	189.44	163.00
t9	72.68	117.65	190.33
t10	54.42	105.37	159.79
t11	139.33	78.20	217.52
t12	133.63	7.14	140.77
t13	59.20	55.87	115.08
t14	110.68	111.00	221.68
t15	69.65	99.50	169.16
t16	38.07	175.27	213.34
t17	91.11	151.89	243.00
t18	82.94	197.55	280.49
t19	112.49	160.45	272.94
t20	49.22	179.71	228.93
t21	64.85	180.99	245.83
t22	9.38	222.69	232.07
t23	36.67	199.83	236.50
t24	3.79	223.21	227.00

Como se observa de la Figura 18 se puede ratificar que el Área 3 es autoabastecida, además produce excedentes para la exportación de su energía a las demás áreas lo cual demuestra que se optimizan tanto técnica como económicamente los recursos de generación.

A fin de mostrar los intercambios horarios de energía del Área 3 con las demás áreas se presenta la Tabla 17, de la cual se obtiene en resumen que, el Área 3 entrega energía a las dos áreas restantes, sin embargo, en las horas 1, 2, 5, 7 y 8 se denota que el Área 1 entrega energía al Área 3, lo cual implica que en esas horas, dado que esa energía es económica para el Área 3 y la toma, pero a su vez, la misma Área 3 produce energía extra con sus recursos para su traslado al Área 2, lo que permite concluir que el modelo valora las combinaciones de los recursos energéticos de todas las áreas, tomando en consideración el mínimo costo del sistema. En la Figura 19 se muestra el flujo de energía horaria que intercambio el Área 3 a las demás áreas.

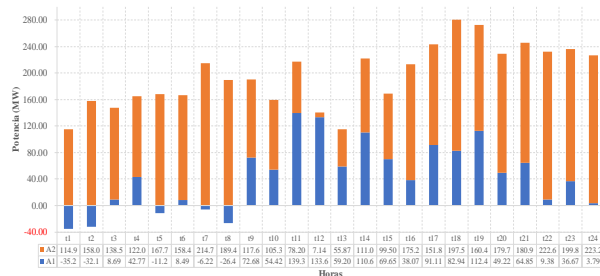


Figura 19. Intercambios de flujos con respecto al Área 3

La Figura 19 indica de forma contundente que el Área 3 corresponde a un subsistema que entrega energía para el abastecimiento de las demás áreas dado que el costo de producir la energía en esa Área es más económico. Para concluir el análisis, en la siguiente ilustración se muestra de forma global del

abastecimiento del Área 3 y los intercambios hacia las áreas restantes.

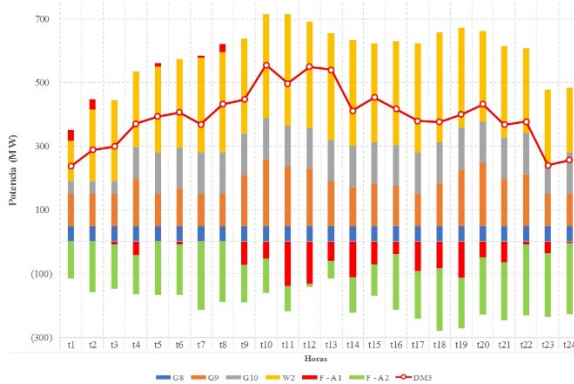


Figura 20. Despacho horario con intercambios de flujos con respecto al Área 3

En la parte positiva de la Figura 20 se ilustra gráficamente el excedente que es transferido a las demás áreas, mientras que en el valor negativo muestra la energía horaria a ser transferida a las áreas restantes desde el Área 3.

El despacho realizado considerando áreas múltiples permite usar de manera eficiente y económica los recursos de generación de cada área, por lo tanto, en la siguiente tabla se muestra el costo operativo resultante de este despacho.

Tabla 18. Costos operativos– Despacho áreas múltiples

	Valor (USD)	Porcentaje
A1	205,947.86	33.34%
A2	140,901.59	22.81%
A3	227,321.20	36.80%
Costo Total	574,170.65	

Los resultados de la Tabla 18 se desprende que el despacho de áreas múltiples optimiza el costo operativo a comparación del caso del despacho autónomo, en tal sentido la tabla siguiente

muestra los resultados de forma comparativo.

Tabla 19. Comparación de costos operativos

	D-A	D - MA	% Δ Costo
A1	229,711.88	205,947.86	-10.35%
A2	220,433.98	140,901.59	-36.08%
A3	167,541.79	227,321.20	35.68%
Costo Total	617,687.66	574,170.65	-7.05%

Donde:

- D – A Despacho autónomo
- D – MA Despacho multiarea
- % Δ Costo Porcentaje de variación del costo.

Como muestra la Tabla 19 el despacho de área múltiple optimiza económicamente el abastecimiento de cada área, logrando una reducción de los costos a nivel global del 7.05%. Es importante señalar que esta reducción se obtiene de una combinación óptima de los recursos energéticos entre las áreas, permitiendo que se incremente la producción energética de los recursos más económicos para desplazar la generación ineficiente de altos costos a pesar de que estos se encuentren ubicados en diferentes áreas.

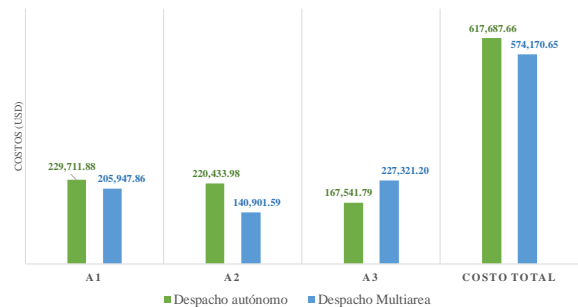


Figura 21. Comparación del costo operativo

La Figura 21 justamente muestra que el Área 3 produce energía más económica que es trasladada al Área 1 y 2 reduciendo los costos de generación ineficiente, resultado de lo cual se reduce el costo al

comparar el despacho autónomo y el despacho de área múltiple.

6 Conclusiones

De los análisis realizados, se presenta los siguientes aspectos más importantes de resaltar:

- El presente trabajo ha usado la programación de flujo de red para resolver un problema de despacho económico multi – área tomando en cuenta diversos períodos de tiempo, para un sistema de generación que usa energía térmica, solar y eólica considerando la incertidumbre de las dos últimas tecnologías.
- Del marco teórico realizado, el despacho económico multi-áreas corresponde a un mecanismo técnico económico que conlleva a la optimización de los recursos energéticos que se encuentran dispersos en diferentes áreas que se encuentran interconectadas y limitadas por la capacidad de los enlaces, de la teoría se deduce que el despacho propuesto minimiza los costos operativos globales, desplazando la generación ineficiente vista desde el ámbito técnico y económico. De los resultados económicos analizados se muestra una reducción de costos del 7% a nivel global ahorrándose el sistema un valor mensual de alrededor de 1'305'000 USD, es decir alrededor de 15'000'000 USD anuales, costos que se ahorra la demanda y se traduce en una minimización en las tarifas a usuarios finales.
- El modelo de optimización tiene como objetivo minimizar los costos operativos, permitiendo una combinación de los distintos generadores para que la energía producida por los recursos energéticos más económicos pueda trasladarse a

diferentes áreas respetando los límites de transferencia entre las áreas interconectadas, lo cual permite que el optimizador determine la potencia horaria a despacharse que permita el abastecimiento de la demanda y mantenga la reserva rodante del sistema, aspecto que se indica en el análisis de resultados.

- De los resultados y de los análisis energéticos y económicos se valida que el despacho de recursos de generación en áreas múltiples es un mecanismo propicio para optimizar los recursos energéticos, además permiten reflejar la reducción del costo operativo del sistema e implícitamente ahondan en la reducción de la emisión de gases contaminantes dado que se desplaza la generación costosa que por lo general corresponde a la tecnología de tipo térmico.
- Finalmente, se señala que la eficiencia en el despacho multi – área depende de los recursos de generación disponible y la capacidad de los enlaces de interconexión permitiendo la optimización de los recursos y de cierta forma se asegura la competencia en la actividad de generación. Por lo tanto, el modelo propuesto constituye la base para la integración de mercados y sistemas eléctricos.

6.1 Trabajos futuros

Con base a lo expuesto se propone realizar investigaciones subsiguientes encaminadas al análisis de los temas siguientes:

- Despacho económico de sistemas hidrotérmicos con restricciones probabilísticas del recurso hídrico usando criterios en áreas múltiples.
- Métodos para la evaluación de la probabilidad de energía esperada y pérdida de carga considerando la

- optimización económica de los recursos energéticos ubicados en diversas regiones.
- Modelos para el despacho económico coordinado entre países vinculados eléctricamente para el comercio en sistemas multienergéticos.
 - Análisis del comercio de energía basado en transacciones internacionales de electricidad en el mercado regional de energía.
 - Determinación de estrategias y simulación de sistemas eléctricos considerando el despacho de generación en múltiples áreas.
 - Despacho económico de áreas múltiples a través de la aplicación de la programación no lineal para el modelamiento de las restricciones de los enlaces de interconexión.
 - Óptimo despacho de generación mediante el mecanismo de áreas múltiples para sistemas térmicos e hidráulicos con almacenamiento y sistemas en cascada.
 - Aplicación de redes neuronales y lógica para la programación óptima de generación de energía en múltiples áreas.

7 Referencias

- [1] M. Steurer *et al.*, “Investigating the Impact of Pulsed Power Charging Demands on Shipboard Power Quality,” *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 315–321, 2007.
- [2] M. Zare, M. Rasoul, and M. Malekpour, “International Journal of Electrical Power and Energy Systems Reserve constrained dynamic economic dispatch in multi-area power systems: An improved fireworks algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 126, no. PA, p. 106579, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106579.
- [3] H. Thi and K. Tran, “Real-Coded Genetic Algorithm for Solving Multi-Area Economic Dispatch Problem,” *2013 IEEE Grenoble Conf. PowerTech, POWERTECH 2013*, no. 3, pp. 97–101, 2013.
- [4] X. Lai, Q. Xia, H. Zhong, Y. Wang, and Z. Luo, “Decentralized Multi-area Look-ahead Dispatch for Cross-regional Renewable Accomodation,” *2018 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo.*, pp. 1–9, 2018.
- [5] C. L. Chen and N. Chen, “Multi-area economic generation and reserve dispatch,” *IEEE Power Ind. Comput. Appl. Conf.*, pp. 368–373, 2001, doi: 10.1109/pica.2001.932379.
- [6] R. Singh, K. Jain, and M. Pandit, “Comparison of PSO variants with traditional solvers for large scale multi-area economic dispatch,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2011, no. 583 CP, pp. 304–309, 2011, doi: 10.1049/cp.2011.0379.
- [7] C. Yingvivanapong, W. J. Lee, and E. Liu, “Multi-area power generation dispatch in competitive markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 1, pp. 196–203, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913304.
- [8] D. Streiffert, “Multi-Area Economic Dispatch with Tie Line Constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 1946–1951, 1995, doi: 10.1109/59.476062.
- [9] X. Lai, L. Xie, Q. Xia, H. Zhong, and C. Kang, “Decentralized Multi-Area Economic Dispatch via Dynamic Multiplier-Based Lagrangian Relaxation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 6, pp. 3225–3233, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2377755.
- [10] A. G. Vlachos and P. N. Biskas,

- “Balancing supply and demand under mixed pricing rules in multi-area electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 1444–1453, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2079338.
- [11] M. Sehrawat and J. S. Lather, “Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence,” *Integr. Distrib. Energy Resour. Power Syst.*, 2019.
- [12] M. Basu, “Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system,” *Reinf. Plast.*, vol. 28, no. March, pp. 11–35, 2019, doi: 10.1016/j.ref.2018.09.007.
- [13] Z. Li, M. Shahidehpour, W. Wu, B. Zeng, B. Zhang, and W. Zheng, “Decentralized Multiarea Robust Generation Unit and Tie-Line Scheduling under Wind Power Uncertainty,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1377–1388, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2437273.
- [14] U. Fragomeni, “Direct Method to Multi-Area Economic Dispatch,” *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 4, pp. 1–5, 2012.
- [15] R. Azami and A. F. Fard, “Impact of demand response programs on system and nodal reliability of a deregulated power system,” *2008 IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol. ICSET 2008*, pp. 1262–1266, 2008, doi: 10.1109/ICSET.2008.4747200.
- [16] CONELEC, “Estudio y gestión de la demanda eléctrica - El Plan Maestro de Electrificación,” pp. 29–55, 2013.
- [17] A. Ayub, “Planeación de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, 1999.
- [18] S. T. Lee, “A New Vision for Transmission Operation and Planning Under An Open Power Market,” *IEEE Trans. Power Deliv.*
- [19] J. Wu *et al.*, “Study on medium and long-term generation expansion planning method considering the requirements of green low-carbon development,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2018-Octob, pp. 689–694, 2018, doi: 10.1109/APPEEC.2018.8566580.
- [20] Y. Kim, “Multicriteria Generation-Expansion Considerations,” *IEEE Trans. Eng. Manag.*, vol. 40, no. 2, pp. 154–161, 1993.
- [21] J. Carrera, “Óptima Planificación de la expansión de generación eléctrica usando GAMS,” *Tesis*, vol. 1, pp. 66–80, 2017.
- [22] R. Navarro, “Short and Medium Term Operation Planning in Electric Power Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–8, 2009.
- [23] Y. Ding, C. Singh, and L. Goel, “Short-Term and Medium-Term Reliability Evaluation for Power Systems With High Penetration of Wind Power,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 896–906, 2014.
- [24] B. G. Alhogbi, “A Probabilistic Based Hybrid Planning Method for Long-Term Power System Planning,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 21–25, 2017, [Online]. Available: <http://www.elsevier.com/locate/scp>.
- [25] A. A. A. El-Ela, S. M. Allam, S. S. Rabah, and M. M. S. Ahmed, “Optimal Long Term Planning of Hybrid Generation System for a Part of Egyptian Network,” *2018 20th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2018 - Proc.*, pp. 918–922, 2019.
- [26] Q. Zhang, M. Wang, X. Wnag, and

- S. Tian, "Mid-long term optimal dispatching method of power system with large-scale wind-photovoltaic-hydro power generation," *Electr. Power Syst. Res.*, 2017.
- [27] T. Guoqing, M. Ieee, L. I. U. Fu-bin, L. I. Yang, W. Bin, and F. U. Rong, "Risk-Based Assessment and Decision Making of Power System Security in Power Market," *2014 IEEE Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol.*, no. April, pp. 551–555, 2004.
- [28] L. Silva, "Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano," *Tesis*, p. 30, 2011.
- [29] M. Musau, "Multi Area Multi Objective Dynamic Economic Dispatch with Renewable Energy and Emissions," 2016.
- [30] A. Ahmadi-khatir, A. J. Conejo, R. Cherkaoui, and S. Member, "Multi-Area Unit Scheduling and Reserve Allocation Under Wind Power Uncertainty," vol. 29, no. 4, pp. 1701–1710, 2014.
- [31] Z. Li, W. Wu, B. Zhang, and H. Sun, "Dynamic Economic Dispatch Using Lagrangian Relaxation With Multiplier Updates Based on a Quasi-Newton Method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4516–4527, 2013.
- [32] S. Reddy, P. R. Bijwe, and A. R. Abhyankar, "Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period," *IEEE Syst. Journals*, vol. 9, no. 4, pp. 1440–1451, 2015.
- [33] H. Son, J. Kim, I. Bae, and T. T. C. M. Thermal, "Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power system interconnection," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 3, pp. 1–5, 2009.
- [34] C. Wang, S. M. Shahidehpour, and S. Member, "Power Generation Scheduling for Multi-Area Hydro-Thermal Systems with tie Line Constraints, Cascaded Reservoirs and Uncertain Data," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1333–1340, 1993.
- [35] A. Conejo and J. Aguado, "Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 4, pp. 1272–1278, 1998.
- [36] N. Yorino, H. M. Hafiz, Y. Sasaki, and Y. Zoka, "High-Speed Real-Time Dynamic Economic Load Dispatch," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 621–630, 2012.
- [37] Y. Liu and N. C. Nair, "A Two-Stage Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering Wind Uncertainty," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 819–829, 2016.
- [38] S. Kar, I. Member, G. Hug, and I. Member, "Distributed Robust Economic Dispatch in Power Systems: A Consensus + Innovations Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1–8, 2012.
- [39] D. W. Ross and S. Kim, "Dynamic Economic Dispatch of Generation," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, no. 6, pp. 2060–2068, 1980.
- [40] A. Kargarian, S. Member, Y. Fu, S. Member, P. Liu, and S. Member, "A System of Systems Engineering Approach for Unit Commitment in Multi-Area Power Markets," pp. 1–5, 2014.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 20. Matriz de estado del arte

DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED																							
ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA						
				Despacho económico	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Planificación de corto plazo	Generación en áreas múltiples	Implementación de modelos de optimización para el despacho multiárea	Reducción de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Límites de potencia de la generación	Balance nodal de potencia	Cantidad máxima de transferencia en los enlaces	Incertidumbre de recurso para las energías renovables	Minimización de costos operativos para abasteciendo de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación por área	Determinación de los posibles déficit y excedentes para el intercambio entre áreas	Determinación de la potencia horaria a ser intercambiada entre áreas	Modelo de optimización para el despacho económico multiárea	Despacho de las unidades de generación para abastecimiento de la demanda en todas las áreas	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema
1	2007	Investigating the Impact of Pulsed Power Charging Demands on Shipboard Power Quality	75					☒					☒	☒			☒			☒			
2	2021	International Journal of Electrical Power and Energy Systems Reserve constrained dynamic economic dispatch in multi-area power systems: An improved fireworks algorithm,	3	☒		☒			☒		☒			☒				☒		☒			☒
3	2013	Real-Coded Genetic Algorithm for Solving Multi-Area Economic Dispatch Problem	4		☒		☒					☒	☒	☒								☒	
4	2018	Decentralized Multi-area Look-ahead Dispatch for Cross-regional Renewable Accomodation	0	☒		☒			☒	☒	☒			☒		☒	☒				☒		
5	2001	Multi-area economic generation and reserve dispatch	20		☒					☒		☒	☒										
6	2011	Comparison of PSO variants with traditional solvers for large scale multi-area economic dispatch	9		☒		☒						☒	☒								☒	
7	2008	Multi-area power generation dispatch in competitive markets	46						☒					☒									
8	2014	Decentralized Multi-Area Economic Dispatch via Dynamic Multiplier-Based Lagrangian Relaxation	74		☒			☒													☒		
9	2010	Balancing supply and demand under mixed pricing rules in multi-area electricity markets	34		☒			☒													☒		

DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	DESCRIPCIÓN	CITAS	Despacho económico	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Planificación de corto plazo	Generación en áreas múltiples	Implementación de modelos de optimización para el despacho multiárea	Reducción de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Límites de potencia de la generación	Balance nodal de potencia	Cantidad máxima de transferencia en los enlaces	Incertidumbre de recurso para las energías renovables	Minimización de costos operativos para abasteciendo de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación por área	Determinación de los posibles déficit y excedentes para el intercambio entre áreas	Determinación de la potencia horaria a ser intercambiada entre áreas	Modelo de optimización para el despacho económico multiárea	Despacho de las unidades de generación para abastecimiento de la demanda en todas las áreas	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema	Evaluación técnica y económica por los intercambios de electricidad entre las áreas
10	2019	Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence	0	☒		☒			☒			☒	☒	☒	☒								☒	
11	2021	International Journal of Electrical Power and Energy Systems Reserve constrained dynamic economic dispatch in multi-area power systems: An improved fireworks algorithm	3		☒		☒			☒			☒	☒	☒								☒	
12	2019	Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence	0	☒	☒	☒		☒		☒				☒	☒	☒		☒	☒			☒		
13	2019	Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system	8				☒			☒	☒						☒							☒
14	2015	Decentralized Multiarea Robust Generation Unit and Tie-Line Scheduling under Wind Power Uncertainty	80		☒				☒		☒			☒	☒									
15	2012	Direct Method to Multi-Area Economic Dispatch	4		☒		☒		☒		☒			☒	☒								☒	
16	2008	Impact of demand response programs on system and nodal reliability of a deregulated power system	41						☒					☒										
17	2015	Estudio y gestión de la demanda eléctrica - El Plan Maestro de Electrificación	0		☒				☒	☒				☒		☒								
18	2020	Planeación de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia	2				☒				☒										☒			
19	2003	A New Vision for Transmission Operation and Planning Under An Open Power Market	12		☒		☒		☒			☒	☒	☒	☒								☒	

DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED

ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA						
				Despacho económico	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Planificación de corto plazo	Generación en áreas múltiples	Implementación de modelos de optimización para el despacho multiárea	Reducción de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Límites de potencia de la generación	Balance nodal de potencia	Cantidad máxima de transferencia en los enlaces	Incertidumbre de recurso para las energías renovables	Minimización de costos operativos para abasteciendo de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación por área	Determinación de los posibles déficit y excedentes para el intercambio entre áreas	Determinación de la potencia horaria a ser intercambiada entre áreas	Modelo de optimización para el despacho económico multiárea	Despacho de las unidades de generación para abastecimiento de la demanda en todas las áreas	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema
20	2018	Study on medium and long-term generation expansion planning method considering the requirements of green low-carbon development	5	☒		☒	☒		☒	☒		☒		☒				☒	☒				
21	1993	Multicriteria Generation-Expansion Considerations T	66	☒		☒			☒			☒		☒				☒	☒				☒
22	2009	Short and Medium Term Operation Planning in Electric Power Systems	7	☒		☒		☒		☒			☒		☒			☒	☒				
23	2014	Short-Term and Medium-Term Reliability Evaluation for Power Systems With High Penetration of Wind Power	82	☒		☒			☒	☒				☒								☒	☒
24	2015	A Probabilistic Based Hybrid Planning Method for Long-Term Power System Planning	0			☒						☒		☒								☒	
25	2018	Optimal Long Term Planning of Hybrid Generation System for a Part of Egyptian Network	0			☒		☒	☒		☒		☒	☒				☒	☒		☒		
26	2017	Mid-long term optimal dispatching method of power system with large-scale wind-photovoltaic-hydro power generation	5	☒		☒		☒	☒	☒					☒	☒	☒	☒				☒	
27	2004	Risk-Based Assessment and Decision Making of Power System Security in Power Market	6	☒		☒		☒		☒						☒	☒	☒					☒
28	2011	Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano	2		☒		☒		☒			☒										☒	☒
29	2016	Multi Area Multi Objective Dynamic Economic Dispatch with Renewable Energy and Emissions	0				☒	☒		☒					☒							☒	

DESPACHO ECONÓMICO DE SISTEMAS DE ENERGÍA EN ÁREAS MÚLTIPLES USANDO PROGRAMACIÓN DE FLUJO DE RED

ITEM	AÑO	DATOS	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Despacho económico	Integración de fuentes de energía renovable	Costos de operación	Planificación de corto plazo	Generación en áreas múltiples	Implementación de modelos de optimización para el despacho multiteara	Reducción de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Optimización de recursos de generación	Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos	Límites de potencia de la generación	Balance nodal de potencia	Cantidad máxima de transferencia en los enlaces	Incertidumbre de recurso para las energías renovables	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Determinación de la potencia horaria de la generación por área	Determinación de los posibles déficit y excedentes para el intercambio entre áreas	Determinación de la potencia horaria a ser intercambiada entre áreas	Modelo de optimización para el despacho económico multiteara	Despacho de las unidades de generación para abastecimiento de la demanda en todas las áreas	Determinación de parámetros que validen la modelación del sistema
30	2013	Multi-Area Unit Scheduling and Reserve Allocation Under Wind Power Uncertainty	140	☒	☒		☒	☒		☒		☒			☒	☒	☒	☒					
31	2013	Dynamic Economic Dispatch Using Lagrangian Relaxation With Multiplier Updates Based on a Quasi-Newton Method	77	☒	☒		☒	☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒			☒		
32	2014	Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period	139	☒			☒		☒	☒		☒			☒	☒		☒				☒	
33	2009	Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power system interconnection	4		☒				☒			☒								☒		☒	
34	1983	Power Generation Scheduling for Multi-Area Hydro-Thermal Systems with tie Line Constraints, Cascaded Reservoirs and Uncertain Data	92	☒	☒		☒	☒		☒	☒			☒		☒	☒						
35	1998	Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power	326	☒					☒		☒		☒		☒			☒			☒	☒	
36	2011	High-Speed Real-Time Dynamic Economic Load Dispatch	94		☒				☒	☒			☒	☒		☒	☒			☒	☒	☒	
37	2015	A Two-Stage Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering Wind Uncertainty	50	☒			☒	☒			☒		☒			☒	☒	☒				☒	
38	2012	Distributed Robust Economic Dispatch in Power Systems : A Consensus + Innovations Approach	240			☒			☒		☒					☒			☒			☒	
39	1980	Dynamic Economic Dispatch Of Generation	363	☒		☒		☒			☒		☒		☒	☒	☒			☒		☒	
40	2014	A System of Systems Engineering Approach for Unit Commitment in Multi-Area Power Markets	17	☒		☒		☒			☒		☒			☒			☒				
CANTIDAD:				15	8	11	9	11	12	11	8	10	9	9	5	11	12	8	11	12	7	6	10

7.2 Resumen de Indicadores

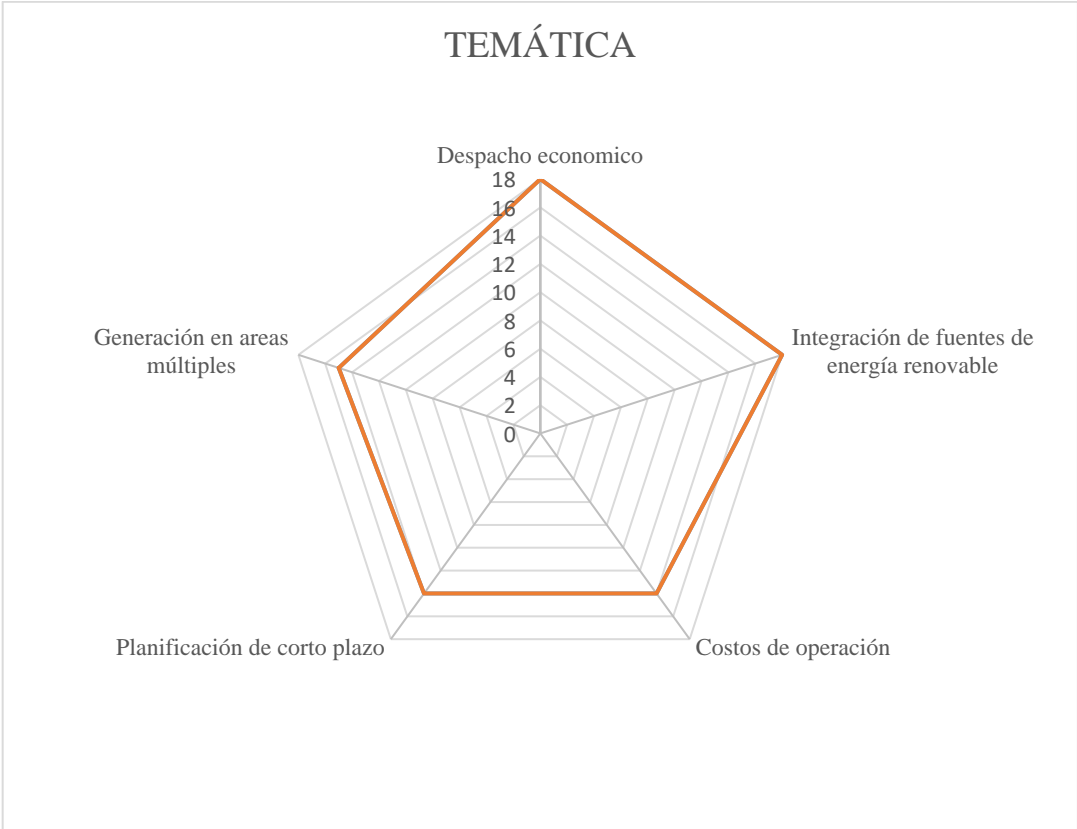


Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

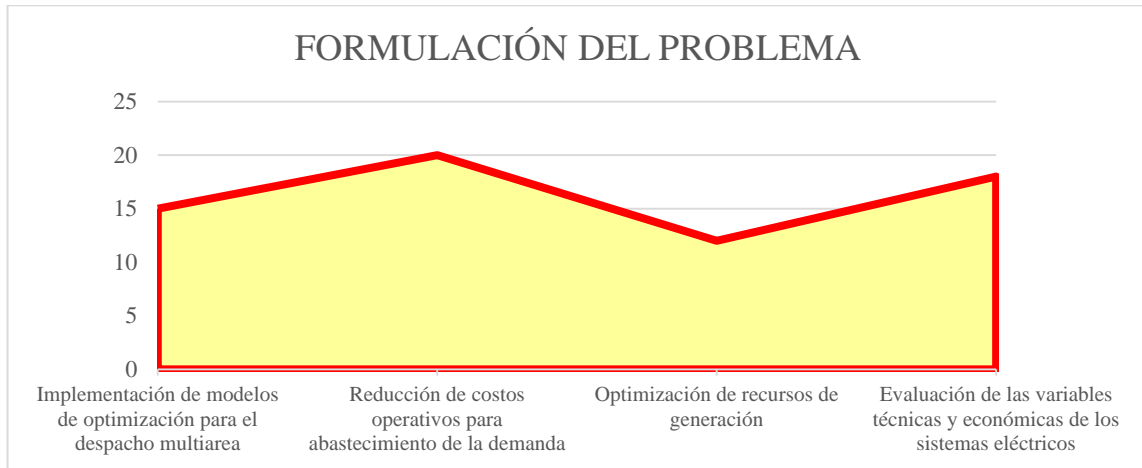


Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

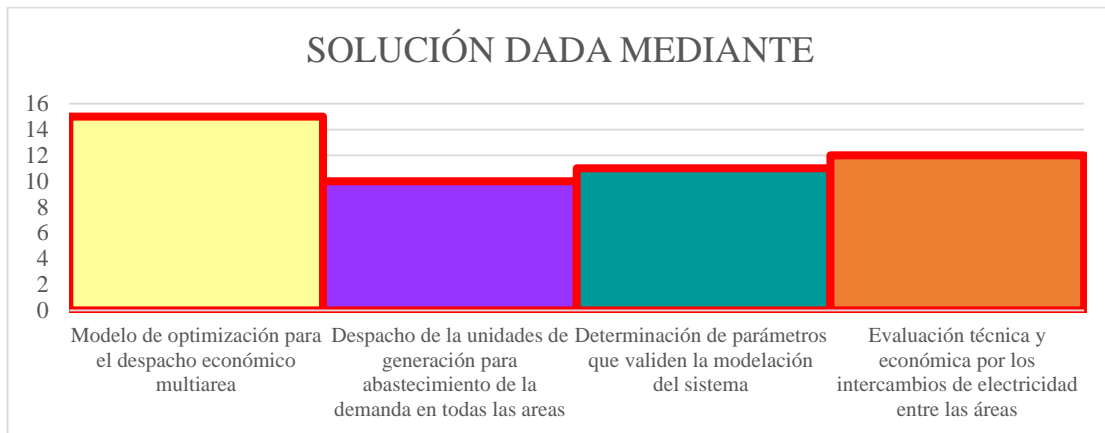


Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte.