

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS  
MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**





**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS  
MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: FERNANDO DAMAR ROSERO MENA  
TUTOR: LUIS FERNANDO TIPÁN VERGARA

Quito -Ecuador  
2022

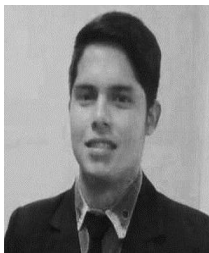
Fernando Damar Rosero Mena

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES  
MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Fernando Damar Rosero Mena** (R'1996-J'11). Nació en Sucumbíos, Ecuador, el 11 de julio de 1996. Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Unidad Educativa Nacional “NAPO”. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en el desarrollo de modelo de optimización para la asignación de las unidades de generación tomando en áreas múltiples que maximice el beneficio neto. [froserom1@est.ups.edu.ec](mailto:froserom1@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. [ltipan@ups.edu.ec](mailto:ltipan@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

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

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, Fernando Damar Rosero Mena con documento de identificación N° 2100672043 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 17 de junio del año 2022

Atentamente,



---

Fernando Damar Rosero Mena  
2100672043

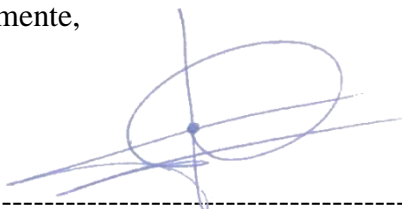
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Fernando Damar Rosero Mena con documento de identificación No. 2100672043, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Asignación óptima de unidades de generación en áreas múltiples maximizando el ingreso neto por venta de energía”, el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 17 de junio del año 2022

Atentamente,



---

Fernando Damar Rosero Mena

2100672043

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara con documento de identificación N° 1717329005, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA, realizado por Fernando Damar Rosero Mena con documento de identificación N° 2100672043, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 17 de junio del año 2022

Atentamente,



---

Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc  
1717329005

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Marco teórico .....	4
2.1	Planificación operativa energética.....	4
2.2	Despacho económico de programación horaria .....	6
2.2.1	Despacho horario entre diferentes áreas.....	7
2.2.2	Maximización del ingreso neto por venta de energía como función objetivo del Despacho .....	8
3	Modelación del intercambio horario en áreas múltiples .....	10
3.1	Función Objetivo para maximizar el beneficio neto .....	11
3.2	Restricciones para la asignación óptima de los generadores en áreas múltiples.....	11
3.2.1	Límites de los bloques ofertados para el consumo y producción.....	11
3.2.2	Restricción de capacidad de los vínculos .....	11
3.2.3	Límites técnicos de los generadores .....	12
3.2.4	Rampas de toma de carga de los generadores. ....	12
3.2.5	Restricción de abastecimiento .....	12
3.2.6	Bidireccionalidad del flujo .....	12
3.3	Pseudocódigo para el DEMA .....	12
4	Implementación del modelo para maximizar el ingreso neto en multiáreas .....	13
4.1	Datos de los generadores.....	13
4.2	Datos de la demanda.....	16
4.3	Casos de estudio .....	17
5	Análisis de resultados.....	18
5.1	Despacho clásico – áreas no conectadas .....	18
5.2	Modelo propuesto – áreas no conectadas .....	23
5.3	Análisis comparativo técnico económico entre el 1er y el 2do Caso.....	33
5.4	Despacho clásico – áreas interconectadas .....	34
5.5	Modelo propuesto – áreas interconectadas.....	41
5.6	Análisis comparativo técnico económico entre el 3er y el 4to Caso.....	53
6	Conclusiones .....	55
6.1	Trabajos futuros.....	56
7	Referencias .....	56
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	61
7.2	Resumen de Indicadores.....	66



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Asignación óptima de generación en áreas múltiples maximizando el ingreso neto..	3
Figura 2. Principales funciones del modelo de Despacho Económico Horario .....	6
Figura 3. Tipos de optimización: A) DEMA distribuido. B) DEMA centralizado.....	8
Figura 4. Esquema general de las áreas para el intercambio de energía eléctrica .....	13
Figura 5. Probabilidad del recurso eólico por área.....	15
Figura 6. Probabilidad del recurso solar por área .....	15
Figura 7. Curvas de demanda por área.....	17
Figura 8. Despacho para abastecimiento -A1- 1er Caso .....	19
Figura 9. Costos por tecnología -A1- 1er Caso .....	19
Figura 10. Despacho para abastecimiento -A2- 1er Caso.....	20
Figura 11. Costos por tecnología -A2- 1er Caso .....	20
Figura 12. Despacho para abastecimiento -A3- 1er Caso.....	21
Figura 13. Costos por tecnología -A3- 1er Caso .....	21
Figura 14. Despacho para abastecimiento -A4- 1er Caso.....	22
Figura 15. Costos por tecnología -A4- 1er Caso .....	22
Figura 16. Energía asignada para abastecimiento – 1er Caso .....	23
Figura 17. Costos totales por tecnología – 1er Caso .....	23
Figura 18. Despacho para abastecimiento -A1- 2do Caso.....	25
Figura 19. Despacho para abastecimiento -A2- 2do Caso.....	27
Figura 20. Despacho para abastecimiento -A3- 2do Caso.....	30
Figura 21. Despacho para abastecimiento -A4- 2do Caso.....	32
Figura 22. Energía asignada para abastecimiento – 2do Caso .....	33
Figura 23. Despacho para abastecimiento -A1- 3er Caso .....	35
Figura 24. Costos por tecnología -A1- 3er Caso .....	36
Figura 25. Despacho para abastecimiento -A2- 3er Caso.....	36
Figura 26. Costos por tecnología -A2- 3er Caso .....	37
Figura 27. Despacho para abastecimiento -A3- 3er Caso.....	38
Figura 28. Costos por tecnología -A3- 3er Caso .....	39
Figura 29. Despacho para abastecimiento -A4- 3er Caso.....	39
Figura 30. Costos por tecnología -A4- 3er Caso .....	40
Figura 31. Energía asignada para abastecimiento –3er Caso .....	41
Figura 32. Costos totales por tecnología – 3er Caso .....	41
Figura 33. Despacho para abastecimiento -A1- 4to Caso.....	43
Figura 34. Despacho para abastecimiento -A2- 4to Caso.....	46

Figura 35. Despacho para abastecimiento -A3– 4to Caso.....	49
Figura 36. Despacho para abastecimiento -A4– 4to Caso.....	51
Figura 37. Energía asignada para abastecimiento – 4to Caso .....	53
Figura 38. . Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. ....	66
Figura 39. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	66
Figura 40. Indicador de solución - Estado del arte.....	66

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo para el DEMA.....	12
Tabla 2. Datos técnicos de las unidades de generación convencional .....	13
Tabla 3. Parámetros técnicos de la generación con energía renovable .....	14
Tabla 4. Asignación de tecnología del sistema de generación .....	14
Tabla 5. Precios de energía por cada generador .....	14
Tabla 6. Probabilidad del recurso eólico por área .....	14
Tabla 7. Probabilidad del recurso solar por área .....	15
Tabla 8. Bloque de energía ofertado .....	16
Tabla 9. Precio para cada bloque de energía ofertado.....	16
Tabla 10. Bloque de potencia horaria de la demanda .....	16
Tabla 11. Precios por bloque de la demanda.....	17
Tabla 12. Despacho para abastecimiento -A1– 1er Caso.....	18
Tabla 13. Despacho para abastecimiento -A2– 1er Caso.....	19
Tabla 14. Despacho para abastecimiento -A3– 1er Caso.....	20
Tabla 15. Despacho para abastecimiento -A4– 1er Caso.....	21
Tabla 16. Energía despachada -1er Caso.....	22
Tabla 17. Costos totales– 1er Caso .....	23
Tabla 18. Generación aceptada por bloque -A1– 2do Caso .....	24
Tabla 19. Generación aceptada para abastecimiento -A1– 2do Caso .....	25
Tabla 20. Beneficio neto -A1– 2do Caso .....	25
Tabla 21. Generación aceptada por bloque -A2– 2do Caso .....	26
Tabla 22. Generación aceptada para abastecimiento -A2– 2do Caso .....	27
Tabla 23. Beneficio neto -A2– 2do Caso .....	28
Tabla 24. Generación aceptada por bloque -A3– 2do Caso .....	28
Tabla 25. Generación aceptada para abastecimiento -A3– 2do Caso .....	29
Tabla 26. Beneficio neto -A3– 2do Caso .....	30

Tabla 27. Generación aceptada por bloque -A4– 2do Caso .....	30
Tabla 28. Generación aceptada para abastecimiento -A4– 2do Caso .....	31
Tabla 29. Beneficio neto -A4– 2do Caso .....	32
Tabla 30. Energía despachada -2do Caso.....	32
Tabla 31. Beneficio neto - 2do Caso .....	33
Tabla 32. Energía -1er y 2do Caso .....	33
Tabla 33. Variación Energía -1er y 2do Caso .....	34
Tabla 34. Variación económica -1er y 2do Caso .....	34
Tabla 35. Despacho para abastecimiento -A1– 3er Caso.....	34
Tabla 36. Intercambio del A1– 3er Caso.....	35
Tabla 37. Despacho para abastecimiento -A2– 3er Caso.....	36
Tabla 38. Intercambio del A2– 3er Caso.....	36
Tabla 39. Despacho para abastecimiento -A3– 3er Caso.....	37
Tabla 40. Intercambio del A3– 3er Caso.....	38
Tabla 41. Despacho para abastecimiento -A4– 3er Caso.....	39
Tabla 42. Intercambio del A4– 3er Caso.....	39
Tabla 43. Energía despachada -3er Caso.....	40
Tabla 44. Costos totales– 3er Caso .....	41
Tabla 45. Generación aceptada por bloque -A1– 4to Caso.....	41
Tabla 46. Generación aceptada para abastecimiento -A1– 4to Caso .....	43
Tabla 47. Intercambio del A1– 4to Caso.....	43
Tabla 48. Beneficio neto -A1– 4to Caso .....	44
Tabla 49. Generación aceptada por bloque -A2– 4to Caso.....	44
Tabla 50. Generación aceptada para abastecimiento -A2– 4to Caso .....	45
Tabla 51. Intercambio del A2– 4to Caso.....	46
Tabla 52. Beneficio neto -A2– 4to Caso .....	47
Tabla 53. Generación aceptada por bloque -A3– 4to Caso.....	47
Tabla 54. Generación aceptada para abastecimiento -A3– 4to Caso .....	48
Tabla 55. Intercambio del A3– 4to Caso.....	49
Tabla 56. Beneficio neto -A3– 4to Caso .....	49
Tabla 57. Generación aceptada por bloque -A4– 4to Caso.....	50
Tabla 58. Generación aceptada para abastecimiento -A4– 4to Caso .....	51
Tabla 59. Intercambio del A4– 4to Caso.....	52
Tabla 60. Beneficio neto -A4– 4to Caso .....	52
Tabla 61. Energía despachada -4to Caso.....	52
Tabla 62. Beneficio neto – 4to Caso .....	53

Tabla 63. Energía -3er y 4to Caso.....	53
Tabla 64. Variación Energía -3er y 4to Caso .....	54
Tabla 65. Variación económica -3er y 4to Caso .....	54
Tabla 66: Matriz de estado del arte. ....	61

# ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA

## Resumen

El presente artículo es desarrollado en función a que a nivel mundial se han institucionalizado mercados de competencia, liberalizando el mercado en las actividades de generación y de la distribución, permitiendo a la demanda ser un participante activo en las transacciones comerciales de los sistemas, áreas o regiones que pueden interconectarse, razón por la cual se ha desarrollado un modelo de optimización no lineal al cual se han introducido variables binarias, el cual determinará la asignación y la cantidad de energía que pueden entregar los generadores en una área y transferir a otra área para desplazar la generación no económica o ineficiente basándose en la casación de la oferta y demanda para maximizar el bienestar neto, considerando las restricciones técnicas de los generadores, las restricciones impuestas por los vínculos de las áreas y las asociadas al sistema, tomando en cuenta las curvas de oferta correspondientes. El modelo de optimización resuelto permite establecer aspectos concluyentes de ámbito técnico y económico.

**Palabras Clave:** Almacenamiento de energía, baterías, simulación de sistemas de energía, despacho de generación de energía, fuentes de energía renovables y métodos de optimización.

## Abstract

This article is developed based on the fact that competitive markets have been institutionalized worldwide, liberalizing the market in generation and distribution activities, allowing the demand to be an active participant in the commercial transactions of the systems, areas or regions that can be interconnected, for which a non-linear optimization model has been developed to which binary variables have been introduced, which will determine the forecast and the amount of energy that the generators can deliver in one area and transfer to another area to displace non-economic generation or rapid inefficiency in the matching of supply and demand to maximize net welfare, considering the technical restrictions of the generators, the restrictions imposed by the links of the areas and those associated with the system, taking into account the curves of corresponding offers. The solved optimization model allows to establish conclusive aspects of technical and economic scope

**Keywords:** Energy storage, Batteries, Power system simulation, Power generation dispatch, Renewable energy sources, and Optimization methods.

# 1 Introducción

Con la penetración de nuevas tecnologías para la generación de energía, con el objeto de aportar energía al sistema eléctrico, adicionalmente el crecimiento dinámico de la demanda que se extiende en todas las regiones; los sistemas eléctricos de potencia se ven en la necesidad inevitable de tener una apertura rápida dentro del mercado de energía con el objeto de involucrarse a gran escala constituyendo un sistema de energía interconectado de múltiples áreas [1], dichas áreas pueden representar sistemas eléctricos de países, sistemas eléctricos de un mercado regional, partes de un mismo sistema eléctrico. Este patrón es considerado dentro de la gestión para la operación del sistema y los mecanismos involucrados deben cambiar y asociarse a este nuevo comportamiento de los sistemas eléctricos con el fin de dar el servicio eléctrico a la demanda [2].

Es importante resaltar que, la operación del sistema de potencia junto con la planificación constituye una labor compleja que involucra modelos de procesamiento de datos y ecuaciones que describen a los elementos involucrados en el proceso de abastecimiento, y que consecuentemente direccionan al operador en un corto hasta largo plazo a la toma de decisiones para el balance, calidad y eficiencia en el servicio al consumidor [3]. A parte de lo mencionado otro tema que juega un papel indispensable en la gestión para la operación es el mercado eléctrico, ya que este se relaciona con procedimientos económicos, sociales, ambientales y regulatorios, y en función de estos aspectos el mercado debe buscar el rendimiento del sistema de potencia acondicionando acciones y medidas óptimas para aplicarlas. Por lo tanto, es posible comparar este con otro mercado donde se trata de buscar un beneficio económico para las partes participantes en el mercado. La eficiencia que repetidamente se menciona es medida en base a las condiciones bajo las que se

produce y se entrega la potencia, proceso que se denomina despacho económico; y también se mide en base al nivel de pérdidas generadas posteriormente a los procesos de transmisión y distribución [4]. Basado en lo descrito se puede evidenciar que la operación del sistema depende de la planificación para la participación en el mercado eléctrico; por lo tanto, todos los cambios de la red también se reflejan en los mismos.

El desarrollo energético tiene como efecto la reconfiguración de los sistemas de energía por los cambios que se producen en la demanda como en las fuentes de generación, y como alternativa de solución los sistemas se pueden transformar en sistemas energéticos integrados o interconectados regionalmente, este tipo de sistemas vienen acompañados de características de gran provecho direccionados a los requerimientos de la carga en un término de tiempo inmediato, es decir al corto plazo, para lo cual el problema de despacho económico es el medio por el que se definen los participantes necesarios para cubrir la demanda entre las áreas relacionadas, es decir se determina el despacho horario de potencia de cada sistema de cada área minimizando los costos de operación clásicamente [5].

La planificación de la operación requiere ejecutar los siguientes procedimientos básicos [6]:

- Simulación horaria de la operación económica óptima.
- Despacho Económico Horario.

Con el enfoque en el despacho económico clásico, se puede decir que este corresponde a un problema que tiene como fin lograr operar estos sistemas, de forma que se garantice mínimo costo, al igual que entregar energía a la demanda bajo estándares de seguridad y confiabilidad. En vista de que este método de solución tiene extensos estudios como [7]–[11], enfocados

en una función objetivo de despachar energía minimizando costos totales de operación en base a la demanda prevista en un horizonte temporal, se analizan también los innovadores métodos de despacho relacionados a varios objetivos como [12]–[14], donde se optimiza un esquema energético configurando la red basado en intereses económicos, ambientales, también sociales en un mismo problema tomando el nombre de despacho económico multiobjetivo, otros estudios combinan esta programación con modelos estocásticos de generación y demanda en [15], [16]. También ha habido métodos que incluyen mecanismos para determinar transacciones mercado de energía en las operaciones económicas con la función objetivo beneficiar al lado de la oferta y la demanda como los presentados en [17], [18].

En relación a lo descrito y en camino a complementar el eje de desarrollo del presente trabajo es necesario destacar los estudios desarrollados entorno a las

estrategias en la gestión en tiempo real o despacho horario resuelto en [19], [20]; pero pocos estudios combinan los temas mencionados direccionados a sistemas energéticos interconectados, como en [21], [22] que se logra un modelo de optimización para el despacho y multiobjetivo para múltiples áreas. La literatura relacionada a [23] resuelve diferentes funciones objetivo en los problemas de despacho, considerando diferentes perspectivas como por ejemplo la económica, social, ambiental, entre otras; a este planteamiento se le suma una novedosa función objetivo que pretende maximizar el beneficio económico de los participantes en el mercado de energía por lo que el despacho económico resuelve la coordinación horaria y balance generación – demanda maximizando el beneficio social o el ingreso neto por venta de energía, resultante de la formulación de los ingresos totales de la venta de electricidad menos el costo como se resuelve en [24]. En base a lo

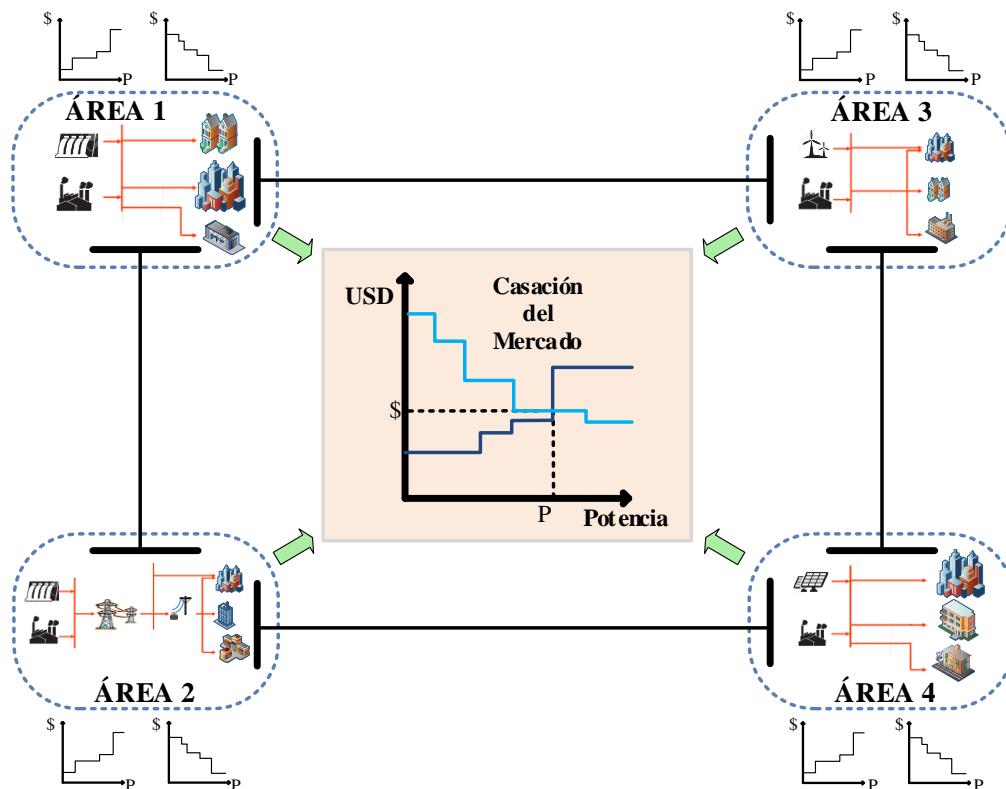


Figura 1. Asignación óptima de unidades de generación en áreas múltiples maximizando el ingreso neto [autor].

citado y los estudios recopilados, se obtienen los fundamentos teóricos que incentivan al desarrollo del presente trabajo que complementa a las investigaciones anteriores, este artículo propone un modelo de optimización para establecer la asignación de las unidades de generación tomando en consideración áreas múltiples a través de la elaboración de un modelo de optimización que maximice el beneficio del ingreso neto por venta de energía; este estudio pretende integrar la participación de sistemas de energía de áreas, que estratégicamente favorecen a un sistema interconectado global, gráficamente este modelo se interpreta en la Figura 1.

Bajo los indicios expuestos, el trabajo propuesto se desarrolla en el siguiente orden: la Sección 2 desarrolla la literatura relacionada a la planificación, despacho económico horario y de múltiples áreas; la Sección 3 muestra el modelado matemático; la Sección 4 presenta la implementación del modelo matemático; la Sección 5 presenta los resultados obtenidos con el respectivo análisis; y, se concluye con las conclusiones relacionadas y los trabajos futuros que pueden ser desarrollados.

## 2 Marco teórico

En el presente numeral se esboza los conceptos que se usarán para el desarrollo del estudio investigativo planteado, abocando temas tales como la planificación operativa, el despacho económico, así como el abastecimiento en múltiples áreas.

### 2.1 Planificación operativa energética

Para garantizar la continuidad, la confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico es imprescindible la ejecución de actividades coordinadas para la operación del mismo, y principalmente alcanzar un balance entre la generación y la energía que demandan los usuarios del sistema. Por lo tanto, el servicio eléctrico es una cadena de

intercambio de energía, desde las unidades de producción direccionada a ser distribuida a la demanda, por medio de contratos en diferentes plazos temporales planificados desde años, meses, semanas, días y horas [25]. Por lo tanto, la principal función del operador del sistema es mantener un equilibrio entre la oferta y demanda de energía, para el efecto las principales acciones son la ejecución de estudios de pronóstico de la demanda de energía eléctrica y la programación de las instalaciones disponibles que se ajusten al mercado energético, dicho ajuste depende de las gestiones de:

*Las restricciones técnicas:* son condiciones derivadas de los equipos y procesos del sistema que alteran su operación óptima, y en función del nivel de afectación el operador se ve en la necesidad de modificar la sistematización del proceso energético para garantizar la viabilidad de operación técnica y económica temporalmente [26].

*Los servicios suplementarios:* es un producto resultante de la generación que corresponde a una porción o margen del suministro reservado para atender desbalances entre la generación y la demanda esta actividad es gestionada por el operador, son tres tipos de procedimientos como complemento a la operación con la función de regulación por niveles para corregir los desvíos de frecuencia por un periodo de tiempo, es una variación de potencia de todas las unidades disponibles por un tiempo que ocurre hasta volver a constituir la totalidad del sistema [26].

*Desvíos:* por medio de este mecanismo es posible la resolución del desbalance entre la generación y la carga instantes antes del despacho. Esto ocurre cuando las unidades están escasas de producción y existe oferta de otras, entonces el operador puede gestionar la producción en tiempo real (minutos antes) para el despacho, lo que soluciona temporalmente las necesidades del sistema, el costo repercute sobre el



agente responsable de la falta de producción y a los consumidores [27].

Estas actuaciones permiten hacer frente al cambio previsto del consumo en cada instante siendo cubierto en la planificación para la operación en los distintos plazos temporales (corto, medio y largo) y permiten mantener equilibrado el sistema eléctrico y bajo niveles de seguridad. Lo que significa que la planificación establece las acciones óptimas para la operación del sistema y los recursos para minimizar la ocurrencia o riesgos de fallas y los costos durante la entrega de la energía a la demanda pronosticada. Para la entrega de la energía la planificación utiliza un modelo programado que considera lo siguiente [28]:

- Particularidades de operación de las plantas de generación lo que representa todos sus límites y restricciones.
- Características del recurso debido a la incertidumbre que presentan los caudales, la radiación, el viento, entre otros, que dependen de la estación, el tiempo y ubicación.
- Aspectos de la red de transmisión (capacidad, topología, pérdidas, etc.).
- Representación de la carga a abastecer en un plazo temporal esto depende del requerimiento planteado en la planificación [29].

El análisis de la planificación de la operación es indispensable para cada agente que participa en el mercado eléctrico y como se mencionó son tres las etapas que ejecutan los estudios mencionados en cada horizonte temporal de donde resultan acciones óptimas sobre el sistema. A continuación, se detalla brevemente los plazos en el planeamiento de operación y ciertas acciones que resultan de los mismos [30].

a) Largo Plazo: sus acciones para la operación son a partir de un año para abastecer a la demanda con calidad,

confiablemente y de manera segura. En esta etapa se realizan evaluaciones en cada estado del sistema (dinámico, estacionario y transitorio) para poder [31]:

- Identificar el comportamiento de la red por áreas.
- Esquematización del alivio de carga y compensaciones.
- Definición de la reserva rodante y fría.
- Determinar los voltajes referenciales en las áreas definidas.
- Definición de los límites de potencia de los enlaces en función del ajuste de las protecciones.
- Instaurar la acción de los taps de los transformadores.
- Delimitar los límites de generación.
- Propuesta de ingreso de unidades nuevas al área de transporte y producción.
- Medidas complementarias a los agentes para la preservación del sistema frente a contingencias.

b) Mediano Plazo: para el cumplimiento del abastecimiento a la demanda en sus distintos escenarios (base, picos y valles) bajo óptimos parámetros en una extensión temporal de una semana es necesaria la planificación del sistema en esta etapa, y se puede evaluar y observar los siguientes puntos [32]:

- Observar los voltajes referenciales en las áreas definidas.
- Fijar los límites de carga de los enlaces de conexión entre áreas delimitadas en base a los estudios de largo plazo.
- Fijar claves para la operación.
- Análisis del plan de mantenimientos.
- Maniobras para regular el voltaje.

c) Corto Plazo: planear el sistema en el plazo de un día previo a la operación es el objetivo de esta fase y el análisis permite como resultado [20]:

- Obtener un plan de mantenimiento en la generación y transporte.
- Generar estrategias de control para el voltaje.
- Resolver el problema horario de despacho económico, en base a consignas para la operación.

Esta última actividad constituye una de las actividades más importantes resultante de la planeación a corto plazo. A continuación, se describe la metodología que se aplica para la ejecución de dicha programación para el abastecimiento de la demanda en base a una oferta de carga versus una oferta de generación [33].

## 2.2 Despacho económico de programación horaria

Con el enfoque del presente trabajo es importante primeramente resaltar que para los sistemas eléctricos de potencia el despacho económico (DE) es una clásica metodología en la actividad de operación que permite definir de forma óptima un precio, al igual que garantizar la calidad y fiabilidad del suministro de energía eléctrica [34], y otros beneficios del modelo que se muestran en la Figura 2.

Principales funciones del Modelo de DE	
Representar la configuración de la red de transmisión a detalle para su programación posterior.	Representar los tiempos y costos de arranque y parada para las unidades de generación.
Representar cada generadora con sus consumos, costos, reservas y restricciones.	Representar los máximos y mínimos de los tiempos de operación de las generadoras,
Representar los requerimientos de reserva rodante y fría para mantener la operación.	Calcular la energía no suministrada o el déficit de abastecimiento de la demanda
Representar la exportación e importación en los puntos de interconexión.	Calcular los flujos de potencia y las pérdidas del sistema de potencia.
Determinar los precios marginales (marginal horaria, de mercado, de nodo)	Determinar la reservas para condiciones de confiabilidad y seguridad.
Determinar el Programa de generación horario de las unidades de Generación.	

Figura 2. Principales funciones del modelo de Despacho Económico Horario [35].

El DE por lo tanto pretende fijar una programación temporal de las unidades de generación a distribuirse y entregarse a la carga prevista que se refleja en un precio por dicho servicio, es así como este método es aplicado por las empresas generadoras de electricidad posterior a una oferta propuesta para una determinada porción o bloque de carga para que se disponga de dicha energía de las distintas unidades de generación y se asignen cuotas para el despacho óptimo de energía, lo que simboliza un costo mínimo u otra función objetivo planteada en el modelo de optimización [36].

El mercado organizado diariamente para las 24 horas del día está constituido por un proceso que sule a los diferentes nodos del sistema de energía para las respectivas cargas conectadas, estableciendo un mercado centralizado e incluyendo las transferencias regionales e internacionales, el proceso de solución al problema es la operación o despacho económico. El procedimiento para el despacho de operación horario se basa en [35]:

- 1) *La curva de carga horaria* es requerida para el cálculo económico en el despacho, esta curva representa curvas tipo del comportamiento de la demanda en un horizonte temporal con su respectivo pronóstico de crecimiento que se reflejan en cada bloque por las 24 horas.
- 2) *La capacidad de energía de generación diaria* se obtiene de los estudios de planificación de escala superior (medio y largo plazo), es el valor que las unidades y plantas han establecido como aporte para la demanda en el mercado, el mismo que debe ser evaluado para establecer sus límites de participación para cumplir con la curva de demanda horaria y así poder mantener un balance entre la producción y demanda.
- 3) *La clasificación de la generación por prioridad* se basa los costos de operación ingresados al despacho por

las generadoras para ser optimizados y organizados según el mínimo costo, confiabilidad, seguridad y la curva de comportamiento de la demanda [37].

- 4) *Los periodos de demanda* son pico, media y de base, y son identificados para asignar generación [35].
- 5) *Despacho económico de corto plazo* cubre la matriz energética asignando por bloques una generación de unidades clasificadas por el modelo de optimización de acuerdo al aporte declarado para un periodo horario de demanda correspondiente [36], pero para el caso del presente estudio se asigna en función de una oferta de la demanda y una oferta de generación entre áreas para igualmente cubrir la demanda conjunta de las mismas.

### **2.2.1 Despacho horario entre diferentes áreas**

Es una extensión del despacho tradicional y constituye un problema no lineal de optimización para la operación del sistema de potencia. El despacho multiárea (DEMA) parte de los principios mencionados en la Figura 2, y principalmente se caracteriza por la relación de múltiples regiones o áreas con sus respectivas cargas y unidades de generación para minimizar costos mediante la programación de la potencia horaria y el intercambio dirigido al abastecimiento de la demanda de las áreas [38], [39], como se mencionó inicialmente las áreas representan sistemas eléctricos de países, sistemas eléctricos de un mercado regional, partes de un mismo sistema eléctrico. Las áreas generalmente rodean al sistema y el objetivo general es interconectarse por medio de líneas de enlace y en el despacho determinar la generación dentro de su región de tal forma que de minimice el costo total de todas ellas cumpliéndose las restricciones de operación como capacidad de generación y transmisión y balance de

carga en todo el conjunto de áreas [40], [41].

La composición de los sistemas interconectados por regiones hace del sistema un trabajo a gran escala, pero las ventajas promueven dicha incorporación, como [42]:

- Las reservas de capacidad de los subsistemas permiten amparar la red interconectada frente a contingencias en cualquiera de las partes con el intercambio de dicha reserva.
- Promueve la participación de diferentes tecnologías de generación debido a que las áreas interconectadas salvaguardan el sistema frente a la inestabilidad de las energías limpias y más útil.
- La interconexión de áreas suple flexiblemente de energía a la demanda dinámica.
- El mercado eléctrico es más dinámico para la oferta de la generación y la oferta de la demanda [42].

Este tipo de operación se convierte en una optimización colaborativa regional donde el sistema se beneficia de las ventajas de cada área aportando con seguridad y confiabilidad [38]. Este mecanismo es una configuración de energía regional que opera de dos maneras:

1. *Optimización distribuida:* este modelo interactúa con las áreas, pero respetando su independencia con ello sus deficiencias, es así que para el problema de despacho solo información puntual es considerada junto con sus límites en sus nodos para la interconexión, e independientemente se logra el despacho de cada área para obtener sus decisiones en base a sus propósitos para luego ejecutar el despacho económico de áreas múltiples junto con un objetivo cooperativo, en la Figura 3 (literal A) se observa su operación. Tiene mayor

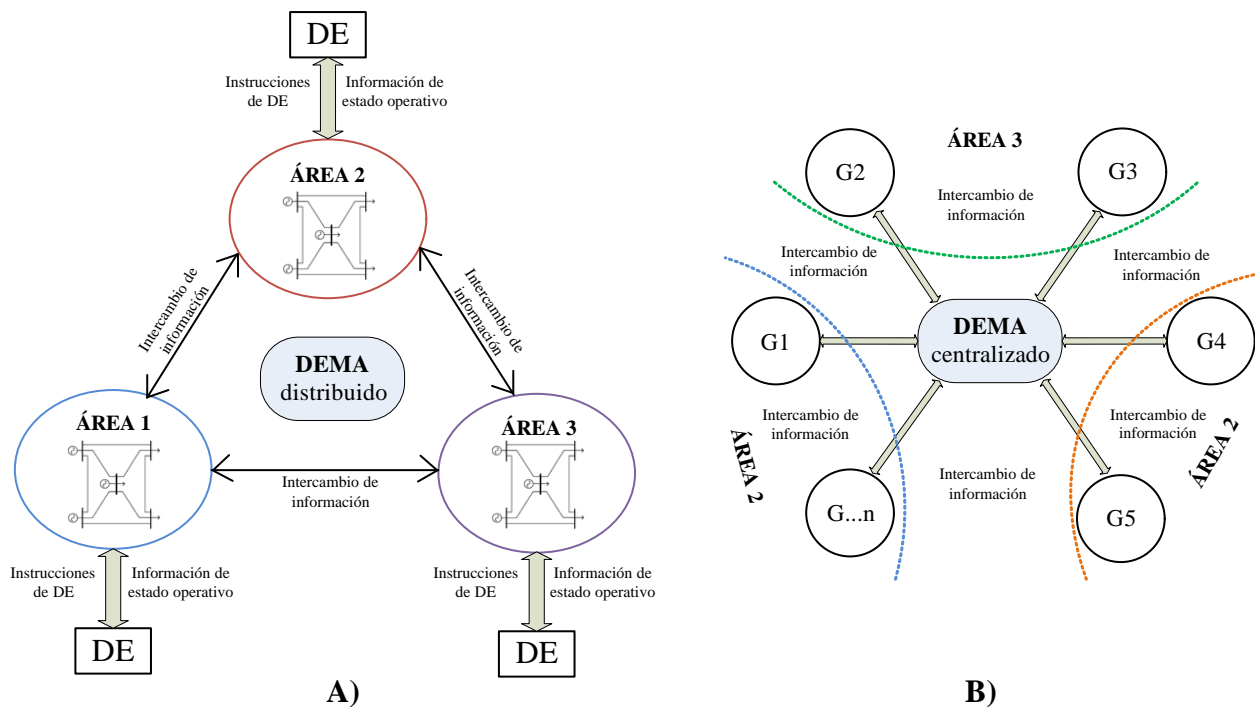


Figura 3. Tipos de optimización: A) DEMA distribuido. B) DEMA centralizado [43].

factibilidad en el manejo de datos y brinda privacidad en las operaciones individuales de las áreas [43].

2. *Optimización centralizada:* corresponde al despacho convencional donde existe un centro de operaciones que capta toda la información de las redes y áreas, ejecuta el programa de optimización correspondiente con la suma ponderada de sus objetivos y se emiten directrices a cada unidad de producción para el despacho, gráficamente se observa en la Figura 3 (literal B). La coordinación trae desafíos técnicos al involucrar varias áreas que conlleva a mucha información para procesar lo que puede llegar a afectar la robustez y fiabilidad del sistema, pero el resultado es adecuado con buenas herramientas de manejo de datos [44].

### 2.2.2 Maximización del ingreso neto por venta de energía como función objetivo del Despacho

Una vez que se conoce el procedimiento de asignación de potencia de las unidades generadoras es necesario resaltar las principales funciones objetivo de un despacho, primeramente según [45] se conoce que para la solución del problema de despacho es necesaria la implementación de una herramienta de solución como: flujos de carga, metodologías heurísticas, de punto interior, selección múltiple, Lagrange, optimización, entre otras, donde se generan modelos que den una solución en base a una o varias funciones objetivo establecidas con las respectivas restricciones, por lo tanto estas pueden enfocarse a la minimización o maximización de estudios que valoricen aspectos económicos, ambientales o sociales como:

- Minimización de pérdidas: el despacho económico puede dirigirse hacia la potencia activa considerando las variables de voltaje como solución para la función objetivo que optimiza pérdidas de potencia, el modelo además de verificar la reducción de pérdidas se liga a la minimización conjunta de costos de producción y adicionalmente esta disminución tiene efecto inmediato sobre los elementos de la red al reducir las sobrecargas en base a consideraciones técnicas. De la misma manera si la función objetivo es la reducción de pérdidas de potencia reactiva el despacho se ejecutará en función de costos y el efecto directo es el alivio sobre los equipos reactivos [46].
- Minimización de costos operativos totales: es un proceso de operación económica para encontrar la solución a la incorporación de unidades generadoras a través de una programación para su participación en el abastecimiento de una determinada curva de carga a un costo mínimo de producción con la consideración de restricciones técnicas y económicas, bajo condiciones seguras y confiables [47].
- Minimización de energía no suministrada: este problema de despacho introduce en el procesamiento de datos el precio de la energía, también variables que den eficacia a la señal económica, estas permiten incrementar el precio ante condiciones de escasez en la oferta de generación por requerir una unidad costosa, de manera opuesta el precio de la energía es fijo en el despacho de unidades [48].
- Maximización de la confiabilidad en el sistema: se refiere a un despacho en condiciones de contingencia a fin

de evaluar índices de confiabilidad que pueden ser maximizados o minimizados [49].

Las funciones objetivo que se resaltan son parte de un amplio número de investigaciones, que han dado impulso al planteamiento de novedosos temas que favorecen a la evolución de los mercados eléctricos como lo es la:

**Maximización del ingreso neto por venta de energía:** esta función objetivo es parte de una operación de despacho para resolver la programación diaria; el modelo en conjunto tiene una perspectiva de un beneficio económico en el mercado es decir maximizar ganancias para las partes participantes, los oferentes de generación y los oferentes de carga [50], [51]. Este mecanismo ajusta la oferta y demanda para optimizar los recursos energéticos en el corto plazo, donde precio equilibrado (precio a tiempo real) es el resultado del costo total de producción de la compra de la energía menos los ingresos totales de la venta de electricidad, es un ganar – ganar de las partes que serían las empresas de generación y los responsables de la energía distribuida o consumidores, este mecanismo también es llamado programación binivel o beneficio social cuya programación coordina el plan de despacho de manera integrada lo que guía a los usuarios en el consumo, ajusta el patrón de uso, ejecuta una estrategia energética y logra el beneficio neto [52], [53].

Como se lee los estudios evolucionan modificando los objetos de estudio, variables y restricciones involucradas en un despacho para acercarse más a una operación adecuada en tiempo real del sistema de potencia. Muchas son las investigaciones de despacho económico tradicional, pero pocas como [54]–[56] y el trabajo presente propuesto presentan conceptos, modelos y aplicaciones, en general un estudio de gestión de la energía con una licitación o casación que incrementa la rentabilidad del sistema y

mantiene el equilibrio de la red a partir de incentivos para la participación de la oferta y la demanda en el corto plazo, para el presente estudio ejecutado el modelo de optimización según su función objetivo maximiza el beneficio del ingreso neto por venta de energía que es una situación coordinada de etapas donde la generación y la demanda oferta para un beneficio económico de ambos lados y en base a la optimización encuentra un precio equilibrado dependiente de las restricciones involucradas para la asignación de las unidades de generación para el abastecimiento óptimo de la demanda [57]. Adicionalmente la incorporación de la modelación de un sistema de múltiples regiones es un mecanismo de cooperación de mercado que se beneficia también por transacciones regionales de energía, y la obtención de un precio multi generadores y consumidores con los mismos incentivos mencionados [58].

### 3 Modelación del intercambio horario en áreas múltiples

La modelación matemática para lograr el abastecimiento de la demanda en distintas regiones en función de los recursos de generación asignados en cada región tomando en cuenta el ingreso neto pertenece a la resolución de un problema de optimización no lineal al que se le incluye decisiones binarias para la determinación de los bloques aceptados para la producción de energía y la demanda aceptada.

En este contexto, la resolución del modelo permite establecer la casación del mercado de forma horaria, todo esto con el fin de maximizar el beneficio neto, la modelación evalúa las curvas de oferta para la compra y para la venta de energía, por parte de la demanda y los generadores, respectivamente, para el efecto, se establecerán restricciones asociadas a los aspectos constitutivos de los generadores tales como la potencia máxima y mínima a

es decir los límites de potencia, además a esta restricción se incluye las restricciones para la entrega y retiro de producción de energía, de manera complementaria se modela las restricciones de la capacidad de los enlaces que interconectan las áreas y las restricciones asociadas para el abastecimiento de la demanda. A continuación, se describen la nomenclatura que permiten esquematizar de forma matemática el problema de optimización.

$G$	Conjunto de las plantas de generación ubicadas en todas las áreas a ser modeladas
$K$	Conjunto de cargas concentradas ubicadas en todas las áreas a ser modeladas
$H$	Periodo total a ser analizado
$A$	Conjunto de áreas a ser modeladas.
$OF$	Función objetivo para beneficio Neto
$L_{(k,m,h)}$	Bloque de energía $m$ requerida por la demanda $k$ en el periodo $h$ .
$T_{(g,s,h)}$	Bloque de energía $s$ a ser entregada por el generador $g$ en el periodo $h$ .
$Y_{(m,k,h)}$	Precio de oferta del bloque de demanda $m$ , por la carga $k$ en el periodo $h$ .
$\beta_{(s,g,h)}$	Precio de oferta para el bloque de energía $s$ , por el generador $g$ en el periodo $h$ .
$Pd_{(m,k,h)}^{max}$	Límite superior de potencia para el bloque de demanda $m$ , por la carga $k$ en el período $h$ .
$Pg_{(s,g,h)}^{max}$	Límite superior de potencia para el bloque de producción de energía $s$ , por el generador $g$ en el período $h$ .
$P_g^{max}$	Límite superior de potencia del generador $g$
$Ru_g^+$	Rampa superior temporal del generador $g$
$Rd_g^-$	Rampa inferior temporal del generador $g$
$P_g^{min}$	Límite inferior de potencia del generador $g$

$C_{A_y, A_x}^{max}$	Límite máximo de la capacidad del vínculo que interconecta las áreas $A_y$ y $A_x$
$PBD_{(m,k,h)}$	Variable que determina la potencia aceptada para abastecer el bloque de carga $m$ , por la carga $k$ en el período $h$ .
$PBG_{(s,g,h)}$	Variable que determina la potencia aceptada para la entrega del bloque de producción $s$ , por el generador $g$ en el período $h$ .
$J_{(g,h)}$	Variable binaria para la selección de la generadora $g$ en el período $t$ .
$I_{A_y, A_x, h}$	Intercambio de energía entre las áreas $A_y$ y $A_x$ en el período $h$ .

### 3.1 Función Objetivo para maximizar el beneficio neto

La función objetivo del modelo de optimización corresponde a maximizar el beneficio neto, el cual pretende establecer un equilibrio de mercado en función de las curvas de oferta formadas para la demanda a ser abastecida en cada área y las curvas de oferta para la producción de energía a ser entregada por los generadores ubicados en las áreas modeladas. Lo anterior permite que el optimizador, en función de los bloques de compra venta que se oferten, se produzca la casación del mercado, lo cual indirectamente minimiza los costos de producción y permite la cantidad de energía a ser comprada y abastecida de forma que el precio marginal corresponda al costo marginal maximizando la utilidad de los consumidores. La función objetivo descrita matemáticamente se presenta seguidamente.

$$OF = \sum_h^H \sum_k^K \sum_l^m PBD_{(m,k,h)} \cdot \gamma_{(m,k,h)} - \sum_h^H \sum_g^G \sum_s^S PBG_{(s,g,h)} \cdot \beta_{(s,g,h)} \quad (1)$$

### 3.2 Restricciones para la asignación óptima de los generadores en áreas múltiples

El intercambio de electricidad horaria entre áreas resultado de la casación del mercado en base a las curvas de oferta, resulta de la maximización de la función objetivo, la misma que está delimitada por una serie de funciones limitantes denominadas restricciones, asociadas al sistema, a los vínculos y a los mismos generadores, en los numerales siguientes se detallan las restricciones modeladas e implementadas al modelo propuesto.

#### 3.2.1 Límites de los bloques ofertados para el consumo y producción

Las inecuaciones que se modelan a continuación corresponden a los límites que pueden tomar las variables que determinan la potencia aceptada para el abastecimiento o producción de energía de forma horaria y las cuales dependen de las curvas de oferta correspondientes

$$PBG_{(s,g,h)} \leq Pg_{(s,g,h)}^{max} \quad (2)$$

$$PBD_{(m,k,h)} \leq Pd_{(m,k,h)}^{max} \quad (3)$$

$$PBD_{(m,k,h)}, PBG_{(s,g,h)} \geq 0 \quad (4)$$

#### 3.2.2 Restricción de capacidad de los vínculos

Las inecuaciones que se detallan permiten modelar la capacidad máxima de potencia que puede ser trasladada entre las áreas interconectadas, la cual delimita los valores mínimos y máximos de potencia que permiten el flujo de energía a las áreas para desplazar la energía producida por fuentes de generación costosas o ineficientes.

$$I_{A_y, A_x, h} \leq C_{A_y, A_x}^{max} \quad (5)$$

$$I_{A_y, A_x, h} \geq -C_{A_y, A_x}^{max} \quad (6)$$

### 3.2.3 Límites técnicos de los generadores

Todo generador, por su constitución física, tiene limitaciones en la entrega o absorción de energía, a lo que se conoce como límites técnicos. Las inecuaciones que se detallan permiten que la producción de energía acumulada por cada uno de los bloques ofertados de un mismo generador en un periodo  $h$  no sobrepasen los límites técnicos. A fin de que el modelo pueda tomar la decisión de tomar o no la producción de un determinado generador, se incluye, a las inecuaciones, las variables binarias correspondientes, su modelación es la siguiente:

$$P_g^{min} \cdot J_{(g,h)} \leq \sum_s PBG_{(s,g,h)} \quad (7)$$

$$P_g^{max} \cdot J_{(g,h)} \geq \sum_s PBG_{(s,g,h)} \quad (8)$$

### 3.2.4 Rampas de toma de carga de los generadores.

Las rampas de los generadores corresponden a la cantidad de energía que puede entregar o reducir en cada uno de los períodos de análisis  $h$ , la formulación siguiente se muestra en las inecuaciones modeladas y cuya restricción obedece a las condicionantes técnicas de los generadores.

$$\sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h)} - \sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h-1)} \leq R_g^+ \quad (9)$$

$$\sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h-1)} - \sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h)} \leq R_g^- \quad (10)$$

### 3.2.5 Restricción de abastecimiento

Esta restricción permite que por área se evalúe el balance entre la producción, la demanda y los flujos intercambiados entre las áreas adyacentes interconectadas a un área puntual, la modelación matemática se muestra a continuación.

$$\sum_{g \in Ax} \sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h)} - \sum_{k \in Ax} \sum_{m \in K} PBD_{(m,k,h)} = \sum_{Ay} I_{Ax,Ay,h} \quad (11)$$

### 3.2.6 Bidireccionalidad del flujo

Esta restricción garantiza que el flujo de energía entre las áreas sea simétrico y definen el sentido del flujo de forma de realizar el análisis por área para garantizar el balance, su modelación se presenta en la siguiente ecuación.

$$I_{Ax,Ay,h} = -I_{Ay,Ax,h} \quad (12)$$

## 3.3 Pseudocódigo para el DEMA

La resolución del modelo de optimización sobrelleva la ejecución de actividades, las que se diagraman se muestra en la Tabla 1; y, pueden resumirse en: i) Procesamiento de datos de los generadores y la demanda; ii) Determinación de las ofertas de compra y venta de energía por el período de tiempo de análisis; iii) Aplicación del modelo; y, iv) Obtención y análisis de resultados

Tabla 1. Pseudocódigo para el DEMA [autor].

Algoritmo de Optimización para el DEMA	
<b>Inicio</b>	
Paso 1:	Determinación de datos técnicos de los generadores
Paso 2:	Determinación de los datos de la carga a ser abastecida en las distintas áreas.
Paso 3:	Establecimiento de los bloques para la compra venta de energía por parte de la demanda y el parque generador.
Paso 4:	Modelamiento del problema planteado con los datos impuestos.
Paso 5:	Modelo de intercambio entre áreas para maximizar el beneficio neto:
•	Determinación de los conjuntos de: centrales de generación, período de análisis, cargas concentradas y áreas a ser modeladas.
•	Establecimiento de los límites de los vínculos que interconectan las áreas.
•	Definición de los bloques de oferta para la compra y venta de energía.
•	Conjunto de Variables continuas $OF, I_{Ax,Ay,h}$
•	Conjunto de variables positivas $PBG_{(s,g,h)}, PBD_{(m,k,h)}$
•	Sets variables binarias $J_{(g,h)}$
•	Función Objetivo



$$OF = \sum_h^H \sum_k^K \sum_l^m PBD_{(m,k,h)} \cdot \gamma_{(m,k,h)} - \sum_h^H \sum_g^G \sum_s^S PBG_{(s,g,h)} \cdot \beta_{(s,g,h)}$$

- Restricciones

$$PBG_{(s,g,h)} \leq P_g^{max}_{(s,g,h)}$$

$$PBD_{(m,k,h)} \leq P_d^{max}_{(m,k,h)}$$

$$PBD_{(m,k,h)}, PBG_{(s,g,h)} \geq 0$$

$$I_{A_y, A_x, h} \leq C_{A_y, A_x}^{max}$$

$$I_{A_y, A_x, h} \geq -C_{A_y, A_x}^{max}$$

$$P_g^{min} \cdot J_{(g,h)} \leq \sum_s^S PBG_{(s,g,h)}$$

$$P_g^{max} \cdot J_{(g,h)} \geq \sum_s^S PBG_{(s,g,h)}$$

$$\sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h)} - \sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h-1)} \leq R_g^+$$

$$\sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h-1)} - \sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h)} \leq R_g^-$$

$$\sum_{g \in A_x} \sum_{s \in G} PBG_{(s,g,h)} - \sum_{k \in A_x} \sum_{m \in K} PBD_{(m,k,h)} = \sum_{A_y} I_{A_x, A_y, h}$$

$$I_{A_x, A_y, h} = -I_{A_y, A_x, h}$$

- Paso 6: Modelamiento de casos de estudio.  
Paso 7: Análisis de resultados y comparativas.

**Fin**

## 4 Implementación del modelo para maximizar el ingreso neto en multiáreas

A fin de aplicar el modelo de optimización, éste resolverá en un sistema que contiene cuatro áreas interconectadas con sus respectivas unidades de generación y cargas asignadas se visualiza en la Figura 4. Los datos asociados a la generación, carga y

enlaces se describe en los siguientes numerales.

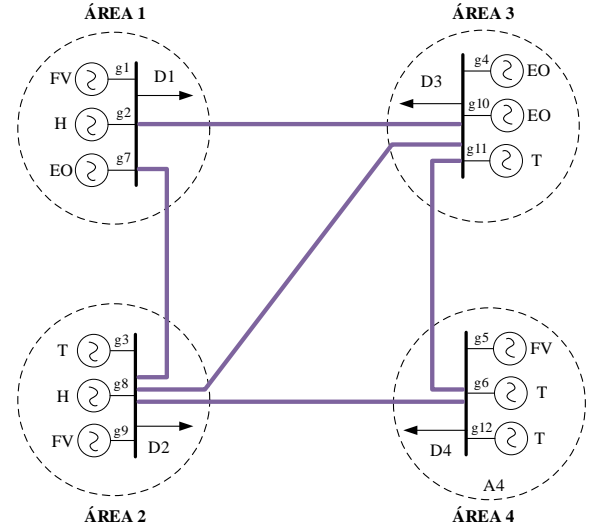


Figura 4. Esquema general de las áreas para el intercambio de energía eléctrica [autor].

### 4.1 Datos de los generadores

El total de los generadores a ser modelados y que se encuentran dispersos en cada área corresponden a un total de doce (12) generadores los cuales tienen tecnologías diferentes dependiendo del área. La Tabla 2 y Tabla 3, muestran los datos técnicos los cuales fueron obtenidos de plantas tipo contenidas en [59].

Tabla 2. Datos técnicos de las unidades de generación convencional [59].

	Área	Pmax (MW)	Pmin (MW)	RU (MW/h)	RD (MWh)
g1	A1	250	0	125	125
g2	A1	150	0	75	75
g3	A2	150	0	75	75
g4	A3	195	0	97.5	97.5
g5	A4	210	0	105	105
g6	A4	210	0	105	105

Donde:

- $P_{min}$  Límite mínimo de potencia
- $P_{max}$  Límite máximo de potencia
- $RU$  Rampa de toma de carga
- $RD$  Rampa de descarga

**g** Índice de la fuente generadora

Tabla 3. Parámetros técnicos de la generación con energía renovable [59].

	Área	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Rampas (MW/h)
<b>g7</b>	A1	0	70	
<b>g8</b>	A2	0	95	
<b>g9</b>	A2	0	50	Depende del recurso primario
<b>g10</b>	A3	0	110	
<b>g11</b>	A3	0	50	
<b>g12</b>	A4	0	90	

Las tecnologías de la totalidad de los generadores se delinear en la Tabla 4.

Tabla 4. Asignación de tecnología del sistema de generación [autor].

	Tecnología
<b>g1</b>	Fotovoltaico
<b>g2</b>	Hidráulico
<b>g3</b>	Térmico
<b>g4</b>	Eólico
<b>g5</b>	Fotovoltaico
<b>g6</b>	Térmico
<b>g7</b>	Eólico
<b>g8</b>	Hidráulico
<b>g9</b>	Fotovoltaico
<b>g10</b>	Eólico
<b>g11</b>	Térmico
<b>g12</b>	Térmico

Por otro lado, y de conformidad al alcance del estudio, se requiere establecer los precios de producción de energía de los generadores usados en la modelación, los cuales serán utilizados para obtener los resultados con los cuales se procederá a realizar la comparación con las variables obtenidas del modelo de optimización propuesto, los valores de dichos precios se muestran en la Tabla 5. Para los generadores térmicos los coeficientes se han obtenido de [60], mientras que el precio para la valoración de la energía producida

por los generadores que usan recursos renovables se sujeta a los precios promedios contemplados en la Energy Information Administration (EIA).

Tabla 5. Precios de energía por cada generador [60].

	Precio (USD/MWh)
<b>g1</b>	35
<b>g2</b>	53
<b>g3</b>	150
<b>g4</b>	40
<b>g5</b>	30
<b>g6</b>	135
<b>g7</b>	38
<b>g8</b>	50
<b>g9</b>	33
<b>g10</b>	37
<b>g11</b>	180
<b>g12</b>	200

Así mismo, para la modelación del recurso primario de los generadores que usan recursos renovables se presentan la probabilidad del uso del recurso en función del área, cuyos parámetros han sido obtenidos del [60] y la International Renewable Energy Agency [61], los parámetros del recurso eólico se tabulan en la Tabla 6 y se grafican en la Figura 5, mientras que para el recursos fotovoltaico se tabulan en la Tabla 7 y se ilustran en Figura 6.

Tabla 6. Probabilidad del recurso eólico por área [60].

Tiempo	Eólico			
	A1	A2	A3	A4
<b>h1</b>	0.926	0.501	0.883	0.770
<b>h2</b>	0.879	0.654	0.691	0.741
<b>h3</b>	0.858	0.729	0.645	0.744
<b>h4</b>	0.876	0.662	0.663	0.734
<b>h5</b>	0.878	0.758	0.769	0.802
<b>h6</b>	0.916	0.747	0.665	0.776

<b>h7</b>	0.936	0.820	0.582	0.779
<b>h8</b>	0.945	0.850	0.589	0.795
<b>h9</b>	0.917	0.828	0.746	0.830
<b>h10</b>	0.876	0.906	0.969	0.917
<b>h11</b>	0.897	0.994	0.902	0.931
<b>h12</b>	0.907	0.898	0.921	0.909
<b>h13</b>	0.946	0.936	0.883	0.922
<b>h14</b>	0.926	0.926	0.874	0.908
<b>h15</b>	0.994	0.867	0.853	0.905
<b>h16</b>	0.766	0.869	0.893	0.843
<b>h17</b>	0.605	0.964	0.920	0.830
<b>h18</b>	0.598	0.926	0.912	0.812
<b>h19</b>	0.682	0.859	0.892	0.811
<b>h20</b>	0.789	0.766	0.855	0.803
<b>h21</b>	0.680	0.783	0.853	0.772
<b>h22</b>	0.662	0.726	0.836	0.741
<b>h23</b>	0.709	0.669	0.856	0.745
<b>h24</b>	0.907	0.565	0.902	0.791

Tabla 7. Probabilidad del recurso solar por área [61].

Tiempo	Solar			
	A1	A2	A3	A4
<b>h1</b>	-	-	-	-
<b>h2</b>	-	-	-	-
<b>h3</b>	-	-	-	-
<b>h4</b>	-	-	-	-
<b>h5</b>	-	-	-	-
<b>h6</b>	0.012	0.011	0.041	0.026
<b>h7</b>	0.080	0.076	0.113	0.094
<b>h8</b>	0.100	0.096	0.160	0.128
<b>h9</b>	0.200	0.194	0.352	0.273
<b>h10</b>	0.399	0.387	0.582	0.485
<b>h11</b>	0.698	0.671	0.862	0.767

<b>h12</b>	0.978	0.949	0.996	0.972
<b>h13</b>	0.798	0.910	0.977	0.943
<b>h14</b>	0.698	0.734	0.894	0.814
<b>h15</b>	0.499	0.479	0.673	0.576
<b>h16</b>	0.225	0.314	0.410	0.362
<b>h17</b>	0.092	0.101	0.199	0.150
<b>h18</b>	0.040	0.038	0.076	0.057
<b>h19</b>	-	-	-	-
<b>h20</b>	-	-	-	-
<b>h21</b>	-	-	-	-
<b>h22</b>	-	-	-	-
<b>h23</b>	-	-	-	-
<b>h24</b>	-	-	-	-

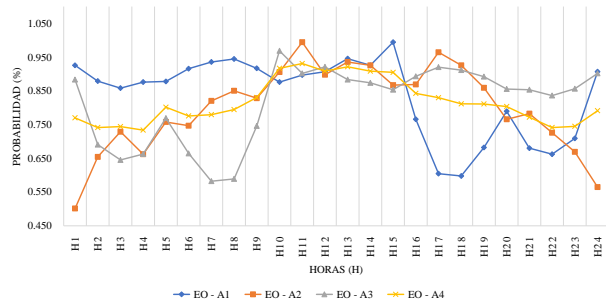


Figura 5. Probabilidad del recurso eólico por área [autor].

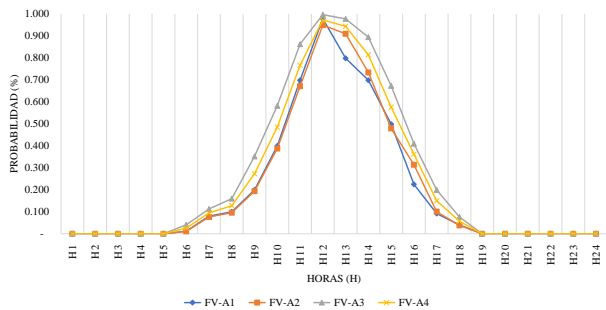


Figura 6. Probabilidad del recurso solar por área [autor].

Finalmente, para la aplicación del modelo de optimización se requiere el establecimiento de los bloques de oferta de la energía que pueden ser entregada por parte de cada generador, en tal sentido la

Tabla 8 muestra la potencia ofertada de forma horaria, mientras que en la Tabla 9 se presentan los precios por cada bloque de la oferta de los generadores.

Tabla 8. Bloque de energía ofertado [62].

Producción (MWh)					
	BG1	BG2	BG 3	Total	Tecnología
<b>G1</b>	10	20	40	70	FV
<b>G2</b>	40	80	130	250	HIDRO
<b>G3</b>	20	50	80	150	TERM
<b>G4</b>	20	30	45	95	EO
<b>G5</b>	12	15	23	50	FV
<b>G6</b>	30	50	70	150	TERM
<b>G7</b>	20	32	58	110	EO
<b>G8</b>	50	65	80	195	HIDRO
<b>G9</b>	5	15	30	50	FV
<b>G10</b>	20	30	40	90	EO
<b>G11</b>	60	70	80	210	TERM
<b>G12</b>	50	65	95	210	TERM

Tabla 9. Precio para cada bloque de energía ofertado [63].

Precio (USD/MWh)				
	BG1	BG2	BG 3	Tecnología
<b>G1</b>	14	23	35	FV
<b>G2</b>	45	49	53	HIDRO
<b>G3</b>	80	110	150	TERM
<b>G4</b>	16	30	40	EO
<b>G5</b>	10	20	30	FV
<b>G6</b>	75	100	135	TERM
<b>G7</b>	15	28	38	EO
<b>G8</b>	43	45	50	HIDRO
<b>G9</b>	10	21	33	FV
<b>G10</b>	15	27	37	EO

<b>G11</b>	90	130	180	TERM
<b>G12</b>	100	150	200	TERM

De la Tabla 8 y la Tabla 9 se puede señalar que, de forma horaria, cada uno de los generadores tienen tres bloques de oferta con su cantidad y precio respectivo. De forma complementaria, en el numeral siguiente se muestra los datos para la demanda.

## 4.2 Datos de la demanda

De forma similar a los generadores, se procede a determinar la demanda de forma horaria para cada una de las cuatro áreas a ser modeladas, para el efecto se señala que la demanda únicamente tendrá un bloque de oferta de compra y por ende un solo precio por cada bloque de forma horaria, en ese sentido, la Tabla 10 muestra el bloque de demanda horaria, mientras que la Tabla 11 muestra los precios de oferta para la compra de energía.

Tabla 10. Bloque de potencia horaria de la demanda [64]

Demanda - Bloque Único (MW)				
	A1	A2	A3	A4
<b>h1</b>	189.73	97.98	153.22	181.17
<b>h2</b>	197.17	102.90	159.23	192.09
<b>h3</b>	191.96	115.95	155.02	213.71
<b>h4</b>	189.73	139.61	153.22	255.28
<b>h5</b>	191.59	152.40	154.72	257.17
<b>h6</b>	202.38	166.13	163.43	270.20
<b>h7</b>	240.33	166.54	194.08	268.71
<b>h8</b>	255.21	161.28	206.09	275.43
<b>h9</b>	275.67	186.71	222.62	310.35
<b>h10</b>	273.06	200.01	220.51	352.82
<b>h11</b>	278.27	214.06	224.72	370.07
<b>h12</b>	282.74	219.47	228.33	380.20
<b>h13</b>	280.50	213.07	226.52	366.03

<b>h14</b>	260.41	216.72	210.30	357.05
<b>h15</b>	269.72	210.92	217.81	346.89
<b>h16</b>	297.62	181.67	240.34	311.62
<b>h17</b>	332.03	174.06	268.13	302.55
<b>h18</b>	353.88	198.98	285.78	298.06
<b>h19</b>	346.44	207.07	279.77	286.02
<b>h20</b>	332.03	216.49	268.13	287.69
<b>h21</b>	287.39	203.46	232.08	280.42
<b>h22</b>	247.39	194.04	199.78	266.99
<b>h23</b>	232.51	179.10	187.77	232.77
<b>h24</b>	208.33	164.71	168.24	190.85

<b>h19</b>	195.80	103.79	166.43	165.50
<b>h20</b>	187.65	108.51	159.50	166.47
<b>h21</b>	162.42	101.98	138.06	162.26
<b>h22</b>	139.82	97.26	118.84	154.49
<b>h23</b>	131.41	89.77	111.70	134.69
<b>h24</b>	117.74	82.55	100.08	110.44

Tabla 11. Precios por bloque de la demanda [64]

	Precio - Bloque Único (USD/MWh)			
	A1	A2	A3	A4
<b>h1</b>	107.23	49.11	91.14	104.83
<b>h2</b>	111.43	51.58	94.72	111.15
<b>h3</b>	108.49	58.11	92.22	123.66
<b>h4</b>	107.23	69.98	91.14	147.71
<b>h5</b>	108.28	76.38	92.04	148.81
<b>h6</b>	114.38	83.27	97.22	156.35
<b>h7</b>	135.82	83.47	115.45	155.48
<b>h8</b>	144.23	80.84	122.60	159.37
<b>h9</b>	155.80	93.58	132.43	179.58
<b>h10</b>	154.32	100.25	131.17	204.15
<b>h11</b>	157.27	107.29	133.68	214.13
<b>h12</b>	159.79	110.00	135.82	220.00
<b>h13</b>	158.53	106.79	134.75	211.80
<b>h14</b>	147.17	108.62	125.10	206.60
<b>h15</b>	152.43	105.72	129.57	200.72
<b>h16</b>	168.20	91.05	142.97	180.32
<b>h17</b>	187.65	87.24	159.50	175.07
<b>h18</b>	200.00	99.73	170.00	172.47

Considerando los datos de la demanda, se puede establecer la curva de demanda por cada área las cuales se ilustran en la Figura 7.

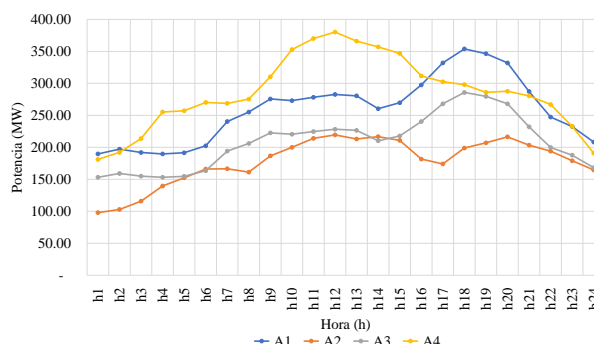


Figura 7. Curvas de demanda por área [autor].

### 4.3 Casos de estudio

Es importante señalar que el modelo matemático planteado conlleva a una modificación sustancial al modelo tradicional relacionado a un despacho económico, ya que este modelo obliga a que tanto la demanda como la oferta interactúe a fin de poder determinar la potencia de generación y de demanda que son “aceptadas” para el abastecimiento de la demanda con el fin de obtener un beneficio neto, aspecto que difiere con respecto al despacho clásico que minimiza los costos de entrega de energía.

En este sentido y con el afán de obtener los aspectos concluyentes entre el modelo propuesto y el modelo clásico, se han establecido cuatro casos de estudio los cuales se describen a continuación.

- **1er Caso- “Despacho clásico – áreas no conectadas”:** En este caso de estudio se plantea que las áreas no

se encuentran interconectadas y que la carga en cada área será abastecida bajo el método tradicional del despacho económico, para el efecto no se considerará los bloques de oferta de la producción (generadores) ni los bloques de oferta de la demanda (carga), únicamente considerará la minimización de los costos asociados a la venta de energía.

- **2do Caso “Modelo propuesto – áreas no conectadas”:** Para este estudio se plantea la utilización del modelo de optimización propuesto para el abastecimiento de la demanda de cada área con sus generadores, sin que dichas áreas estén interconectadas, por tanto, la función objetivo se modifica totalmente al 1er Caso, por tanto, para este caso se usará las curvas de oferta de la producción y de la demanda, con el objeto de maximizar el beneficio neto o beneficio social.
- **3er Caso “Despacho clásico – áreas interconectadas”:** En este caso de estudio se plantea que las áreas se encuentran interconectadas y que su carga global debe ser abastecida bajo el método tradicional del despacho económico incluyendo las transferencias que se originen entre las diversas áreas, en este contexto, no se considerarán los bloques de oferta de la producción (generadores) ni los bloques de oferta de la demanda (carga), únicamente considerará la minimización de los costos asociados a la venta de energía de todas las áreas.
- **4to Caso “Modelo propuesto – áreas interconectadas”:** En este caso de estudio se plantea que las áreas se encuentran interconectadas y que la carga global debe ser abastecida utilizando el modelo de optimización

propuesto con los generadores incluyendo las transferencias que se originen entre las diversas áreas, en este contexto se considerarán los bloques de oferta de la producción (generadores) y los bloques de oferta de la demanda (carga), por tanto, para este caso el objeto es maximizar el beneficio neto.

## 5 Análisis de resultados

El análisis de resultados para cada uno de los cuatro casos planteados se enfocará los aspectos técnicos y económicos asociados al abastecimiento de la demanda tomando en cuenta la inclusión de áreas, bajo la filosofía tradicional de minimización de costos y por otro lado la maximización del beneficio neto a través de un modelo de optimización propuesto que se basa en las curvas de oferta de la demanda y producción. En este contexto en los siguientes numerales se detalla el análisis respectivo.

### 5.1 Despacho clásico – áreas no conectadas

Para este caso se entiende que las áreas no están interconectadas, por tanto, el abastecimiento de cada área será en función de sus recursos de generación, en este primer análisis se colige que el resultado se basa en la minimización de costos, en tal sentido, los aspectos a evaluar corresponderán al despacho y costo correspondiente por área en el período de tiempo de análisis. De manera inicial se analiza el área 1, los resultados del despacho se presentan en la Tabla 12 y se ilustra en la Figura 8.

Tabla 12. Despacho para abastecimiento -A1- 1er Caso [autor].

Área 1 -Potencia (MW)			
	Hidro	FV	Eólica Térmica
<b>h1</b>	125.00		64.73

<b>h2</b>	197.17		
<b>h3</b>	191.96		
<b>h4</b>	189.73		
<b>h5</b>	191.59		
<b>h6</b>	201.54	0.84	
<b>h7</b>	234.73	5.60	
<b>h8</b>	248.21	7.00	
<b>h9</b>	250.00	14.00	11.67
<b>h10</b>	245.13	27.93	
<b>h11</b>	229.41	48.86	
<b>h12</b>	214.28	68.46	
<b>h13</b>	224.64	55.86	
<b>h14</b>	211.55	48.86	
<b>h15</b>	234.79	34.93	
<b>h16</b>	250.00	15.75	31.87
<b>h17</b>	250.00	6.44	75.59
<b>h18</b>	250.00	2.80	101.08
<b>h19</b>	250.00		96.44
<b>h20</b>	250.00		82.03
<b>h21</b>	250.00		37.39
<b>h22</b>	247.39		
<b>h23</b>	232.51		
<b>h24</b>	208.33		

Del despacho efectuado para el área 1 se puede señalar que la potencia asignada permite abastecer la demanda de dicha área, de lo cual se indica que la energía hidroeléctrica es de 5.4 GWh, 0.337 GWh de fotovoltaica y 0.5 GWh de energía térmica. Los costos para el abastecimiento se ilustran en la Figura 9.

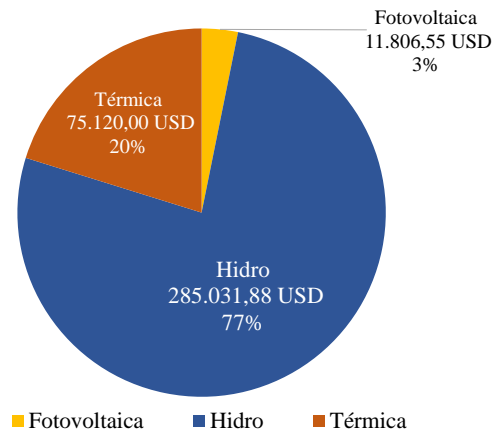


Figura 9. Costos por tecnología -A1- 1er Caso [autor]

De la Figura 9 se puede indicar que el costo total para el abastecimiento de la demanda del área 1 asciende a 371,958.43 USD.

De la misma forma, se procede a evaluar el área 2, en la Tabla 13 se presenta el despacho realizado, mientras que en la Figura 10 se ilustra el mismo.

Tabla 13. Despacho para abastecimiento -A2- 1er Caso [autor].

Área 2 -Potencia (MW)				
	FV	Eólica	Hidro	Térmica
<b>h1</b>		47.60		50.39
<b>h2</b>		62.13		40.77
<b>h3</b>		69.26		46.70
<b>h4</b>		62.89		76.72
<b>h5</b>		72.01		80.39
<b>h6</b>	0.55	70.97		94.62
<b>h7</b>	3.80	77.90		84.84

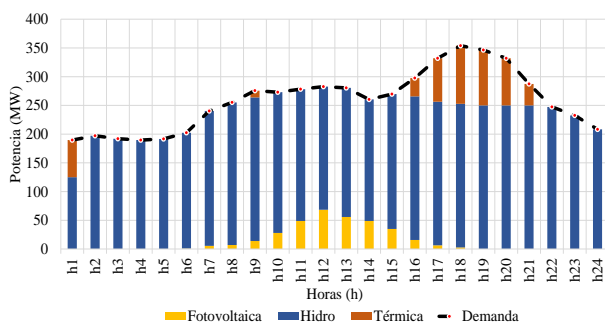


Figura 8. Despacho para abastecimiento -A1- 1er Caso [autor].

<b>h8</b>	4.80	80.75	75.73
<b>h9</b>	9.70	78.66	98.35
<b>h10</b>	19.35	86.07	94.59
<b>h11</b>	33.55	94.43	86.08
<b>h12</b>	47.45	85.31	86.71
<b>h13</b>	45.50	88.92	78.65
<b>h14</b>	36.70	87.97	92.05
<b>h15</b>	23.95	82.37	104.61
<b>h16</b>	15.70	82.56	83.42
<b>h17</b>	5.05	91.58	77.43
<b>h18</b>	1.90	87.97	109.11
<b>h19</b>		81.61	125.47
<b>h20</b>		72.77	143.72
<b>h21</b>		74.39	129.08
<b>h22</b>		68.97	125.07
<b>h23</b>		63.56	115.55
<b>h24</b>		53.68	111.04

Del despacho efectuado para el área 2 se puede señalar que la potencia asignada permite abastecer la demanda de dicha área, de lo cual se indica que la energía térmica es de 2.2 GWh, 0.248 GWh de fotovoltaica y 1.824 GWh de energía eólica. Los costos para el abastecimiento para el área 2 se ilustran en la Figura 11.

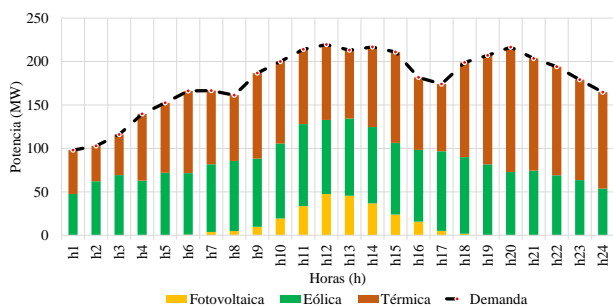


Figura 10. Despacho para abastecimiento -A2- 1er Caso [autor].

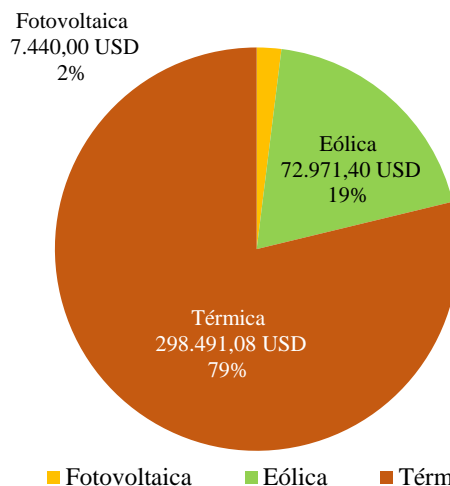


Figura 11. Costos por tecnología -A2- 1er Caso [autor]

De la Figura 11 se puede indicar que el costo total para el abastecimiento de la demanda del área 2 asciende a 378,902.48 USD, siendo las centrales térmicas las que tienen un porcentaje mayor que asciende a un 79% del costo total.

De forma complementaria, se procede a evaluar el área 3, en la Tabla 14 se presenta el despacho realizado, mientras que en la Figura 12 se ilustra el mismo.

Tabla 14. Despacho para abastecimiento -A3- 1er Caso [autor]

Área 3 -Potencia (MW)				
	FV	Eólico	Hidro	Térmica
<b>h1</b>		97.13	56.09	
<b>h2</b>		76.01	83.22	
<b>h3</b>		70.95	84.07	
<b>h4</b>		72.93	80.29	
<b>h5</b>		84.59	70.13	
<b>h6</b>	2.05	73.15	88.23	
<b>h7</b>	5.65	64.02	124.41	
<b>h8</b>	8.00	64.79	133.30	
<b>h9</b>	17.60	82.06	122.96	



<b>h10</b>	29.10	106.59	84.82
<b>h11</b>	43.10	99.22	82.40
<b>h12</b>	49.80	101.31	77.22
<b>h13</b>	48.85	97.13	80.54
<b>h14</b>	44.70	96.14	69.46
<b>h15</b>	33.65	93.83	90.33
<b>h16</b>	20.50	98.23	121.61
<b>h17</b>	9.95	101.20	156.98
<b>h18</b>	3.80	100.32	181.66
<b>h19</b>		98.12	181.65
<b>h20</b>		94.05	174.08
<b>h21</b>		93.83	138.25
<b>h22</b>		91.96	107.82
<b>h23</b>		94.16	93.61
<b>h24</b>		99.22	69.02

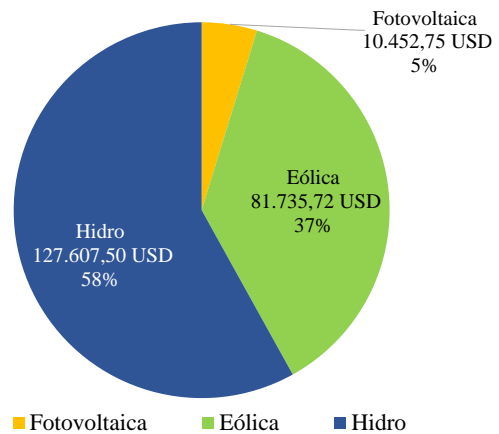


Figura 13. Costos por tecnología -A3- 1er Caso [autor].

De la Figura 13 se puede indicar que el costo total para el abastecimiento de la demanda del área 3 asciende a 219,795.97 USD, siendo las centrales hidroeléctricas las que tienen un porcentaje mayor que asciende a un 58% del costo total.

Finalmente, se procede a evaluar el área 4, en la Tabla 15 se presenta el despacho realizado, mientras que en la Figura 14 se ilustra el mismo.

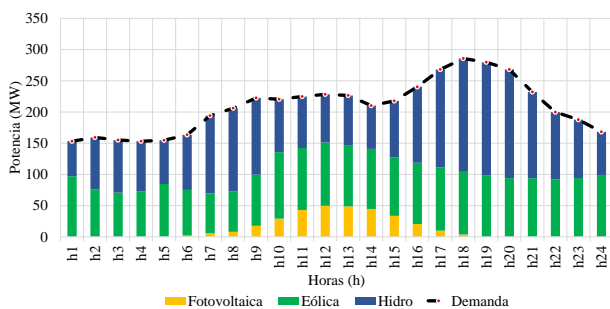


Figura 12. Despacho para abastecimiento -A3- 1er Caso [autor].

De la misma forma a los anteriores análisis, se puede señalar que el despacho efectuado para el área 3 la potencia asignada permite abastecer la demanda de dicha área, adicional se indica que la energía hidráulica es de 2.552 GWh, 0.316 GWh de fotovoltaica y 2.150 GWh de energía eólica. Los costos para el abastecimiento para el área 3 se ilustran en la Figura 13.

Tabla 15. Despacho para abastecimiento -A4- 1er Caso [autor].

Área 4 -Potencia (MW)				
	Hidro	FV	Eólica	Térmica
<b>h1</b>			69.30	111.87
<b>h2</b>			66.69	125.40
<b>h3</b>			66.96	146.75
<b>h4</b>			66.06	189.22
<b>h5</b>			72.18	184.99
<b>h6</b>			69.84	200.36
<b>h7</b>			70.11	198.60
<b>h8</b>			71.55	203.88
<b>h9</b>			74.70	235.65
<b>h10</b>			82.53	270.29

<b>h11</b>	83.79	286.28
<b>h12</b>	81.81	298.39
<b>h13</b>	82.98	283.05
<b>h14</b>	81.72	275.33
<b>h15</b>	81.45	265.44
<b>h16</b>	75.87	235.75
<b>h17</b>	74.70	227.85
<b>h18</b>	73.08	224.98
<b>h19</b>	72.99	213.03
<b>h20</b>	72.27	215.42
<b>h21</b>	69.48	210.94
<b>h22</b>	66.69	200.30
<b>h23</b>	67.05	165.72
<b>h24</b>	71.19	119.66

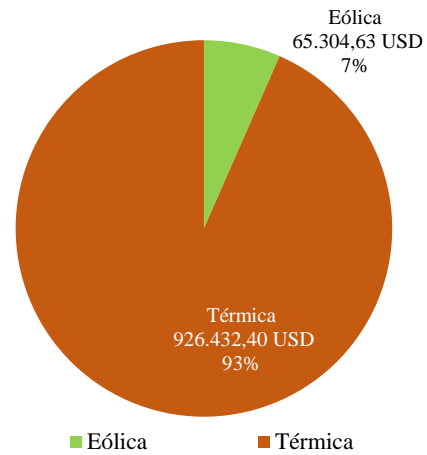


Figura 15. Costos por tecnología -A4- 1er Caso [autor].

De la

Figura 15 se puede indicar que el costo total para el abastecimiento de la demanda del área 3 asciende a 991,737.03 USD, siendo las centrales térmicas las que tienen un porcentaje mayor que asciende a un 93% del costo total.

Finalmente, al evaluar de forma integral y consolidada, la cantidad total de energía despachada por tipo de tecnología se presenta en la Tabla 16 y se presenta en la Figura 16, de cual se extrae que entre la energía hidroeléctrica y térmica asciende a un 70% de total de la energía, por su parte, al realizar el análisis del costo se puede apreciar que éste asciende a 1,962,393.91 USD, del cual el 66% corresponde al costo por parte de los generadores térmicos, mientras que los generadores hidroeléctricos asumen un 21% del costo total, quedando un 13% que se asigna a las energías renovables. Lo anterior se tabula en la Tabla 17 y se ilustra en la Figura 17.

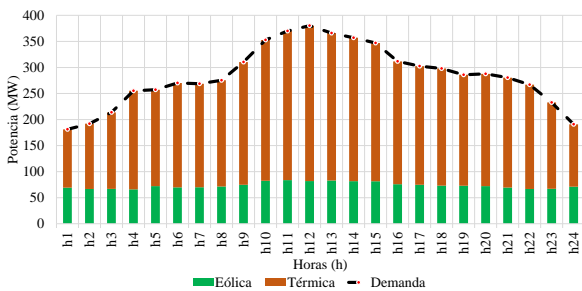


Figura 14. Despacho para abastecimiento -A4- 1er Caso [autor].

Finalmente, y al igual que los anteriores análisis, se puede señalar que el despacho efectuado para el área 4 la potencia asignada permite abastecer la demanda de dicha área, adicional se indica que la energía térmica es de 5.08 GWh y 1.764 GWh de eólica. Los costos para el abastecimiento para el área 4 se ilustran en la Figura 15.

Tabla 16. Energía despachada -1er Caso [autor]

	Potencia (MW)			
	FV	Eólica	Hidro	Térmica
<b>h1</b>		214.03	181.09	226.99
<b>h2</b>		204.83	280.39	166.17
<b>h3</b>		207.17	276.03	193.45

<b>h4</b>	201.88	270.02	265.94	
<b>h5</b>	228.78	261.72	265.38	
<b>h6</b>	3.44	213.96	289.77	294.98
<b>h7</b>	15.05	212.03	359.14	283.44
<b>h8</b>	19.80	217.09	381.51	279.61
<b>h9</b>	41.30	235.42	372.96	345.67
<b>h10</b>	76.38	275.19	329.95	364.88
<b>h11</b>	125.51	277.44	311.81	372.36
<b>h12</b>	165.71	268.43	291.50	385.10
<b>h13</b>	150.21	269.03	305.18	361.70
<b>h14</b>	130.26	265.83	281.01	367.38
<b>h15</b>	92.53	257.65	325.12	370.05
<b>h16</b>	51.95	256.66	371.61	351.04
<b>h17</b>	21.44	267.48	406.98	380.87
<b>h18</b>	8.50	261.37	431.66	435.17
<b>h19</b>		252.72	431.65	434.94
<b>h20</b>		239.09	424.08	441.17
<b>h21</b>		237.70	388.25	377.41
<b>h22</b>		227.62	355.21	325.37
<b>h23</b>		224.77	326.12	281.27
<b>h24</b>		224.09	277.35	230.70

Tabla 17. Costos totales– 1er Caso [autor].

	Costo (USD)
<b>Fotovoltaica</b>	29,699.30
<b>Eólica</b>	220,011.75
<b>Hidro</b>	412,639.38
<b>Térmica</b>	1,300,043.48
<b>Total</b>	<b>1,962,393.91</b>

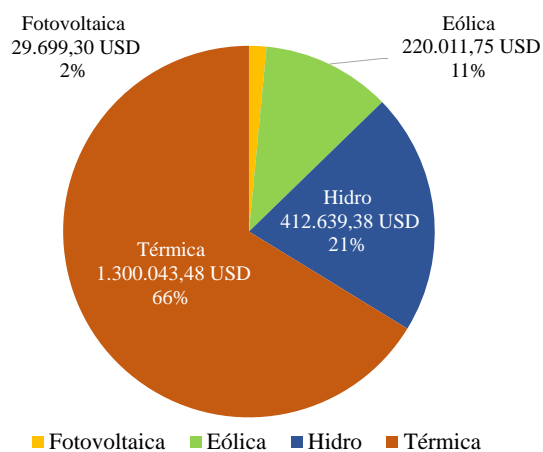


Figura 17. Costos totales por tecnología – 1er Caso [autor].

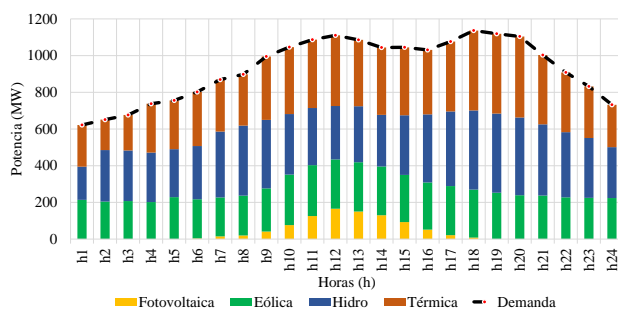


Figura 16. Energía asignada para abastecimiento – 1er Caso [autor]

## 5.2 Modelo propuesto – áreas no conectadas

Para este caso, se procede a utilizar el modelo de optimización para el abastecimiento de las áreas de forma autónoma a través de un mecanismo de casación, usando las curvas de oferta de la producción y de la demanda, en tal sentido se procede de forma similar al 1er caso, es decir un análisis por área.

Es así que, para el área 1 en la Tabla 18 se muestra el despacho resultante de la casación del mercado por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda.

Tabla 18. Generación aceptada por bloque -A1– 2do Caso [autor].

Despacho (MW)					
Hora	Bloque	FV	Hidro	Térmica	Total
<b>h1</b>	BG1		40.00		40.00
	BG2		80.00		80.00
	BG3		69.73		69.73
<b>h2</b>	BG1		40.00	20.00	60.00
	BG2		80.00	50.00	130.00
	BG3		5.00		5.00
<b>h3</b>	BG1		40.00		40.00
	BG2		80.00		80.00
	BG3		71.96		71.96
<b>h4</b>	BG1		40.00		40.00
	BG2		80.00		80.00
	BG3		69.73		69.73
<b>h5</b>	BG1		40.00		40.00
	BG2		80.00		80.00
	BG3		71.59		71.59
<b>h6</b>	BG1	0.12	40.00		40.12
	BG2	0.24	80.00		80.24
	BG3	0.48	81.54		82.02
<b>h7</b>	BG1	0.80	40.00		40.80
	BG2	1.60	80.00		81.60
	BG3	3.20	114.73		117.93
<b>h8</b>	BG1	1.00	40.00		41.00
	BG2	2.00	80.00		82.00
	BG3	4.00	128.21		132.21
<b>h9</b>	BG1	2.00	40.00	11.67	53.67
	BG2	4.00	80.00		84.00
	BG3	8.00	130.00		138.00
<b>h10</b>	BG1	3.99	40.00		43.99
	BG2	7.98	80.00		87.98

	BG3	15.96	125.13		141.09
	BG1	6.98	40.00		46.98
<b>h11</b>	BG2	13.96	80.00		93.96
	BG3	27.92	109.41		137.33
<b>h12</b>	BG1	9.78	40.00		49.78
	BG2	19.56	80.00		99.56
	BG3	39.12	94.28		133.40
<b>h13</b>	BG1	7.98	40.00		47.98
	BG2	15.96	80.00		95.96
	BG3	31.92	104.64		136.56
<b>h14</b>	BG1	6.98	40.00		46.98
	BG2	13.96	80.00		93.96
	BG3	27.92	91.55		119.47
<b>h15</b>	BG1	4.99	40.00		44.99
	BG2	9.98	80.00		89.98
	BG3	19.96	114.79		134.75
<b>h16</b>	BG1	2.25	40.00	20.00	62.25
	BG2	4.50	80.00	11.87	96.37
	BG3	9.00	130.00		139.00
<b>h17</b>	BG1	0.92	40.00	20.00	60.92
	BG2	1.84	80.00	50.00	131.84
	BG3	3.68	130.00	5.59	139.27
<b>h18</b>	BG1	0.40	40.00	20.00	60.40
	BG2	0.80	80.00	50.00	130.80
	BG3	1.60	130.00	31.08	162.68
<b>h19</b>	BG1		40.00	20.00	60.00
	BG2		80.00	50.00	130.00
	BG3		130.00	26.44	156.44
<b>h20</b>	BG1		40.00	20.00	60.00
	BG2		80.00	50.00	130.00
	BG3		130.00	12.03	142.03
<b>h21</b>	BG1		40.00	20.00	60.00

	BG2	80.00	17.39	97.39
	BG3	130.00		130.00
	BG1	40.00		40.00
<b>h22</b>	BG2	80.00		80.00
	BG3	127.39		127.39
	BG1	40.00		40.00
<b>h23</b>	BG2	80.00		80.00
	BG3	112.51		112.51
	BG1	40.00		40.00
<b>h24</b>	BG2	80.00		80.00
	BG3	88.33		88.33

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 19 y se ilustra en la Figura 18.

Tabla 19. Generación aceptada para abastecimiento -A1- 2do Caso [autor].

Potencia (MW)					
	FV	Eólica	Hidro	Térmica	Dem
<b>h1</b>			189.73		189.73
<b>h2</b>			125	70	195
<b>h3</b>			191.96		191.96
<b>h4</b>			189.73		189.73
<b>h5</b>			191.59		191.59
<b>h6</b>	0.84		201.54		202.38
<b>h7</b>	5.6		234.73		240.33
<b>h8</b>	7		248.21		255.21
<b>h9</b>	14		250	11.67	275.67
<b>h10</b>	27.93		245.13		273.06
<b>h11</b>	48.86		229.41		278.27
<b>h12</b>	68.46		214.28		282.74

<b>h13</b>	55.86		224.64		280.5
<b>h14</b>	48.86		211.55		260.41
<b>h15</b>	34.93		234.79		269.72
<b>h16</b>	15.75		250	31.87	297.62
<b>h17</b>	6.44		250	75.59	332.03
<b>h18</b>	2.8		250	101.08	353.88
<b>h19</b>			250	96.44	346.44
<b>h20</b>			250	82.03	332.03
<b>h21</b>			250	37.39	287.39
<b>h22</b>			247.39		247.39
<b>h23</b>			232.51		232.51
<b>h24</b>			208.33		208.33

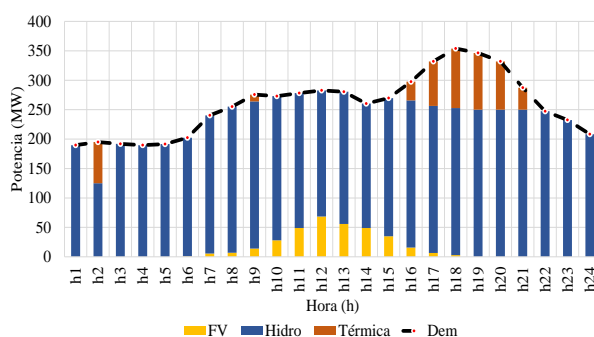


Figura 18. Despacho para abastecimiento -A1- 2do Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 1 bajo el modelo de optimización propuesto se abastece un total de 6.213 GWh, de lo cual se indica que la energía hidroeléctrica es de 5.37 GWh, 0.337 GWh de fotovoltaica y 0.506 GWh de energía térmica. Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento se ilustran en la Tabla 20.

Tabla 20. Beneficio neto -A1- 2do Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	944,154.77	
<b>FV</b>		9,638.00

<b>Hidro</b>	269,277.56
<b>Térmica</b>	54,123.20
<b>Total</b>	<b>944,154.77 333,038.76</b>
<b>Beneficio Neto</b>	<b>611,116.01</b>

De forma similar se procede a realizar el análisis en el área 2, el despacho resultante de la casación del mercado para esta área por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda se presenta en la Tabla 21.

Tabla 21. Generación aceptada por bloque -A2- 2do Caso [autor].

Despacho (MW)					
Hora	Bloque	Eólico	FV	Térmica	Total
<b>h1</b>	BG1	10.02			10.02
	BG2	15.03			15.03
	BG3	22.55			22.55
<b>h2</b>	BG1	13.08			13.08
	BG2	19.62			19.62
	BG3	29.43			29.43
<b>h3</b>	BG1	14.58			14.58
	BG2	21.87			21.87
	BG3	32.81			32.81
<b>h4</b>	BG1	13.24			13.24
	BG2	19.86			19.86
	BG3	29.79			29.79
<b>h5</b>	BG1	15.16		30.00	45.16
	BG2	22.74			22.74
	BG3	34.11			34.11
<b>h6</b>	BG1	14.94	0.13	30.00	45.07
	BG2	22.41	0.17		22.58
	BG3	33.62	0.25		33.87
<b>h7</b>	BG1	16.40	0.91	30.00	47.31

	BG2	24.60	1.14		25.74
	BG3	36.90	1.75		38.65
	BG1	17.00	1.15	30.00	48.15
<b>h8</b>	BG2	25.50	1.44		26.94
	BG3	38.25	2.21		40.46
	BG1	16.56	2.33	30.00	48.89
<b>h9</b>	BG2	24.84	2.91		27.75
	BG3	37.26	4.46		41.72
	BG1	18.12	4.64	30.00	52.76
<b>h10</b>	BG2	27.18	5.81	50.00	82.99
	BG3	40.77	8.90		49.67
	BG1	19.88	8.05	30.00	57.93
<b>h11</b>	BG2	29.82	10.07	50.00	89.89
	BG3	44.73	15.43		60.16
	BG1	17.96	11.39	30.00	59.35
<b>h12</b>	BG2	26.94	14.24	50.00	91.18
	BG3	40.41	21.83		62.24
	BG1	18.72	10.92	30.00	59.64
<b>h13</b>	BG2	28.08	13.65	48.65	90.38
	BG3	42.12	20.93		63.05
	BG1	18.52	8.81	30.00	57.33
<b>h14</b>	BG2	27.78	11.01	50.00	88.79
	BG3	41.67	16.88		58.55
	BG1	17.34	5.75	30.00	53.09
<b>h15</b>	BG2	26.01	7.19	50.00	83.20
	BG3	39.02	11.02		50.03
	BG1	17.38	3.77	30.00	51.15
<b>h16</b>	BG2	26.07	4.71		30.78
	BG3	39.11	7.22		46.33
	BG1	19.28	1.21	30.00	50.49
<b>h17</b>	BG2	28.92	1.52		30.44
	BG3	43.38	2.32		45.70

	BG1	18.52	0.46	30.00	48.98
<b>h18</b>	BG2	27.78	0.57		28.35
	BG3	41.67	0.87		42.54
	BG1	17.18		30.00	47.18
<b>h19</b>	BG2	25.77		50.00	75.77
	BG3	38.66			38.66
	BG1	15.32		30.00	45.32
<b>h20</b>	BG2	22.98		50.00	72.98
	BG3	34.47			34.47
	BG1	15.66		30.00	45.66
<b>h21</b>	BG2	23.49		50.00	73.49
	BG3	35.24			35.24
	BG1	14.52		30.00	44.52
<b>h22</b>	BG2	21.78			21.78
	BG3	32.67			32.67
	BG1	13.38		30.00	43.38
<b>h23</b>	BG2	20.07			20.07
	BG3	30.11			30.11
	BG1	11.30		30.00	41.30
<b>h24</b>	BG2	16.95			16.95
	BG3	25.43			25.43

<b>h3</b>		69.255			69.255
<b>h4</b>		62.89			62.89
<b>h5</b>		72.01	30		102.01
<b>h6</b>	0.55	70.965	30		101.515
<b>h7</b>	3.8	77.9	30		111.7
<b>h8</b>	4.8	80.75	30		115.55
<b>h9</b>	9.7	78.66	30		118.36
<b>h10</b>	19.35	86.07	80		185.42
<b>h11</b>	33.55	94.43	80		207.98
<b>h12</b>	47.45	85.31	80		212.76
<b>h13</b>	45.5	88.92	78.65		213.07
<b>h14</b>	36.7	87.97	80		204.67
<b>h15</b>	23.95	82.365	80		186.315
<b>h16</b>	15.7	82.555	30		128.255
<b>h17</b>	5.05	91.58	30		126.63
<b>h18</b>	1.9	87.97	30		119.87
<b>h19</b>		81.605	80		161.605
<b>h20</b>		72.77	80		152.77
<b>h21</b>		74.385	80		154.385
<b>h22</b>		68.97	30		98.97
<b>h23</b>		63.555	30		93.555
<b>h24</b>		53.675	30		83.675

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 22 y se ilustra en la Figura 19.

Tabla 22. Generación aceptada para abastecimiento -A2- 2do Caso [autor].

Potencia (MW)					
	FV	Eólica	Hidro	Térmica	Dem
<b>h1</b>		47.595			47.595
<b>h2</b>		62.13			62.13

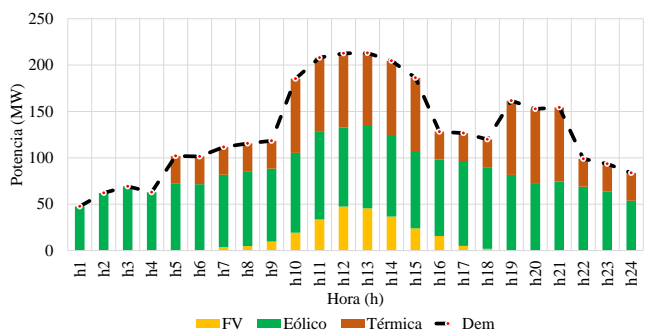


Figura 19. Despacho para abastecimiento -A2- 2do Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 2 bajo el modelo de optimización propuesto

se puede señalar que se abastece un total de 3.120 GWh, de lo cual la energía térmica es de 1.048 GWh, 0.248 GWh de fotovoltaica y 1.824 GWh de energía eólica. Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento del área 2 se ilustran en la Tabla 23.

Tabla 23. Beneficio neto -A2- 2do Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	297,646.64	
<b>Eólico</b>		57,993.06
<b>FV</b>		5,505.60
<b>Térmica</b>		89,865.00
<b>Total</b>	<b>297,646.64</b>	<b>153,363.66</b>
<b>Beneficio Neto</b>		144,282.98

De forma similar se procede a realizar el análisis en el área 3, el despacho resultante de la casación del mercado para esta área por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda se presenta en la Tabla 24.

Tabla 24. Generación aceptada por bloque -A3- 2do Caso [autor].

Despacho (MW)					
Hora	Bloque	Eólico	FV	Hidro	Total
<b>h1</b>	BG1	17.66		50	67.66
	BG2	28.256		6.09	34.346
	BG3	51.214			51.214
<b>h2</b>	BG1	13.82		50	63.82
	BG2	22.112		33.22	55.332
	BG3	40.078			40.078
<b>h3</b>	BG1	12.9		50	62.9
	BG2	20.64		34.07	54.71

	BG3	37.41			37.41
<b>h4</b>	BG1	13.26		50	63.26
	BG2	21.216		30.29	51.506
	BG3	38.454			38.454
<b>h5</b>	BG1	15.38		50	65.38
	BG2	24.608		20.13	44.738
	BG3	44.602			44.602
<b>h6</b>	BG1	13.3	0.205	50	63.505
	BG2	21.28	0.615	38.23	60.125
	BG3	38.57	1.23		39.8
<b>h7</b>	BG1	11.64	0.565	50	62.205
	BG2	18.624	1.695	65	85.319
	BG3	33.756	3.39	9.41	46.556
<b>h8</b>	BG1	11.78	0.8	50	62.58
	BG2	18.848	2.4	65	86.248
	BG3	34.162	4.8	18.3	57.262
<b>h9</b>	BG1	14.92	1.76	50	66.68
	BG2	23.872	5.28	65	94.152
	BG3	43.268	10.56	7.96	61.788
<b>h10</b>	BG1	19.38	2.91	50	72.29
	BG2	31.008	8.73	34.82	74.558
	BG3	56.202	17.46		73.662
<b>h11</b>	BG1	18.04	4.31	50	72.35
	BG2	28.864	12.93	32.4	74.194
	BG3	52.316	25.86		78.176
<b>h12</b>	BG1	18.42	4.98	50	73.4
	BG2	29.472	14.94	27.22	71.632
	BG3	53.418	29.88		83.298
<b>h13</b>	BG1	17.66	4.885	50	72.545
	BG2	28.256	14.655	30.54	73.451
	BG3	51.214	29.31		80.524
<b>h14</b>	BG1	17.48	4.47	50	71.95



	BG2	27.968	13.41	19.46	60.838
	BG3	50.692	26.82		77.512
<b>h15</b>	BG1	17.06	3.365	50	70.425
	BG2	27.296	10.095	40.33	77.721
	BG3	49.474	20.19		69.664
<b>h16</b>	BG1	17.86	2.05	50	69.91
	BG2	28.576	6.15	65	99.726
	BG3	51.794	12.3	6.61	70.704
<b>h17</b>	BG1	18.4	0.995	50	69.395
	BG2	29.44	2.985	65	97.425
	BG3	53.36	5.97	41.98	101.31
<b>h18</b>	BG1	18.24	0.38	50	68.62
	BG2	29.184	1.14	65	95.324
	BG3	52.896	2.28	66.66	121.836
<b>h19</b>	BG1	17.84		50	67.84
	BG2	28.544		65	93.544
	BG3	51.736		66.65	118.386
<b>h20</b>	BG1	17.1		50	67.1
	BG2	27.36		65	92.36
	BG3	49.59		59.08	108.67
<b>h21</b>	BG1	17.06		50	67.06
	BG2	27.296		65	92.296
	BG3	49.474		23.25	72.724
<b>h22</b>	BG1	16.72		50	66.72
	BG2	26.752		57.82	84.572
	BG3	48.488			48.488
<b>h23</b>	BG1	17.12		50	67.12
	BG2	27.392		43.61	71.002
	BG3	49.648			49.648
<b>h24</b>	BG1	18.04		50	68.04
	BG2	28.864		19.02	47.884
	BG3	52.316			52.316

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado para el área 3 se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 25 y se ilustra en la Figura 20.

Tabla 25. Generación aceptada para abastecimiento -A3- 2do Caso [autor].

	Potencia (MW)				
	FV	Eólica	Hidro	Term	Dem
<b>h1</b>		97.13	56.09		153.22
<b>h2</b>		76.01	83.22		159.23
<b>h3</b>		70.95	84.07		155.02
<b>h4</b>		72.93	80.29		153.22
<b>h5</b>		84.59	70.13		154.72
<b>h6</b>	2.05	73.15	88.23		163.43
<b>h7</b>	5.65	64.02	124.41		194.08
<b>h8</b>	8	64.79	133.3		206.09
<b>h9</b>	17.6	82.06	122.96		222.62
<b>h10</b>	29.1	106.59	84.82		220.51
<b>h11</b>	43.1	99.22	82.4		224.72
<b>h12</b>	49.8	101.31	77.22		228.33
<b>h13</b>	48.85	97.13	80.54		226.52
<b>h14</b>	44.7	96.14	69.46		210.3
<b>h15</b>	33.65	93.83	90.33		217.81
<b>h16</b>	20.5	98.23	121.61		240.34
<b>h17</b>	9.95	101.2	156.98		268.13
<b>h18</b>	3.8	100.32	181.66		285.78
<b>h19</b>		98.12	181.65		279.77
<b>h20</b>		94.05	174.08		268.13
<b>h21</b>		93.83	138.25		232.08
<b>h22</b>		91.96	107.82		199.78
<b>h23</b>		94.16	93.61		187.77
<b>h24</b>		99.22	69.02		168.24

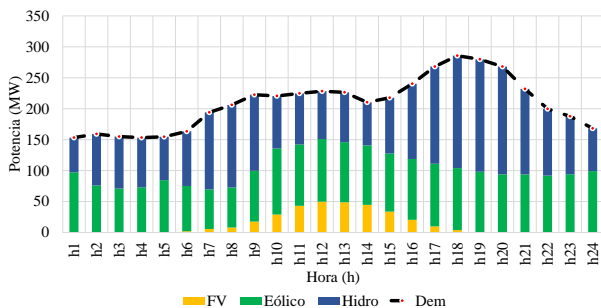


Figura 20. Despacho para abastecimiento -A3– 2do Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 3 bajo el modelo de optimización propuesto se puede señalar que se abastece un total de 5.019 GWh, de lo cual la energía hidráulica es de 2.552 GWh, 0.316 GWh de fotovoltaica y 2.150 GWh de energía eólica. Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento del área 3 se ilustran en la Tabla 26.

Tabla 26. Beneficio neto -A3– 2do Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	648,255.16	
<b>Eólico</b>		66,483.60
<b>FV</b>		8,583.93
<b>Hidro</b>		113,946.25
<b>Total</b>	<b>648,255.16</b>	<b>189,013.78</b>
<b>Beneficio Neto</b>		<b>459,241.38</b>

Finalmente se procede a realizar el análisis en el área 4, el despacho resultante de la casación del mercado para esta área por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda se presenta en la Tabla 27.

Tabla 27. Generación aceptada por bloque -A4– 2do Caso [autor]-

Despacho (MW)				
Hora	Bloque	Eólico	Térmica	Total
<b>h1</b>	BG1	15.4	110	125.4
	BG2	23.1		23.1
	BG3	30.8		30.8
<b>h2</b>	BG1	14.82	110	124.82
	BG2	22.23		22.23
	BG3	29.64		29.64
<b>h3</b>	BG1	14.88	110	124.88
	BG2	22.32		22.32
	BG3	29.76		29.76
<b>h4</b>	BG1	14.68	110	124.68
	BG2	22.02	70	92.02
	BG3	29.36		29.36
<b>h5</b>	BG1	16.04	110	126.04
	BG2	24.06	70	94.06
	BG3	32.08		32.08
<b>h6</b>	BG1	15.52	110	125.52
	BG2	23.28	90.36	113.64
	BG3	31.04		31.04
<b>h7</b>	BG1	15.58	110	125.58
	BG2	23.37	88.6	111.97
	BG3	31.16		31.16
<b>h8</b>	BG1	15.9	110	125.9
	BG2	23.85	93.88	117.73
	BG3	31.8		31.8
<b>h9</b>	BG1	16.6	110	126.6
	BG2	24.9	125.65	150.55
	BG3	33.2		33.2
<b>h10</b>	BG1	18.34	110	128.34
	BG2	27.51	135	162.51

	BG3	36.68	25.29	61.97
	BG1	18.62	110	128.62
<b>h11</b>	BG2	27.93	135	162.93
	BG3	37.24	41.28	78.52
	BG1	18.18	110	128.18
<b>h12</b>	BG2	27.27	135	162.27
	BG3	36.36	53.39	89.75
	BG1	18.44	110	128.44
<b>h13</b>	BG2	27.66	135	162.66
	BG3	36.88	38.05	74.93
	BG1	18.16	110	128.16
<b>h14</b>	BG2	27.24	135	162.24
	BG3	36.32	30.33	66.65
	BG1	18.1	110	128.1
<b>h15</b>	BG2	27.15	135	162.15
	BG3	36.2	20.44	56.64
	BG1	16.86	110	126.86
<b>h16</b>	BG2	25.29	125.75	151.04
	BG3	33.72		33.72
	BG1	16.6	110	126.6
<b>h17</b>	BG2	24.9	117.85	142.75
	BG3	33.2		33.2
	BG1	16.24	110	126.24
<b>h18</b>	BG2	24.36	114.98	139.34
	BG3	32.48		32.48
	BG1	16.22	110	126.22
<b>h19</b>	BG2	24.33	103.03	127.36
	BG3	32.44		32.44
	BG1	16.06	110	126.06
<b>h20</b>	BG2	24.09	105.42	129.51
	BG3	32.12		32.12
<b>h21</b>	BG1	15.44	110	125.44

	BG2	23.16	100.94	124.1
	BG3	30.88		30.88
	BG1	14.82	110	124.82
<b>h22</b>	BG2	22.23	90.3	112.53
	BG3	29.64		29.64
	BG1	14.9	110	124.9
<b>h23</b>	BG2	22.35	55.72	78.07
	BG3	29.8		29.8
	BG1	15.82	110	125.82
<b>h24</b>	BG2	23.73		23.73
	BG3	31.64		31.64

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado para el área 4 se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 28 y se ilustra en la Figura 21.

Tabla 28. Generación aceptada para abastecimiento -A4-  
2do Caso [autor].

Potencia (MW)			
	Eólica	Térmica	Dem
<b>h1</b>	69.3	110	179.3
<b>h2</b>	66.69	110	176.69
<b>h3</b>	66.96	110	176.96
<b>h4</b>	66.06	180	246.06
<b>h5</b>	72.18	180	252.18
<b>h6</b>	69.84	200.36	270.2
<b>h7</b>	70.11	198.6	268.71
<b>h8</b>	71.55	203.88	275.43
<b>h9</b>	74.7	235.65	310.35
<b>h10</b>	82.53	270.29	352.82
<b>h11</b>	83.79	286.28	370.07
<b>h12</b>	81.81	298.39	380.2
<b>h13</b>	82.98	283.05	366.03

<b>h14</b>	81.72	275.33	357.05
<b>h15</b>	81.45	265.44	346.89
<b>h16</b>	75.87	235.75	311.62
<b>h17</b>	74.7	227.85	302.55
<b>h18</b>	73.08	224.98	298.06
<b>h19</b>	72.99	213.03	286.02
<b>h20</b>	72.27	215.42	287.69
<b>h21</b>	69.48	210.94	280.42
<b>h22</b>	66.69	200.3	266.99
<b>h23</b>	67.05	165.72	232.77
<b>h24</b>	71.19	110	181.19

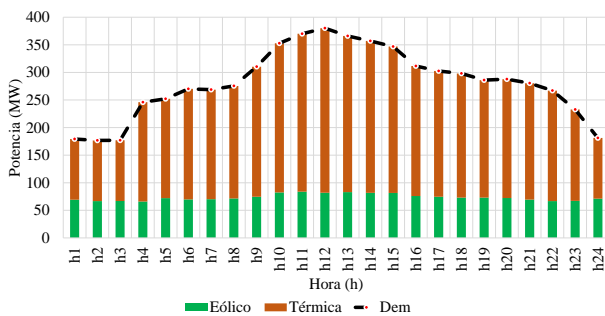


Figura 21. Despacho para abastecimiento -A4- 2do Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 4 bajo el modelo de optimización propuesto se puede señalar que se abastece un total de 6.776 GWh, de lo cual la energía térmica es de 5.011 GWh y 1.765 GWh de energía eólica. Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento del área 4 se ilustran en la Tabla 29.

Tabla 29. Beneficio neto -A4- 2do Caso [autor].

Valores Económicos (USD)	
	Gasto
	Ingreso
<b>Demanda</b>	1,167,581.75
<b>Eólico</b>	50,792.49
<b>FV</b>	583,838.00

<b>Total</b>	<b>1,167,581.75</b>	<b>634,630.49</b>
<b>Beneficio Neto</b>	<b>532,951.26</b>	

Una vez efectuado el análisis por área, se procede a evaluar el aspecto energético global, cuyos resultados se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30. Energía despachada -2do Caso [autor]

	Potencia (MW)			
	FV	Eólica	Hidro	Térmica
<b>h1</b>		214.03	245.82	110.00
<b>h2</b>		204.83	208.22	180.00
<b>h3</b>		207.17	276.03	110.00
<b>h4</b>		201.88	270.02	180.00
<b>h5</b>		228.78	261.72	210.00
<b>h6</b>	3.44	213.96	289.77	230.36
<b>h7</b>	15.05	212.03	359.14	228.60
<b>h8</b>	19.80	217.09	381.51	233.88
<b>h9</b>	41.30	235.42	372.96	277.32
<b>h10</b>	76.38	275.19	329.95	350.29
<b>h11</b>	125.51	277.44	311.81	366.28
<b>h12</b>	165.71	268.43	291.50	378.39
<b>h13</b>	150.21	269.03	305.18	361.70
<b>h14</b>	130.26	265.83	281.01	355.33
<b>h15</b>	92.53	257.65	325.12	345.44
<b>h16</b>	51.95	256.66	371.61	297.62
<b>h17</b>	21.44	267.48	406.98	333.44
<b>h18</b>	8.50	261.37	431.66	356.06
<b>h19</b>		252.72	431.65	389.47
<b>h20</b>		239.09	424.08	377.45
<b>h21</b>		237.70	388.25	328.33
<b>h22</b>		227.62	355.21	230.30
<b>h23</b>		224.77	326.12	195.72
<b>h24</b>		224.09	277.35	140.00

De la Tabla 30 se puede señalar que el bloque energético que es abastecido asciende a 21.130 GWh, de los cuales el 37.5% a la energía hidroeléctrica, 31.1% es energía térmica, el 27.2% corresponde a energía eólica y finalmente un 4.3% corresponde a la energía solar. La asignación energética se muestra en la Figura 22.

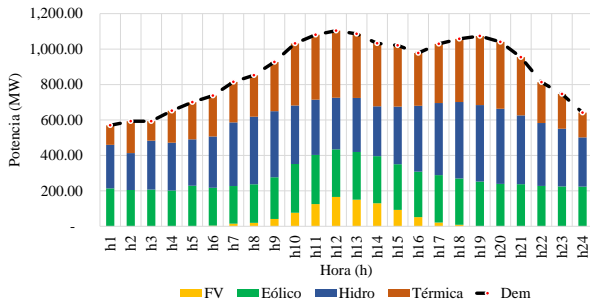


Figura 22. Energía asignada para abastecimiento – 2do Caso [autor].

Adicional al tema energético se procede al análisis del beneficio neto de lo cual se obtiene la Tabla 31.

Tabla 31. Beneficio neto - 2do Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	3,057,638.33	
<b>Eólico</b>		175,269.15
<b>FV</b>		23,727.53
<b>Hidro</b>		383,223.81
<b>Térmica</b>		727,826.20
<b>Total</b>	<b>3,057,638.33</b>	<b>1,310,046.69</b>
<b>Beneficio Neto</b>		<b>1,747,591.64</b>

Del análisis económico se puede citar que el beneficio neto es de 1,747,591.64 USD lo cual permite señalar que entre el valor económico que está dispuesto a pagar la demanda a comparación de lo que efectivamente compro resulta con un beneficio a la demanda del valor precitado.

Finalmente, y dado que el 1er caso y el 2do caso se basan en la premisa que las áreas no se encuentran interconectados, en el numeral siguiente se procede a realizar un análisis comparativo para establecer aspectos técnicos y económicos correspondientes.

### 5.3 Análisis comparativo técnico económico entre el 1er y el 2do Caso

Como ya se mencionó, el 1er y 2do caso se basa en el supuesto de que las áreas se autoabastecen, es decir que no se interconectan, por tanto, el análisis comparativo comienza a nivel energético, los cuales se presentan en la Tabla 32.

Tabla 32. Energía -1er y 2do Caso [autor].

Energía 1er Caso (MWh)				
	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4
<b>FV</b>	337.33	248.00	316.75	
<b>Eólica</b>		1,824.29	2,150.94	1,764.99
<b>Hidro</b>	5,377.96		2,552.15	
<b>Térmica</b>	500.80	2,211.05		5,089.15
<b>Total</b>	<b>6,216.09</b>	<b>4,283.33</b>	<b>5,019.84</b>	<b>6,854.14</b>
Energía 2do Caso (MWh)				
	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4
<b>FV</b>	337.33	248.00	316.75	
<b>Eólica</b>		1,824.29	2,150.94	1,764.99
<b>Hidro</b>	5,370.52		2,552.15	
<b>Térmica</b>	506.07	1,048.65		5,011.26
<b>Total</b>	<b>6,213.92</b>	<b>3,120.94</b>	<b>5,019.84</b>	<b>6,776.25</b>

De la Tabla 32 se observa variaciones energéticas tanto en áreas como en las tecnologías, lo que se describe en la Tabla 33.

Tabla 33. Variación Energía -1er y 2do Caso [autor].

	Var		Var
Área 1	-0.03%	FV	0.0%
Área 2	-27.14%	Eólica	0.0%
Área 3	0.00%	Hidro	-0.1%
Área 4	-1.14%	Térmica	-18.8%
<b>Total</b>	<b>-5.55%</b>	<b>Total</b>	<b>-5.9%</b>

La Tabla 33 muestra claramente que al comparar el 1er caso a comparación del 2do caso una variación energética del 27.14% en el área 2, lo que corresponde a que el 2do caso, como resultado del aplicar el modelo propuesto, la demanda aceptada se disminuye a comparación del 1er caso, ya que la producción ofertada es muy costosa y por tanto la demanda, en función a su curva de oferta, el modelo descarta esta generación ineficiente, lo cual, según lo expuesto en los valores tabulados, equivale a una disminución del 18.8%.

Por otra parte, se evalúa los aspectos económicos, para el efecto, para el 1er caso se evalúa los costos que incurre la demanda en cubrir la producción de los generadores, mientras que el 2do caso se procede a evaluar los valores económicos que perciben los generadores por parte de la demanda, es decir lo que la demanda termina cubriendo resultado del modelo de optimización propuesto, cuyos resultados se muestran en la Tabla 34.

Tabla 34. Variación económica -1er y 2do Caso [autor].

	Valores económicos (USD)	
	1er Caso	2do Caso
<b>Fotovoltaica</b>	29,699.30	23,727.53
<b>Eólica</b>	220,011.75	175,269.15
<b>Hidro</b>	412,639.38	383,223.81
<b>Térmica</b>	1,300,043.48	727,826.20
<b>Total</b>	<b>1,962,393.91</b>	<b>1,310,046.69</b>

De la Tabla 34 se señala que el modelo de optimización propuesto reduce un 33.24% del valor económico que perciben los generadores por la venta de electricidad, lo cual nuevamente ratifica las premisas iniciales que, al maximizar el beneficio neto, se reduce implícitamente el costo, todo esto dado que el modelo define la producción y demanda aceptable en función de las curvas de ofertas de la demanda y de los generadores.

#### 5.4 Despacho clásico – áreas interconectadas

Este caso considera que las áreas están interconectadas, por tanto, el abastecimiento de cada área será en función de sus recursos de generación, en este análisis se entiende que el resultado se basa en la minimización de costos, en tal sentido, los aspectos a evaluar corresponderán al despacho y costo correspondiente por área en el período de tiempo de análisis. En ese contexto, se analiza el área 1, los resultados del despacho, incluido los flujos con otras áreas se presentan en la Tabla 35 y se ilustra en la Figura 23.

Tabla 35. Despacho para abastecimiento -A1– 3er Caso [autor].

	Área 1 -Potencia (MW)		
	Hidro	FV	Térmica
<b>h1</b>	125.00		75.00
<b>h2</b>	250.00		
<b>h3</b>	250.00		
<b>h4</b>	250.00		
<b>h5</b>	250.00		
<b>h6</b>	250.00	0.84	
<b>h7</b>	250.00	5.60	47.58
<b>h8</b>	250.00	7.00	66.12
<b>h9</b>	250.00	14.00	123.63
<b>h10</b>	250.00	27.93	99.83

<b>h11</b>	250.00	48.86	89.17
<b>h12</b>	250.00	68.46	81.60
<b>h13</b>	250.00	55.86	71.88
<b>h14</b>	250.00	48.86	53.39
<b>h15</b>	250.00	34.93	100.17
<b>h16</b>	250.00	15.75	127.65
<b>h17</b>	250.00	6.44	150.00
<b>h18</b>	250.00	2.80	150.00
<b>h19</b>	250.00		150.00
<b>h20</b>	250.00		150.00
<b>h21</b>	250.00		150.00
<b>h22</b>	250.00		85.58
<b>h23</b>	250.00		24.34
<b>h24</b>	250.00		

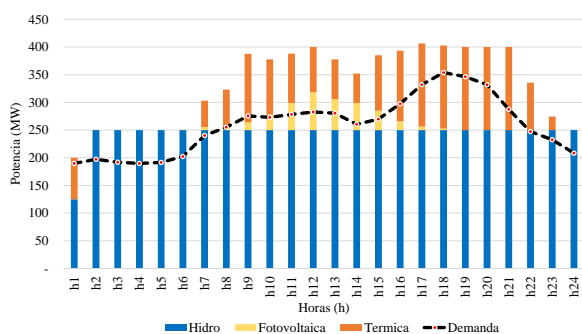


Figura 23. Despacho para abastecimiento -A1- 3er Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 1 se puede observar que, a más de abastecer la carga de su área, existe excedentes de energía que son entregados a las áreas interconectadas, cuyos valores se presentan en la Tabla 36. Adicional, se puede señalar que la energía hidroeléctrica es de 5.875 GWh, 0.337 GWh de fotovoltaica y 1.796 GWh de energía térmica.

Tabla 36. Intercambio del A1- 3er Caso [autor].

Intercambio de flujo del Área 1 [MW]		
	A2	A3
<b>h1</b>	1.28	8.99
<b>h2</b>	15.92	36.91
<b>h3</b>	16.17	41.87
<b>h4</b>	14.84	45.43
<b>h5</b>	15.45	42.96
<b>h6</b>	10.17	38.29
<b>h7</b>	11.43	51.42
<b>h8</b>	11.77	56.14
<b>h9</b>	23.89	88.07
<b>h10</b>	22.88	81.82
<b>h11</b>	23.74	86.02
<b>h12</b>	25.81	91.51
<b>h13</b>	20.26	76.98
<b>h14</b>	20.09	71.75
<b>h15</b>	25.91	89.46
<b>h16</b>	18.83	76.94
<b>h17</b>	12.19	62.22
<b>h18</b>	8.05	40.87
<b>h19</b>	9.49	44.07
<b>h20</b>	14.18	53.79
<b>h21</b>	25.09	87.52
<b>h22</b>	19.96	68.23
<b>h23</b>	9.86	31.97
<b>h24</b>	14.57	27.10

De la Tabla 36 se concluye que el área 1 intercambia su energía con el área 2 y 3 con un valor equivalente 0.391 GWh y 1.4 GW, respectivamente. Por su parte, los costos para el abastecimiento se ilustran en la Figura 24.

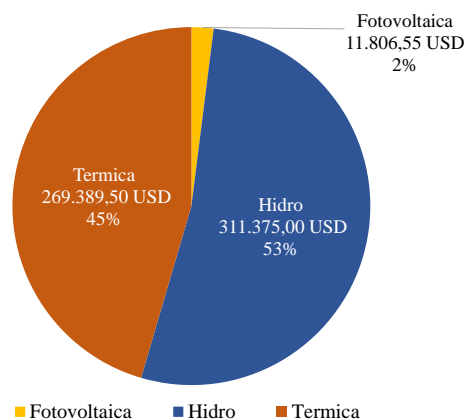


Figura 24. Costos por tecnología -A1– 3er Caso [autor].

De la Figura 24 se puede indicar que el costo obtenido para el abastecimiento de la demanda del área 1 y el flujo entre áreas asciende a 592,571.05 USD.

De la misma forma, se procede a evaluar el área 2, en la Tabla 37 se presenta el despacho realizado, mientras que en la Figura 25 se ilustra el mismo.

Tabla 37. Despacho para abastecimiento -A2– 3er Caso [autor].

	Área 2 -Potencia (MW)		
	FV	Eólica	Térmica
<b>h1</b>		47.60	75.00
<b>h2</b>		62.13	1.56
<b>h3</b>		69.26	24.47
<b>h4</b>		62.89	90.96
<b>h5</b>		72.01	82.10
<b>h6</b>	0.55	70.97	139.74
<b>h7</b>	3.80	77.90	150.00
<b>h8</b>	4.80	80.75	150.00
<b>h9</b>	9.70	78.66	150.00
<b>h10</b>	19.35	86.07	150.00
<b>h11</b>	33.55	94.43	150.00
<b>h12</b>	47.45	85.31	150.00
<b>h13</b>	45.50	88.92	150.00
<b>h14</b>	36.70	87.97	150.00

<b>h15</b>	23.95	82.37	150.00
<b>h16</b>	15.70	82.56	150.00
<b>h17</b>	5.05	91.58	150.00
<b>h18</b>	1.90	87.97	150.00
<b>h19</b>		81.61	150.00
<b>h20</b>		72.77	150.00
<b>h21</b>		74.39	150.00
<b>h22</b>		68.97	150.00
<b>h23</b>		63.56	138.04
<b>h24</b>		53.68	63.05

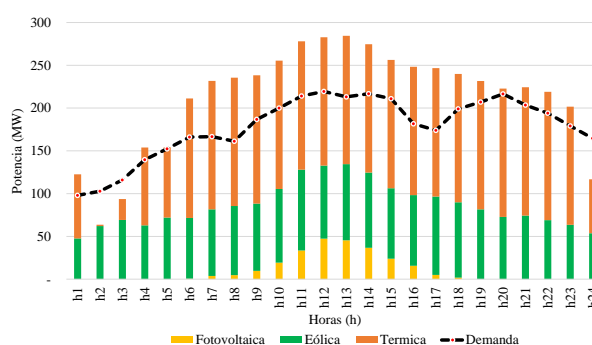


Figura 25. Despacho para abastecimiento -A2– 3er Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 2 se puede señalar que la potencia asignada a más de abastecer la demanda de dicha área también intercambia energía con sus áreas interconectadas, cuyos flujos horarios se presentan en la Tabla 38. Además, se puede indicar que la energía térmica es de 3.14 GWh, 0.248 GWh de fotovoltaica y 1.824 GWh de energía eólica. Los costos para el abastecimiento para el área 2 se ilustran en la

Tabla 38. Intercambio del A2– 3er Caso [autor].

	Intercambio de flujo del Área 2 [MW]		
	A1	A3	A4
<b>h1</b>	-1.28	4.34	21.55
<b>h2</b>	-15.92	-43.57	20.29
<b>h3</b>	-16.17	-35.24	29.20



<b>h4</b>	-14.84	-17.95	47.03
<b>h5</b>	-15.45	-26.33	43.49
<b>h6</b>	-10.17	0.01	55.29
<b>h7</b>	-11.43	17.19	59.39
<b>h8</b>	-11.77	23.46	62.58
<b>h9</b>	-23.89	7.36	68.18
<b>h10</b>	-22.88	0.73	77.56
<b>h11</b>	-23.74	4.31	83.35
<b>h12</b>	-25.81	2.17	86.93
<b>h13</b>	-20.26	8.49	83.12
<b>h14</b>	-20.09	-0.54	78.57
<b>h15</b>	-25.91	-3.59	74.90
<b>h16</b>	-18.83	15.37	70.04
<b>h17</b>	-12.19	26.80	57.96
<b>h18</b>	-8.05	16.81	32.13
<b>h19</b>	-9.49	7.83	26.20
<b>h20</b>	-14.18	-3.38	23.84
<b>h21</b>	-25.09	-4.93	50.95
<b>h22</b>	-19.96	-8.14	53.03
<b>h23</b>	-9.86	-9.77	42.13
<b>h24</b>	-14.57	-49.90	16.49

De la Tabla 38 se indica que el área 2 intercambia su energía con el área 1, 3 y 4. Para el caso del área 1, el área 2 toma 0.391 GWh del área 1, el intercambio con el área 3 en el valor neto, el área 2 toma 0.0684 GWh y el área 2 entrega al área 4 una energía equivalente a 1.264 GWh. Por su parte, los costos para el abastecimiento se ilustran en la Figura 26.

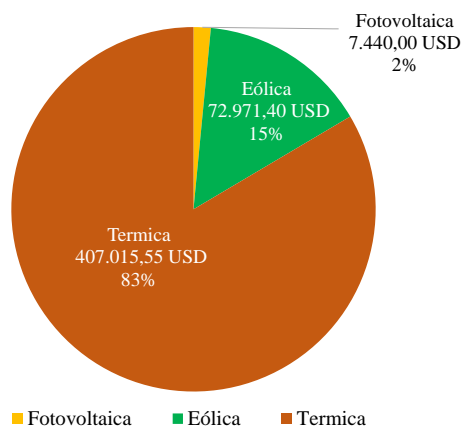


Figura 26. Costos por tecnología -A2- 3er Caso [autor].

De la Figura 26 se puede indicar que el costo total resultante para el área 2 asciende a 487,426.95 USD, siendo las centrales térmicas las que tienen un porcentaje mayor que asciende a un 84% del costo total.

De forma complementaria, se procede a evaluar el área 3, en la Tabla 39 se presenta el despacho realizado, mientras que en la Figura 27 se ilustra el mismo.

Tabla 39. Despacho para abastecimiento -A3- 3er Caso [autor].

	Área 3 -Potencia (MW)		
	FV	Eólico	Hidro
<b>h1</b>		97.13	97.50
<b>h2</b>		76.01	195.00
<b>h3</b>		70.95	195.00
<b>h4</b>		72.93	195.00
<b>h5</b>		84.59	195.00
<b>h6</b>	2.05	73.15	195.00
<b>h7</b>	5.65	64.02	195.00
<b>h8</b>	8.00	64.79	195.00
<b>h9</b>	17.60	82.06	195.00
<b>h10</b>	29.10	106.59	195.00
<b>h11</b>	43.10	99.22	195.00
<b>h12</b>	49.80	101.31	195.00
<b>h13</b>	48.85	97.13	195.00

<b>h14</b>	44.70	96.14	195.00
<b>h15</b>	33.65	93.83	195.00
<b>h16</b>	20.50	98.23	195.00
<b>h17</b>	9.95	101.20	195.00
<b>h18</b>	3.80	100.32	195.00
<b>h19</b>		98.12	195.00
<b>h20</b>		94.05	195.00
<b>h21</b>		93.83	195.00
<b>h22</b>		91.96	195.00
<b>h23</b>		94.16	195.00
<b>h24</b>		99.22	195.00

<b>h3</b>	-41.87	35.24	117.55
<b>h4</b>	-45.43	17.95	142.19
<b>h5</b>	-42.96	26.33	141.50
<b>h6</b>	-38.29	-0.01	145.07
<b>h7</b>	-51.42	-17.19	139.21
<b>h8</b>	-56.14	-23.46	141.30
<b>h9</b>	-88.07	-7.36	167.47
<b>h10</b>	-81.82	-0.73	192.73
<b>h11</b>	-86.02	-4.31	202.93
<b>h12</b>	-91.51	-2.17	211.46
<b>h13</b>	-76.98	-8.49	199.93
<b>h14</b>	-71.75	0.54	196.76
<b>h15</b>	-89.46	3.59	190.54
<b>h16</b>	-76.94	-15.37	165.71
<b>h17</b>	-62.22	-26.80	127.04
<b>h18</b>	-40.87	-16.81	71.02
<b>h19</b>	-44.07	-7.83	65.25
<b>h20</b>	-53.79	3.38	71.33
<b>h21</b>	-87.52	4.93	139.34
<b>h22</b>	-68.23	8.14	147.27
<b>h23</b>	-31.97	9.77	123.59
<b>h24</b>	-27.10	49.90	103.17

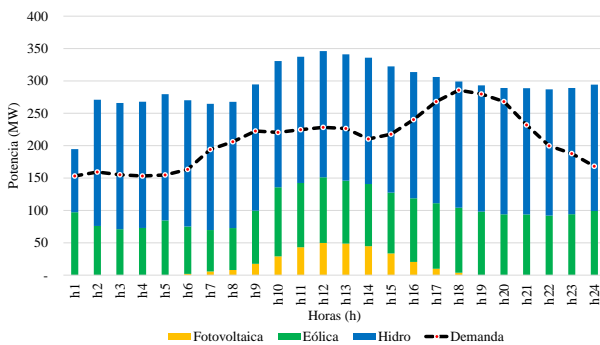


Figura 27. Despacho para abastecimiento -A3- 3er Caso [autor].

De la misma forma a los anteriores análisis, se puede señalar que el despacho efectuado para el área 3 la potencia asignada permite abastecer la demanda de dicha área y además exporta energía a otras áreas, cuyos flujos se presentan en la Tabla 40. Así mismo, del despacho se puede señalar que la energía hidráulica asciende a 4.582 GWh, 0.316 GWh de fotovoltaica y 2.150 GWh de energía eólica.

Tabla 40. Intercambio del A3- 3er Caso [autor].

Intercambio de flujo del Área 3 [MW]			
	A1	A2	A4
<b>h1</b>	-8.99	-4.34	54.75
<b>h2</b>	-36.91	43.57	105.11

De la Tabla 40 se indica que el área 3 intercambia su energía con el área 1, 2 y 4. Para el caso del área 1, el área 3 toma 1.4 GWh del área 1, el intercambio con el área 2 en el valor neto, el área 3 entrega 0.0684 GWh y el área 3 entrega al área 4 una energía equivalente a 3.362 GWh. Por su parte, los costos para el abastecimiento se ilustran en la Figura 28.

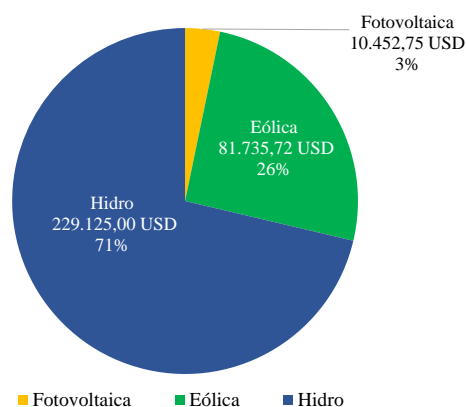


Figura 28. Costos por tecnología -A3- 3er Caso [autor].

De la Figura 28 se puede indicar que el costo total para el abastecimiento de la demanda del área 3 asciende a 321,313.47 USD, siendo las centrales hidroeléctricas las que tienen un porcentaje mayor que asciende a un 71.3% del costo total.

Finalmente, se procede a evaluar el área 4, en la Tabla 41 se presenta el despacho realizado, mientras que en la Figura 29 se ilustra el mismo.

Tabla 41. Despacho para abastecimiento -A4- 3er Caso [autor].

Área 4 -Potencia (MW)		
	Eólica	Térmica
<b>h1</b>	69.30	35.58
<b>h2</b>	66.69	
<b>h3</b>	66.96	
<b>h4</b>	66.06	
<b>h5</b>	72.18	
<b>h6</b>	69.84	
<b>h7</b>	70.11	
<b>h8</b>	71.55	
<b>h9</b>	74.70	
<b>h10</b>	82.53	
<b>h11</b>	83.79	
<b>h12</b>	81.81	
<b>h13</b>	82.98	

<b>h14</b>	81.72	
<b>h15</b>	81.45	
<b>h16</b>	75.87	
<b>h17</b>	74.70	42.85
<b>h18</b>	73.08	121.83
<b>h19</b>	72.99	121.59
<b>h20</b>	72.27	120.25
<b>h21</b>	69.48	20.66
<b>h22</b>	66.69	
<b>h23</b>	67.05	
<b>h24</b>	71.19	

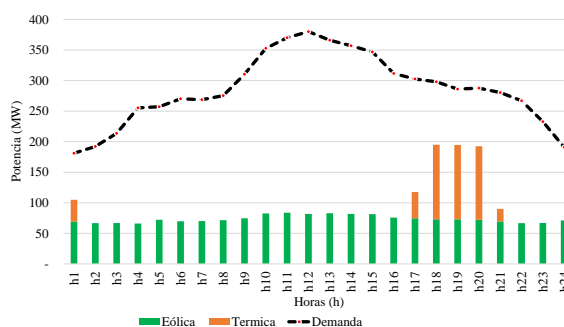


Figura 29. Despacho para abastecimiento -A4- 3er Caso [autor].

Finalmente, y al igual que los anteriores análisis, se puede señalar que el despacho efectuado para el área 4 no abastece la demanda, dichos déficit son solventados por los intercambios de electricidad provenientes de las otras áreas interconectadas lo cual se denota en la Tabla 42. Los recursos de generación despachadas en esa área, conlleva a que la energía térmica es de 0.462 GWh y 1.764 GWh de eólica.

Tabla 42. Intercambio del A4- 3er Caso [autor].

Intercambio de flujo del Área 4 [MW]		
	A2	A3
<b>h1</b>	-21.55	-54.75
<b>h2</b>	-20.29	-105.11

<b>h3</b>	-29.20	-117.55
<b>h4</b>	-47.03	-142.19
<b>h5</b>	-43.49	-141.50
<b>h6</b>	-55.29	-145.07
<b>h7</b>	-59.39	-139.21
<b>h8</b>	-62.58	-141.30
<b>h9</b>	-68.18	-167.47
<b>h10</b>	-77.56	-192.73
<b>h11</b>	-83.35	-202.93
<b>h12</b>	-86.93	-211.46
<b>h13</b>	-83.12	-199.93
<b>h14</b>	-78.57	-196.76
<b>h15</b>	-74.90	-190.54
<b>h16</b>	-70.04	-165.71
<b>h17</b>	-57.96	-127.04
<b>h18</b>	-32.13	-71.02
<b>h19</b>	-26.20	-65.25
<b>h20</b>	-23.84	-71.33
<b>h21</b>	-50.95	-139.34
<b>h22</b>	-53.03	-147.27
<b>h23</b>	-42.13	-123.59
<b>h24</b>	-16.49	-103.17

De la Tabla 42 se indica que el área 4 intercambia su energía con el área 2 y 3. Para el caso del área 1, el área 4 toma 1.264 GWh del área 2 y el área 4 toma del área 3 un valor de 3.362 GWh. Por otra parte, los costos para el abastecimiento en el área 4 se ilustran en la Figura 30.

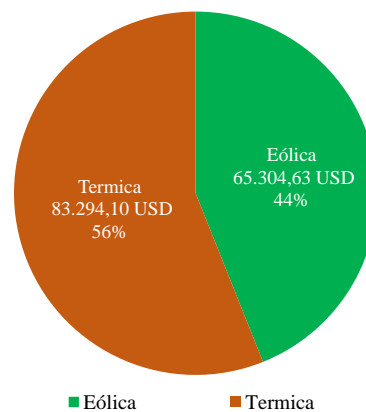


Figura 30. Costos por tecnología -A4- 3er Caso [autor].

De la Figura 30 se puede indicar que el costo total para el abastecimiento de la demanda del área 4 asciende a 148,598.73 USD, siendo las centrales térmicas las que tienen un porcentaje mayor que asciende a un 56.1% del costo total.

Finalmente, al evaluar de forma integral y consolidada, la cantidad total de energía despachada por tipo de tecnología se presenta en la Tabla 43 y se presenta en la Figura 31, de cual se extrae que entre la energía hidroeléctrica y térmica asciende a un 70% de total de la energía, por su parte, al realizar el análisis del costo se puede apreciar que éste asciende a 1,549,910.20 USD, del cual el 49% corresponde al costo por parte de los generadores térmicos, mientras que los generadores hidroeléctricos asumen un 35% del costo total, quedando un 16% que se asigna a las energías renovables. Lo anterior se tabula en la Tabla 44 y se ilustra en la Figura 32.

Tabla 43. Energía despachada -3er Caso [autor]

	Potencia (MW)			
	FV	Eólica	Hidro	Térmica
<b>h1</b>		214.03	222.50	185.57
<b>h2</b>		204.83	445.00	1.56
<b>h3</b>		207.17	445.00	24.47
<b>h4</b>		201.88	445.00	90.96
<b>h5</b>		228.78	445.00	82.10

<b>h6</b>	3.44	213.96	445.00	139.74
<b>h7</b>	15.05	212.03	445.00	197.58
<b>h8</b>	19.80	217.09	445.00	216.12
<b>h9</b>	41.30	235.42	445.00	273.63
<b>h10</b>	76.38	275.19	445.00	249.83
<b>h11</b>	125.51	277.44	445.00	239.17
<b>h12</b>	165.71	268.43	445.00	231.60
<b>h13</b>	150.21	269.03	445.00	221.88
<b>h14</b>	130.26	265.83	445.00	203.39
<b>h15</b>	92.53	257.65	445.00	250.17
<b>h16</b>	51.95	256.66	445.00	277.65
<b>h17</b>	21.44	267.48	445.00	342.85
<b>h18</b>	8.50	261.37	445.00	421.83
<b>h19</b>		252.72	445.00	421.59
<b>h20</b>		239.09	445.00	420.25
<b>h21</b>		237.70	445.00	320.66
<b>h22</b>		227.62	445.00	235.58
<b>h23</b>		224.77	445.00	162.39
<b>h24</b>		224.09	445.00	63.05

<b>Hidro</b>	540,500.00
<b>Térmica</b>	759,699.15
<b>Total</b>	<b>1,549,910.20</b>

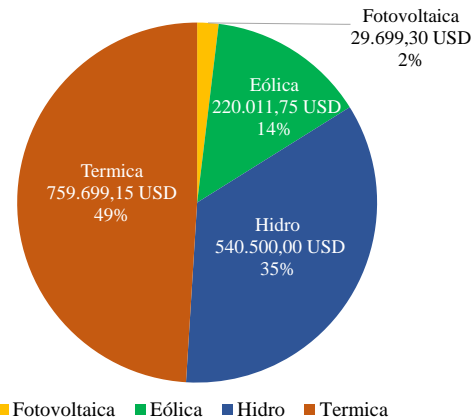


Figura 32. Costos totales por tecnología – 3er Caso [autor].

## 5.5 Modelo propuesto – áreas interconectadas

En este último caso se procede a utilizar el modelo de optimización para el abastecimiento de las áreas de forma interconectada a través de un mecanismo de casación, usando las curvas de oferta de la producción y de la demanda establecidas en los distintos generadores y cargas ubicadas en las áreas, en tal sentido se procede un análisis por área.

Es así que, para el área 1 en la Tabla 45 se muestra el despacho resultante de la casación del mercado por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda.

Tabla 45. Generación aceptada por bloque -A1- 4to Caso [autor].

Despacho (MW)					
Hora	Bloque	FV	Hidro	Térmica	Total
<b>h1</b>	BG1		40		40
	BG2		80		80
	BG3		40	20	60

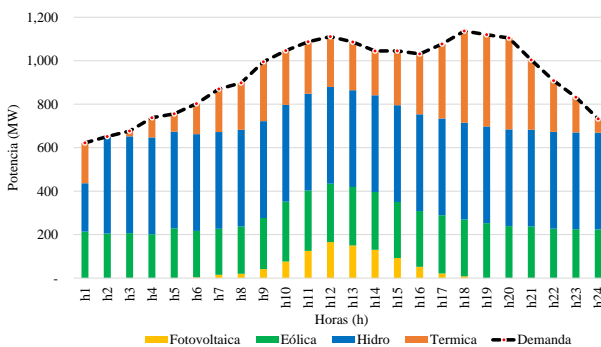


Figura 31. Energía asignada para abastecimiento –3er Caso [autor].

Tabla 44. Costos totales– 3er Caso [autor].

Costo (USD)	
<b>Fotovoltaica</b>	29,699.30
<b>Eólica</b>	220,011.75

	BG1		80		80
<b>h2</b>	BG2		5		5
	BG3		40		40
	BG1		80		80
<b>h3</b>	BG2		130		130
	BG3		40		40
	BG1		80		80
<b>h4</b>	BG2		130		130
	BG3		40		40
	BG1		80		80
<b>h5</b>	BG2		130		130
	BG3	0.12	40	20	60.12
	BG1	0.24	80		80.24
<b>h6</b>	BG2	0.48	130		130.48
	BG3	0.8	40	20	60.8
	BG1	1.6	80		81.6
<b>h7</b>	BG2	3.2	130		133.2
	BG3	1	40	20	61
	BG1	2	80		82
<b>h8</b>	BG2	4	130		134
	BG3	2	40	20	62
	BG1	4	80		84
<b>h9</b>	BG2	8	130		138
	BG3	3.99	40	20	63.99
	BG1	7.98	80		87.98
<b>h10</b>	BG2	15.96	130		145.96
	BG3	6.98	40	20	66.98
	BG1	13.96	80		93.96
<b>h11</b>	BG2	27.92	130		157.92
	BG3	9.78	40	20	69.78
	BG1	19.56	80		99.56
<b>h12</b>	BG2	39.12	130		169.12

	BG3	7.98	40	20	67.98
	BG1	15.96	80		95.96
<b>h13</b>	BG2	31.92	130		161.92
	BG3	6.98	40	20	66.98
	BG1	13.96	80		93.96
<b>h14</b>	BG2	27.92	130		157.92
	BG3	4.99	40	20	64.99
	BG1	9.98	80		89.98
<b>h15</b>	BG2	19.96	130		149.96
	BG3	2.25	40	20	62.25
	BG1	4.5	80		84.5
<b>h16</b>	BG2	9	130		139
	BG3	0.92	40	20	60.92
	BG1	1.84	80		81.84
<b>h17</b>	BG2	3.68	130		133.68
	BG3	0.4	40	20	60.4
	BG1	0.8	80	12.85	93.65
<b>h18</b>	BG2	1.6	130		131.6
	BG3		40	20	60
	BG1		80	4.515	84.515
<b>h19</b>	BG2		130		130
	BG3		40	20	60
	BG1		80		80
<b>h20</b>	BG2		130		130
	BG3		40	20	60
	BG1		80		80
<b>h21</b>	BG2		130		130
	BG3		40	20	60
	BG1		80		80
<b>h22</b>	BG2		130		130
	BG3		40	20	60
	BG1		80		80
<b>h23</b>	BG2		130		130
	BG3		40	20	60
<b>h23</b>	BG1		80		80

	BG2	130	130	
	BG3	40	20	60
	BG1	80	80	
<b>h24</b>	BG2	130	130	
	BG3	40	40	

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 46 y se ilustra en la Figura 33.

Tabla 46. Generación aceptada para abastecimiento -A1- 4to Caso [autor].

	Potencia (MW)			
	FV	Hidro	Térmica	Dem
<b>h1</b>		120		189.73
<b>h2</b>		125	20	195
<b>h3</b>		250		191.96
<b>h4</b>		250		189.73
<b>h5</b>		250		191.59
<b>h6</b>	0.84	250	20	202.38
<b>h7</b>	5.6	250	20	240.33
<b>h8</b>	7	250	20	255.21
<b>h9</b>	14	250	20	275.67
<b>h10</b>	27.93	250	20	273.06
<b>h11</b>	48.86	250	20	278.27
<b>h12</b>	68.46	250	20	282.74
<b>h13</b>	55.86	250	20	280.5
<b>h14</b>	48.86	250	20	260.41
<b>h15</b>	34.93	250	20	269.72
<b>h16</b>	15.75	250	20	297.62
<b>h17</b>	6.44	250	20	332.03
<b>h18</b>	2.8	250	32.85	353.88
<b>h19</b>		250	24.515	346.44

<b>h20</b>	250	20	332.03
<b>h21</b>	250	20	287.39
<b>h22</b>	250	20	247.39
<b>h23</b>	250	20	232.51
<b>h24</b>	250	20	208.33

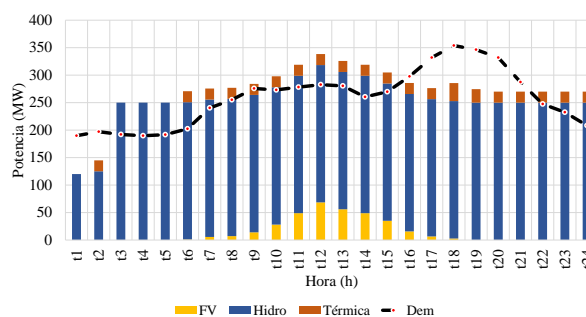


Figura 33. Despacho para abastecimiento -A1- 4to Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 1 bajo el modelo de optimización propuesto se abastece un total de 6.216 GWh, pero se produce un total por un valor de 6.499 GWh, de lo cual se indica que la energía hidroeléctrica es de 5.745 GWh, 0.337 GWh de fotovoltaica y 0.417 GWh de energía térmica. Por lo tanto, se puede indicar que existe el intercambio entre áreas conectadas, cuyos resultados se muestran en la Tabla 47.

Tabla 47. Intercambio del A1- 4to Caso [autor].

	Intercambio de flujo del Área 1 [MW]	
	A2	A3
<b>h1</b>	-150.00	80.27
<b>h2</b>	-150.00	97.83
<b>h3</b>	-150.00	208.04
<b>h4</b>	-150.00	210.27
<b>h5</b>	-150.00	208.41
<b>h6</b>	150.00	-81.54
<b>h7</b>	150.00	-114.73
<b>h8</b>	150.00	-128.21
<b>h9</b>	150.00	-141.67

<b>h10</b>	150.00	-125.13
<b>h11</b>	150.00	-109.41
<b>h12</b>	150.00	-94.28
<b>h13</b>	150.00	-104.64
<b>h14</b>	150.00	-91.55
<b>h15</b>	150.00	-114.79
<b>h16</b>	150.00	-161.87
<b>h17</b>	150.00	-205.59
<b>h18</b>	150.00	-218.23
<b>h19</b>	-150.00	78.07
<b>h20</b>	-150.00	87.97
<b>h21</b>	-131.58	114.19
<b>h22</b>	-150.00	172.61
<b>h23</b>	-150.00	187.49
<b>h24</b>	-150.00	211.67

De la Tabla 47 se puede concluir que el intercambio neto el área 1 entrega al área 2 un valor de 0.318 GWh, mientras que, en el neteo, el área 1 toma del área 3 un total de 0.0348 GWh.

Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento se ilustran en la Tabla 48.

Tabla 48. Beneficio neto -A1– 4to Caso [autor].

<b>Valores Económicos (USD)</b>		
	<b>Gasto</b>	<b>Ingreso</b>
<b>Demanda</b>	944,396.58	
<b>FV</b>		9,638.00
<b>Hidro</b>		289,125.00
<b>Térmica</b>		33,910.15
<b>Total</b>	<b>944,396.58</b>	<b>332,673.15</b>
<b>Beneficio Neto</b>		<b>611,723.43</b>

De forma similar se procede a realizar el análisis en el área 2, el despacho resultante de la casación del mercado para esta área por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda se presenta en la Tabla 49.

Tabla 49. Generación aceptada por bloque -A2– 4to Caso [autor].

<b>Despacho (MW)</b>					
<b>Hora</b>	<b>Bloque</b>	<b>Eólico</b>	<b>FV</b>	<b>Térmica</b>	<b>Total</b>
<b>h1</b>	BG1	10.02			10.02
	BG2	15.03			15.03
	BG3	22.55			22.55
<b>h2</b>	BG1	13.08		30.00	43.08
	BG2	19.62			19.62
	BG3	29.43			29.43
<b>h3</b>	BG1	14.58			14.58
	BG2	21.87			21.87
	BG3	32.81			32.81
<b>h4</b>	BG1	13.24			13.24
	BG2	19.86			19.86
	BG3	29.79			29.79
<b>h5</b>	BG1	15.16		30.00	45.16
	BG2	22.74			22.74
	BG3	34.11			34.11
<b>h6</b>	BG1	14.94	0.13	30.00	45.07
	BG2	22.41	0.17		22.58
	BG3	33.62	0.25		33.87
<b>h7</b>	BG1	16.40	0.91	30.00	47.31
	BG2	24.60	1.14		25.74
	BG3	36.90	1.75		38.65
<b>h8</b>	BG1	17.00	1.15	30.00	48.15
	BG2	25.50	1.44		26.94
	BG3	38.25	2.21		40.46



	BG1	16.56	2.33	30.00	48.89
<b>h9</b>	BG2	24.84	2.91		27.75
	BG3	37.26	4.46		41.72
	BG1	18.12	4.64	30.00	52.76
<b>h10</b>	BG2	27.18	5.81	50.00	82.99
	BG3	40.77	8.90		49.67
	BG1	19.88	8.05	30.00	57.93
<b>h11</b>	BG2	29.82	10.07	50.00	89.89
	BG3	44.73	15.43		60.16
	BG1	17.96	11.39	30.00	59.35
<b>h12</b>	BG2	26.94	14.24	50.00	91.18
	BG3	40.41	21.83		62.24
	BG1	18.72	10.92	30.00	59.64
<b>h13</b>	BG2	28.08	13.65	50.00	91.73
	BG3	42.12	20.93		63.05
	BG1	18.52	8.81	30.00	57.33
<b>h14</b>	BG2	27.78	11.01	50.00	88.79
	BG3	41.67	16.88		58.55
	BG1	17.34	5.75	30.00	53.09
<b>h15</b>	BG2	26.01	7.19	50.00	83.20
	BG3	39.02	11.02		50.03
	BG1	17.38	3.77	30.00	51.15
<b>h16</b>	BG2	26.07	4.71		30.78
	BG3	39.11	7.22		46.33
	BG1	19.28	1.21	30.00	50.49
<b>h17</b>	BG2	28.92	1.52	8.79	39.22
	BG3	43.38	2.32		45.70
	BG1	18.52	0.46	30.00	48.98
<b>h18</b>	BG2	27.78	0.57	50.00	78.35
	BG3	41.67	0.87		42.54
	BG1	17.18		30.00	47.18
<b>h19</b>	BG2	25.77		50.00	75.77

	BG3	38.66		38.66
	BG1	15.32	30.00	45.32
<b>h20</b>	BG2	22.98	50.00	72.98
	BG3	34.47		34.47
	BG1	15.66	30.00	45.66
<b>h21</b>	BG2	23.49	50.00	73.49
	BG3	35.24		35.24
	BG1	14.52	30.00	44.52
<b>h22</b>	BG2	21.78		21.78
	BG3	32.67		32.67
	BG1	13.38	30.00	43.38
<b>h23</b>	BG2	20.07		20.07
	BG3	30.11		30.11
	BG1	11.30	30.00	41.30
<b>h24</b>	BG2	16.95		16.95
	BG3	25.43		25.43

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 50 y se ilustra en la Figura 34.

Tabla 50. Generación aceptada para abastecimiento -A2-  
4to Caso [autor].

Potencia (MW)				
	FV	Eólica	Térmica	Dem
<b>h1</b>		47.60		
<b>h2</b>		62.13	30.00	
<b>h3</b>		69.26		91.47
<b>h4</b>		62.89		48.65
<b>h5</b>		72.01	30.00	100.30
<b>h6</b>	0.55	70.97	30.00	76.39
<b>h7</b>	3.80	77.90	30.00	18.96
<b>h8</b>	4.80	80.75	30.00	

<b>h9</b>	9.70	78.66	30.00	23.08
<b>h10</b>	19.35	86.07	80.00	160.18
<b>h11</b>	33.55	94.43	80.00	184.89
<b>h12</b>	47.45	85.31	80.00	197.87
<b>h13</b>	45.50	88.92	80.00	201.19
<b>h14</b>	36.70	87.97	80.00	216.72
<b>h15</b>	23.95	82.37	80.00	170.76
<b>h16</b>	15.70	82.56	30.00	14.03
<b>h17</b>	5.05	91.58	38.79	
<b>h18</b>	1.90	87.97	80.00	
<b>h19</b>		81.61	80.00	
<b>h20</b>		72.77	80.00	6.24
<b>h21</b>		74.39	80.00	92.81
<b>h22</b>		68.97	30.00	68.46
<b>h23</b>		63.56	30.00	66.72
<b>h24</b>		53.68	30.00	151.67

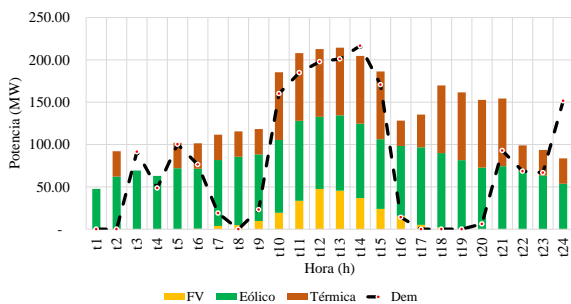


Figura 34. Despacho para abastecimiento -A2- 4to Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 2 bajo el modelo de optimización propuesto se puede señalar que se abastece un total de 1.89 GWh, de lo cual la energía térmica es de 1.138 GWh, 0.248 GWh de fotovoltaica y 1.824 GWh de energía eólica. En este contexto, los intercambios de energía del área 2 con las demás áreas se muestra en la Tabla 51.

Tabla 51. Intercambio del A2- 4to Caso [autor].

Intercambio de flujo del Área 2 [MW]		
	A2	A3
<b>h1</b>	-150.00	80.27
<b>h2</b>	-150.00	97.83
<b>h3</b>	-150.00	208.04
<b>h4</b>	-150.00	210.27
<b>h5</b>	-150.00	208.41
<b>h6</b>	150.00	-81.54
<b>h7</b>	150.00	-114.73
<b>h8</b>	150.00	-128.21
<b>h9</b>	150.00	-141.67
<b>h10</b>	150.00	-125.13
<b>h11</b>	150.00	-109.41
<b>h12</b>	150.00	-94.28
<b>h13</b>	150.00	-104.64
<b>h14</b>	150.00	-91.55
<b>h15</b>	150.00	-114.79
<b>h16</b>	150.00	-161.87
<b>h17</b>	150.00	-205.59
<b>h18</b>	150.00	-218.23
<b>h19</b>	-150.00	78.07
<b>h20</b>	-150.00	87.97
<b>h21</b>	-131.58	114.19
<b>h22</b>	-150.00	172.61
<b>h23</b>	-150.00	187.49
<b>h24</b>	-150.00	211.67

De la Tabla 51 se puede concluir que el intercambio neto el área 1 entrega al área 2 un valor de 0.318 GWh, mientras que, en el neteo, el área 2 toma del área 3 un total de 5.091 GWh y de la misma forma el área 2 entrega 6.730 GWh al área 4.

Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento del área 2 se ilustran en la Tabla 52.

Tabla 52. Beneficio neto -A2- 4to Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	183,807.77	
<b>Eólico</b>		57,993.06
<b>FV</b>		5,505.60
<b>Térmica</b>		98,129.00
<b>Total</b>	<b>183,807.77</b>	<b>161,627.66</b>
<b>Beneficio Neto</b>	<b>22,180.11</b>	

De forma similar se procede a realizar el análisis en el área 3, el despacho resultante de la casación del mercado para esta área por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación disponible y la oferta de compra de la demanda se presenta en la Tabla 53.

Tabla 53. Generación aceptada por bloque -A3- 4to Caso [autor].

Despacho (MW)					
Hora	Bloque	Eólico	FV	Hidro	Total
<b>h1</b>	BG1	17.66		50.00	67.66
	BG2	28.26		65.00	93.26
	BG3	51.21		75.10	126.31
<b>h2</b>	BG1	13.82		50.00	63.82
	BG2	22.11		47.50	69.61
	BG3	40.08			40.08
<b>h3</b>	BG1	12.90		50.00	62.90
	BG2	20.64		65.00	85.64
	BG3	37.41		80.00	117.41
<b>h4</b>	BG1	13.26		50.00	63.26
	BG2	21.22		65.00	86.22

<b>h5</b>	BG3	38.45		80.00	118.45
	BG1	15.38		50.00	65.38
	BG2	24.61		65.00	89.61
<b>h6</b>	BG3	44.60		80.00	124.60
	BG1	13.30	0.21	50.00	63.51
	BG2	21.28	0.62	65.00	86.90
<b>h7</b>	BG3	38.57	1.23	80.00	119.80
	BG1	11.64	0.57	50.00	62.21
	BG2	18.62	1.70	65.00	85.32
<b>h8</b>	BG3	33.76	3.39	80.00	117.15
	BG1	11.78	0.80	50.00	62.58
	BG2	18.85	2.40	65.00	86.25
<b>h9</b>	BG3	34.16	4.80	80.00	118.96
	BG1	14.92	1.76	50.00	66.68
	BG2	23.87	5.28	65.00	94.15
<b>h10</b>	BG3	43.27	10.56	80.00	133.83
	BG1	19.38	2.91	50.00	72.29
	BG2	31.01	8.73	65.00	104.74
<b>h11</b>	BG3	56.20	17.46	80.00	153.66
	BG1	18.04	4.31	50.00	72.35
	BG2	28.86	12.93	65.00	106.79
<b>h12</b>	BG3	52.32	25.86	80.00	158.18
	BG1	18.42	4.98	50.00	73.40
	BG2	29.47	14.94	65.00	109.41
<b>h13</b>	BG3	53.42	29.88	80.00	163.30
	BG1	17.66	4.89	50.00	72.55
	BG2	28.26	14.66	65.00	107.91
<b>h14</b>	BG3	51.21	29.31	80.00	160.52
	BG1	17.48	4.47	50.00	71.95
	BG2	27.97	13.41	65.00	106.38
<b>h15</b>	BG3	50.69	26.82	80.00	157.51
	BG1	17.06	3.37	50.00	70.43

	BG2	27.30	10.10	65.00	102.39
	BG3	49.47	20.19	80.00	149.66
	BG1	17.86	2.05	50.00	69.91
<b>h16</b>	BG2	28.58	6.15	65.00	99.73
	BG3	51.79	12.30	80.00	144.09
	BG1	18.40	1.00	50.00	69.40
<b>h17</b>	BG2	29.44	2.99	65.00	97.43
	BG3	53.36	5.97	80.00	139.33
	BG1	18.24	0.38	50.00	68.62
<b>h18</b>	BG2	29.18	1.14	65.00	95.32
	BG3	52.90	2.28	80.00	135.18
	BG1	17.84		50.00	67.84
<b>h19</b>	BG2	28.54		65.00	93.54
	BG3	51.74		80.00	131.74
	BG1	17.10		50.00	67.10
<b>h20</b>	BG2	27.36		65.00	92.36
	BG3	49.59		80.00	129.59
	BG1	17.06		50.00	67.06
<b>h21</b>	BG2	27.30		65.00	92.30
	BG3	49.47		80.00	129.47
	BG1	16.72		50.00	66.72
<b>h22</b>	BG2	26.75		65.00	91.75
	BG3	48.49		80.00	128.49
	BG1	17.12		50.00	67.12
<b>h23</b>	BG2	27.39		65.00	92.39
	BG3	49.65		80.00	129.65
	BG1	18.04		50.00	68.04
<b>h24</b>	BG2	28.86		65.00	93.86
	BG3	52.32		80.00	132.32

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado para el área 3 se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la

demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 54 y se ilustra en la Figura 35.

Tabla 54. Generación aceptada para abastecimiento -A3- 4to Caso [autor].

	Potencia (MW)			
	FV	Eólica	Hidro	Dem
<b>h1</b>		97.13	190.095	153.22
<b>h2</b>		76.01	97.5	148.07
<b>h3</b>		70.95	195	155.02
<b>h4</b>		72.93	195	153.22
<b>h5</b>		84.59	195	154.72
<b>h6</b>	2.05	73.15	195	163.43
<b>h7</b>	5.65	64.02	195	194.08
<b>h8</b>	8.00	64.79	195	206.09
<b>h9</b>	17.60	82.06	195	222.62
<b>h10</b>	29.10	106.59	195	220.51
<b>h11</b>	43.10	99.22	195	224.72
<b>h12</b>	49.80	101.31	195	228.33
<b>h13</b>	48.85	97.13	195	226.52
<b>h14</b>	44.70	96.14	195	210.30
<b>h15</b>	33.65	93.83	195	217.81
<b>h16</b>	20.50	98.23	195	240.34
<b>h17</b>	9.95	101.20	195	268.13
<b>h18</b>	3.80	100.32	195	285.78
<b>h19</b>		98.12	195	279.77
<b>h20</b>		94.05	195	268.13
<b>h21</b>		93.83	195	232.08
<b>h22</b>		91.96	195	199.78
<b>h23</b>		94.16	195	187.77
<b>h24</b>		99.22	195	168.24

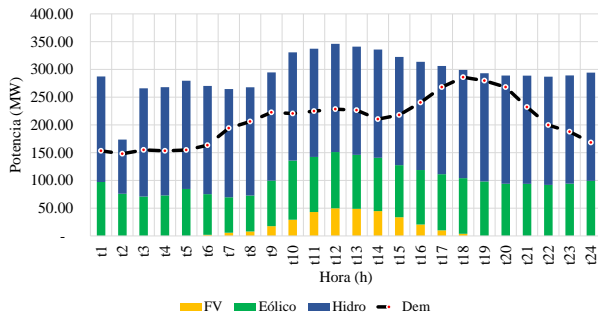


Figura 35. Despacho para abastecimiento -A3- 4to Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 3 bajo el modelo de optimización propuesto se puede señalar que se abastece un total de 5.008 GWh, de lo cual la energía hidráulica es de 4.557 GWh, 0.316 GWh de fotovoltaica y 2.150 GWh de energía eólica. De los resultados se observa que se abastece la demanda y adicional existen intercambios del área 3 a las demás interconectadas, cuyos resultados se muestran en la Tabla 55.

Tabla 55. Intercambio del A3- 4to Caso [autor].

	Intercambio de flujo del Área 3 [MW]		
	A2	A3	A4
<b>h1</b>	-80.27	400.00	-185.73
<b>h2</b>	-97.83	387.87	-264.60
<b>h3</b>	-208.04	400.00	-81.03
<b>h4</b>	-210.27	400.00	-75.02
<b>h5</b>	-208.41	400.00	-66.72
<b>h6</b>	81.54	154.87	-129.64
<b>h7</b>	114.73	87.26	-131.40
<b>h8</b>	128.21	64.45	-130.96
<b>h9</b>	141.67	84.72	-154.35
<b>h10</b>	125.13	154.76	-169.71
<b>h11</b>	109.41	156.91	-153.72
<b>h12</b>	94.28	165.11	-141.61
<b>h13</b>	104.64	166.77	-156.95
<b>h14</b>	91.55	192.05	-158.06

<b>h15</b>	114.79	164.44	-174.56
<b>h16</b>	161.87	65.77	-154.25
<b>h17</b>	205.59	44.58	-212.15
<b>h18</b>	218.23	10.13	-215.02
<b>h19</b>	-78.07	318.40	-226.97
<b>h20</b>	-87.97	-326.53	435.42
<b>h21</b>	-114.19	400.00	-229.06
<b>h22</b>	-172.61	400.00	-140.21
<b>h23</b>	-187.49	400.00	-111.12
<b>h24</b>	-211.67	400.00	-62.35

De la Tabla 55 se puede concluir que el intercambio neto el área 3 entrega al área 1 un valor de 0.0318 GWh, mientras que, en el neteo, el área 3 entrega al área 2 un total de 5.091 GWh y de la misma forma el área 4 entrega 3.089 GWh al área 3.

Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento del área 3 se ilustran en la Tabla 56.

Tabla 56. Beneficio neto -A3- 4to Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	647,198.08	
<b>Eólico</b>		66,483.60
<b>FV</b>		8,583.93
<b>Hidro</b>		212,767.25
<b>Total</b>	<b>647,198.08</b>	<b>287,834.78</b>
<b>Beneficio Neto</b>		<b>359,363.31</b>

Finalmente se procede a realizar el análisis en el área 4, el despacho resultante de la casación del mercado para esta área por cada hora y bloque de generación, en función del recurso de generación

disponible y la oferta de compra de la demanda se presenta en la Tabla 57.

Tabla 57. Generación aceptada por bloque -A4- 4to Caso [autor].

Despacho (MW)				
Hora	Bloque	Eólico	Térmica	Total
<b>h1</b>	BG1	15.40		15.40
	BG2	23.10		23.10
	BG3	30.80		30.80
<b>h2</b>	BG1	14.82	60.00	74.82
	BG2	22.23		22.23
	BG3	29.64		29.64
<b>h3</b>	BG1	14.88		14.88
	BG2	22.32		22.32
	BG3	29.76		29.76
<b>h4</b>	BG1	14.68		14.68
	BG2	22.02		22.02
	BG3	29.36		29.36
<b>h5</b>	BG1	16.04		16.04
	BG2	24.06		24.06
	BG3	32.08		32.08
<b>h6</b>	BG1	15.52		15.52
	BG2	23.28		23.28
	BG3	31.04		31.04
<b>h7</b>	BG1	15.58		15.58
	BG2	23.37		23.37
	BG3	31.16		31.16
<b>h8</b>	BG1	15.90	4.84	20.74
	BG2	23.85		23.85
	BG3	31.80		31.80
<b>h9</b>	BG1	16.60	60.00	76.60
	BG2	24.90		24.90
	BG3	33.20		33.20

<b>h10</b>	BG1	18.34	110.00	128.34
	BG2	27.51		27.51
	BG3	36.68		36.68
<b>h11</b>	BG1	18.62	110.00	128.62
	BG2	27.93		27.93
	BG3	37.24		37.24
<b>h12</b>	BG1	18.18	110.00	128.18
	BG2	27.27		27.27
	BG3	36.36		36.36
<b>h13</b>	BG1	18.44	110.00	128.44
	BG2	27.66		27.66
	BG3	36.88		36.88
<b>h14</b>	BG1	18.16	103.39	121.55
	BG2	27.24		27.24
	BG3	36.32		36.32
<b>h15</b>	BG1	18.10	110.00	128.10
	BG2	27.15		27.15
	BG3	36.20		36.20
<b>h16</b>	BG1	16.86	60.00	76.86
	BG2	25.29		25.29
	BG3	33.72		33.72
<b>h17</b>	BG1	16.60	110.00	126.60
	BG2	24.90		24.90
	BG3	33.20		33.20
<b>h18</b>	BG1	16.24	110.00	126.24
	BG2	24.36		24.36
	BG3	32.48		32.48
<b>h19</b>	BG1	16.22	110.00	126.22
	BG2	24.33		24.33
	BG3	32.44		32.44
<b>h20</b>	BG1	16.06	110.00	126.06
	BG2	24.09		24.09

	BG3	32.12		32.12
	BG1	15.44	110.00	125.44
<b>h21</b>	BG2	23.16		23.16
	BG3	30.88		30.88
	BG1	14.82	60.00	74.82
<b>h22</b>	BG2	22.23		22.23
	BG3	29.64		29.64
	BG1	14.90		14.90
<b>h23</b>	BG2	22.35		22.35
	BG3	29.80		29.80
	BG1	15.82		15.82
<b>h24</b>	BG2	23.73		23.73
	BG3	31.64		31.64

<b>h11</b>	83.79	110.00	370.07
<b>h12</b>	81.81	110.00	380.20
<b>h13</b>	82.98	110.00	366.03
<b>h14</b>	81.72	103.39	357.05
<b>h15</b>	81.45	110.00	346.89
<b>h16</b>	75.87	60.00	311.62
<b>h17</b>	74.70	110.00	302.55
<b>h18</b>	73.08	110.00	298.06
<b>h19</b>	72.99	110.00	286.02
<b>h20</b>	72.27	110.00	287.69
<b>h21</b>	69.48	110.00	280.42
<b>h22</b>	66.69	60.00	266.99
<b>h23</b>	67.05		232.77
<b>h24</b>	71.19		190.85

Una vez obtenidos los resultados del despacho por unidad de generación y por bloque aceptado para el área 4 se procede a la consolidación horaria, incluyéndose la demanda aceptada, la cual se presenta en la Tabla 58 y se ilustra en la Figura 36.

Tabla 58. Generación aceptada para abastecimiento -A4- 4to Caso [autor].

Potencia (MW)			
	Eólica	Térmica	Dem
<b>h1</b>	69.30		181.17
<b>h2</b>	66.69	60.00	192.09
<b>h3</b>	66.96		213.71
<b>h4</b>	66.06		255.28
<b>h5</b>	72.18		257.17
<b>h6</b>	69.84		270.20
<b>h7</b>	70.11		268.71
<b>h8</b>	71.55	4.84	275.43
<b>h9</b>	74.70	60.00	310.35
<b>h10</b>	82.53	110.00	352.82

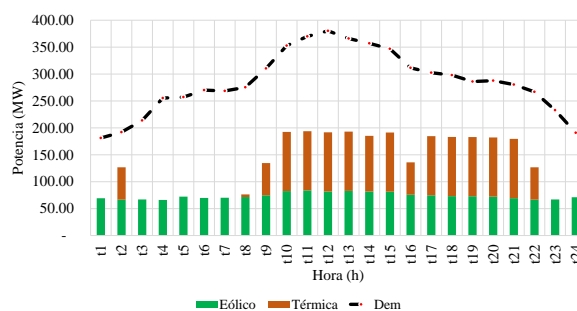


Figura 36. Despacho para abastecimiento -A4- 4to Caso [autor].

Del despacho efectuado para el área 4 bajo el modelo de optimización propuesto se puede señalar que se abastece un total de 6.854 GWh, de lo cual la energía térmica es de 1.448 GWh y 1.765 GWh de energía eólica. Así mismo, de la asignación efectuada se puede indicar que existe intercambios de flujo entre esta área y las que se interconectan, los resultados se muestran en la Tabla 59.

Tabla 59. Intercambio del A4– 4to Caso [autor].

Intercambio de flujo del Área 4 [MW]		
	A2	A3
<b>h1</b>	-297.60	185.73
<b>h2</b>	-330.00	264.60
<b>h3</b>	-227.78	81.03
<b>h4</b>	-264.24	75.02
<b>h5</b>	-251.71	66.72
<b>h6</b>	-330.00	129.64
<b>h7</b>	-330.00	131.40
<b>h8</b>	-330.00	130.96
<b>h9</b>	-330.00	154.35
<b>h10</b>	-330.00	169.71
<b>h11</b>	-330.00	153.72
<b>h12</b>	-330.00	141.61
<b>h13</b>	-330.00	156.95
<b>h14</b>	-330.00	158.06
<b>h15</b>	-330.00	174.56
<b>h16</b>	-330.00	154.25
<b>h17</b>	-330.00	212.15
<b>h18</b>	-330.00	215.02
<b>h19</b>	-330.00	226.97
<b>h20</b>	330.00	-435.42
<b>h21</b>	-330.00	229.06
<b>h22</b>	-280.51	140.21
<b>h23</b>	-276.84	111.12
<b>h24</b>	-182.01	62.35

De los intercambios realizados se señala que el área 4 recibe del área 2 un total de 6.730 GWh, mientras que a su vez también intercambia un valor neto al área 3 de 3.089 GWh. Los gastos e ingresos resultantes para el abastecimiento de la demanda para el abastecimiento del área 3 se ilustran en la Tabla 60.

Tabla 60. Beneficio neto -A4– 4to Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	1,177,205.30	
<b>Eólico</b>		50,792.49
<b>FV</b>		135,774.60
<b>Total</b>	<b>1,177,205.30</b>	<b>186,567.09</b>
<b>Beneficio Neto</b>		<b>990,638.21</b>

Una vez efectuado el análisis por área, se procede a evaluar el aspecto energético global, cuyos resultados se presentan en la Tabla 61.

Tabla 61. Energía despachada -4to Caso [autor].

Potencia (MW)				
	FV	Eólica	Hidro	Térmica
<b>h1</b>		214.03	310.095	
<b>h2</b>		204.83	222.5	110.00
<b>h3</b>		207.17	445	
<b>h4</b>		201.88	445	
<b>h5</b>		228.78	445	30.00
<b>h6</b>	3.44	213.96	445	50.00
<b>h7</b>	15.05	212.03	445	50.00
<b>h8</b>	19.80	217.09	445	54.84
<b>h9</b>	41.30	235.42	445	110.00
<b>h10</b>	76.38	275.19	445	210.00
<b>h11</b>	125.51	277.44	445	210.00
<b>h12</b>	165.71	268.43	445	210.00
<b>h13</b>	150.21	269.03	445	210.00
<b>h14</b>	130.26	265.83	445	203.39
<b>h15</b>	92.53	257.65	445	210.00
<b>h16</b>	51.95	256.66	445	110.00
<b>h17</b>	21.44	267.48	445	168.79
<b>h18</b>	8.50	261.37	445	222.85



<b>h19</b>	252.72	445	214.52
<b>h20</b>	239.09	445	210.00
<b>h21</b>	237.70	445	210.00
<b>h22</b>	227.62	445	110.00
<b>h23</b>	224.77	445	50.00
<b>h24</b>	224.09	445	50.00

De la Tabla 61 se puede señalar que el bloque energético que es abastecido asciende a 19.969 GWh, de los cuales el 51.69 % a la energía hidroeléctrica, 15% es energía térmica, el 28.75% corresponde a energía eólica y finalmente un 4.52% corresponde a la energía solar. La asignación energética se muestra en la Figura 37.

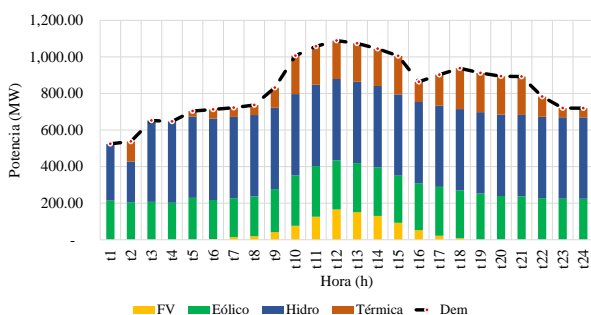


Figura 37. Energía asignada para abastecimiento – 4to Caso [autor].

Adicional al tema energético se procede al análisis del beneficio neto de lo cual se obtiene la Tabla 62.

Tabla 62. Beneficio neto – 4to Caso [autor].

Valores Económicos (USD)		
	Gasto	Ingreso
<b>Demanda</b>	2,952,607.73	
<b>Eólico</b>		175,269.15
<b>FV</b>		23,727.53
<b>Hidro</b>		501,892.25
<b>Térmica</b>		267,813.75
<b>Total</b>	<b>2,952,607.73</b>	<b>968,702.68</b>
<b>Beneficio Neto</b>		<b>1,983,905.06</b>

Del análisis económico se puede citar que el beneficio neto es de 1,983,905.06 USD lo cual permite señalar que entre el valor económico que está dispuesto a pagar la demanda a comparación de lo que efectivamente compro resulta con un beneficio a la demanda del valor precitado.

Finalmente, y dado que el 3er caso y el 4to caso se basan en la premisa que las áreas se encuentran interconectados, en el numeral siguiente se procede a realizar un análisis comparativo para establecer aspectos técnicos y económicos correspondientes.

## 5.6 Análisis comparativo técnico económico entre el 3er y el 4to Caso

Dado que el 3er y 4to caso se basa en el supuesto de que las áreas están interconectadas, se procede a un análisis comparativo, empezando por los aspectos técnicos relacionados con la energía entregada, los cuales se presentan en la Tabla 63.

Tabla 63. Energía -3er y 4to Caso

Energía 3er Caso (MWh)				
	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4
<b>FV</b>	337.33	248.00	316.75	
<b>Eólica</b>		1,824.29	2,150.94	1,764.99
<b>Hidro</b>	5,875.00		4,582.50	
<b>Térmica</b>	1,795.93	3,014.93		462.75
<b>Total</b>	<b>8,008.26</b>	<b>5,087.21</b>	<b>7,050.19</b>	<b>2,227.74</b>
<b>Demanda</b>	<b>6,216.09</b>	<b>4,283.33</b>	<b>5,019.84</b>	<b>6,854.14</b>
Energía 4to Caso (MWh)				
	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4
<b>FV</b>	337.33	248.00	316.75	
<b>Eólica</b>		1,824.29	2,150.94	1,764.99
<b>Hidro</b>	5,745.00		4,577.60	
<b>Térmica</b>	417.37	1,138.79		1,448.23

<b>Total</b>	<b>6,499.70</b>	<b>3,211.08</b>	<b>7,045.29</b>	<b>3,213.22</b>
<b>Demanda</b>	<b>6,216.09</b>	<b>1,890.37</b>	<b>5,008.68</b>	<b>6,854.14</b>

De la Tabla 63 se observa para el 3er caso que existe una reasignación de energía entre las áreas, tal es el caso que las áreas 1, 2 y 3 entregan un valor equivalente a 4.626 GWh que desplaza la generación térmica ubicada en el área 4, abasteciendo una demanda total de 22.373 GWh.

Así mismo, para el 4to caso se puede observar una reasignación de energía similar a lo ocurrido en el 3er caso, sin embargo, dado que el abastecimiento en este caso obedece al mecanismo de optimización propuesto, el abastecimiento ya no solo depende de la minimización de costos sino que la oferta de la demanda juega un papel importante con el fin de maximizar el beneficio social, es así que la reasignación de energía las áreas 1, 2 y 3 entregan un valor equivalente a 3.640 GWh que desplaza la generación térmica ubicada en el área 4, abasteciendo una demanda total de 19.969 GWh, es decir que la demanda se reduce un 11% de la energía con respecto al 3er caso. Así mismo, las variaciones entre ambos casos tanto en áreas como en las tecnologías, lo que se describe en la Tabla 64.

Tabla 64. Variación Energía -3er y 4to Caso

	<b>Var</b>		<b>Var</b>
<b>Área 1</b>	-18.8%	<b>FV</b>	0.0%
<b>Área 2</b>	-36.9%	<b>Eólica</b>	0.0%
<b>Área 3</b>	-0.1%	<b>Hidro</b>	-1.3%
<b>Área 4</b>	44.2%	<b>Térmica</b>	-75.5%
<b>Total</b>	-18.8%	<b>Total</b>	-12.0%

La Tabla 64 muestra claramente que al comparar el 3er caso a comparación del 4to caso una variación energética del 36.9% en el área 2, lo que corresponde a que el 4to caso, como resultado del aplicar el modelo

propuesto, la demanda aceptada se reduce a comparación del 3er caso, ya que al maximizar el beneficio el optimizador busca el abastecimiento de la demanda más costosa, lo que conlleva a reducir la cantidad de la demanda económica, razón por la cual el área 4, la cual contiene la generación más ineficiente, existe una variación positiva de energía proveniente de otras fuentes incrementándose un 44% a comparación del 3er caso. Así mismo, la comparar los valores de las variaciones energéticas por tecnología se puede señalar que la energía térmica del 4to caso a comparación del 3er caso se reduce un 75.5% reduciéndose costos a la demanda.

Como parte complementaria, se evalúa los aspectos económicos, para el efecto, para el 3er caso se evalúa los costos que incurre la demanda en cubrir la producción de los generadores, mientras que el 4to caso se procede a evaluar los valores económicos que perciben los generadores por parte de la demanda, es decir lo que la demanda termina cubriendo resultado del modelo de optimización propuesto, cuyos resultados se muestran en la Tabla 65.

Tabla 65. Variación económica -3er y 4to Caso

	<b>Valores económicos (USD)</b>	
	<b>3er Caso</b>	<b>4to Caso</b>
<b>Fotovoltaica</b>	29,699.30	23,727.53
<b>Eólica</b>	220,011.75	175,269.15
<b>Hidro</b>	540,500.00	501,892.25
<b>Térmica</b>	759,699.15	267,813.75
<b>Total</b>	<b>1,549,910.20</b>	<b>968,702.68</b>

De la Tabla 65 se señala que el modelo de optimización propuesto reduce un 37% del valor económico que perciben los generadores por la venta de electricidad, lo cual nuevamente ratifica las premisas iniciales que, al maximizar el beneficio neto, se reduce implícitamente el costo, adicionalmente se puede observar que la

variación más significativa se obtiene de reducir la generación térmica con un valor del 65% de reducción, lo cual concuerda que el modelo de optimización también selecciona la generación más eficiente del mercado para el abastecimiento, todo esto dado en función de las curvas de ofertas de la demanda y de los generadores, las cuales juegan un papel fundamental ya que las ofertas producen la casación del mercado y se evita producir un costo innecesario a la demanda.

## 6 Conclusiones

De lo abarcado en el presente documento, así como el análisis del modelo y sus resultados, se puede señalar las siguientes conclusiones:

Del marco teórico y de los resultados obtenidos, se puede señalar que un modelo de optimización que maximiza los beneficios netos y reduce implícitamente los costos, para los dos primeros casos el costo se reduce un 33.24%, mientras que al comparar el tercer y cuarto caso, el costo se reduce un 37%, garantizado que el modelo es aplicable a un mercado que permita la competencia, dado que a través del mismo, la carga establece los precios y cantidades que está dispuesta a comprar, lo cual al interactuar con el parque generador y su ofertas de venta, permite la casación del mercado, definiendo de esta forma la cantidad de generación y de carga a ser abastecida, garantizando indirectamente que en todo momento que los costos que sean asumidos por la demanda sean mínimos.

Con el fin de realizar el análisis técnico en relación al despacho y asignación de potencia horaria, de los resultados obtenidos de los casos en los que las áreas no se encuentran abastecidas, es decir el 1er Caso (minimiza costos) y el 2do caso (maximización del beneficio neto), el modelo de optimización planteado busca en todo momento optimizar el parque generador usando recursos económicos, tal

es el caso que al comparar energéticamente los precitados casos se observa que la producción de la generación térmica se reduce un 27.14%, dado que el modelo establece la demanda a ser aceptada en función a las curvas de oferta.

Así mismo, al analizar el despacho y la asignación de potencia horaria, en la comparativa entre el 3er caso (minimización de costos con áreas interconectadas) y 4to caso (maximización de beneficio neto – áreas interconectadas), se observa que, el optimizador hace una reasignación de energía, en ese sentido, las áreas 1, 2 y 3 entregan un valor equivalente a 3.640 GWh que desplaza la generación térmica ubicada en el área 4, abasteciendo una demanda total de 19.969 GWh, es decir que la demanda se reduce un 11% de la energía con respecto al 3er caso, aspecto que es concordante con el modelo dado que este actúa en base a las curvas de oferta.

Al evaluar los aspectos económicos, los costos entre el 1er y 2do caso, se observa claramente que, al comparar el costo obtenido, el 2do caso reduce un 33.24% del valor económico que perciben los generadores por la venta de electricidad, lo cual está vinculado a la optimización de recurso e implícitamente a la minimización de costos, adicional, el modelo establece caracterizaciones para el recurso renovable y de esta forma modelarlo, lo cual también influye considerablemente en la selección de las unidades para el abastecimiento de la demanda y por ende el en costo y beneficio neto.

Por su parte, al analizar los valores económicos, para el 3er y 4to caso, el modelo de optimización propuesto reduce un 37% del valor económico que perciben los generadores por la venta de electricidad, lo cual nuevamente ratifica las premisas iniciales que, al maximizar el beneficio neto, se reduce implícitamente el costo, adicionalmente se puede observar que la variación más significativa se obtiene de reducir la generación térmica con un valor

del 65% de reducción, lo cual concuerda que el modelo de optimización también selecciona la generación más eficiente del mercado para el abastecimiento..

## 6.1 Trabajos futuros

Dado que el tema propuesto es innovador, se estima pertinente la realización de futuras investigaciones encaminadas a las siguientes temáticas:

- Despacho de carga considerando energía intermitente y su impacto en las redes eléctricas maximizando el beneficio neto.
- Evaluación de reservas de energía para control primario en los sistemas eléctricos tomando en cuenta las ofertas en el mercado de servicios complementarios.
- Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento para la maximización del beneficio social.
- Planificación multiobjetivo para la participación de los sistemas de almacenamiento como parte del mercado de servicios complementarios.
- Modelo de optimización dinámica para maximizar el beneficio neto ante contingencias de las redes eléctricas.
- Análisis de los precios de mercado bajo un entorno de competencia perfecta a comparación del modelo tradicional asociado al abastecimiento de la demanda.

## 7 Referencias

- [1] C. L. Chen and N. Chen, "Multi-area economic generation and reserve dispatch," *IEEE Power Industry Computer Applications Conference*, pp. 368–373, 2001.
- [2] P. Kundur, *Power System Stability And Control*. Toronto: McGraw-Hill, 1993.
- [3] D. Díaz, A. Garcés, D. González, W. J. Gil González, and J. J. M. Flórez, "Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria," *Revista Tecnura*, vol. 21, no. 51, p. 15, Jan. 2017.
- [4] G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava, M. Costoiu, and M. Roscia, "Game theory and competitive aspects in electricity markets," *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*, pp. 1–6, 2017.
- [5] 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," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 126, no. PA, p. 106579, 2021.
- [6] CONELEC, "Procedimientos de Despacho y Operación - Regulación No. CONELEC - 006/00," 2000.
- [7] M. M. Salama and S. M. Abdel Maksoud, "Economic dispatch of thermal generation," *Modelling, Measurement & Control D*, vol. 12, no. 2, pp. 53–63, 1995.
- [8] J. Zhu *et al.*, "Two stage approach for economic power dispatch," *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, vol. 1, 2008.
- [9] M. Sehwat and J. S. Lather, "Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence," *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems*, 2019.
- [10] L. Bay and P. M. Su, "The Exact Solution of the Environmental /

- Economic Dispatch Problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 723–732, 2012.
- [11] D. Sun *et al.*, “Integrated Generation-Grid-Load Economic Dispatch Considering Demand Response,” in *2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, 2020, pp. 375–379.
- [12] C. A. García, E. García, and F. Villada, “Implementación del Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo de Frente de Pareto (SPEA) para la Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución incluyendo Huecos de Voltaje,” *Información tecnológica*, vol. 26, scielocl, pp. 155–168, 2015.
- [13] R. Marler and J. Arora, “Survey of multi-objective optimization methods for engineering,” *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 26, no. 6. Springer, pp. 369–395, Apr. 2004.
- [14] C. Roman and W. Rosehart, “Evenly distributed pareto points in multi-objective optimal power flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 1011–1012, 2006.
- [15] L. Zeng *et al.*, “Stochastic economic dispatch strategy based on quantile regression,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 134, no. June 2021, p. 107363, 2022.
- [16] Y. Liu and N. C. Nair, “A Two-Stage Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering Wind Uncertainty,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 819–829, 2016.
- [17] R. Zhou, Z. Li, C. Wu, and M. Chen, “Demand response in smart grids: A randomized auction approach,” *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 33, no. 12, pp. 2540–2553, 2015.
- [18] B. E. B. Xavier, D. A. v Gonçalves, B. H. Dias, and B. S. M. C. Borba, “Electricity Auction Simulation Platform for Learning Competitive Energy Markets,” *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, p. 625, 2008.
- [19] C. K. Pang and H. C. Chen, “Optimal short-term thermal unit commitment,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 95, no. 4, pp. 1336–1346, 1976.
- [20] P. Lajda, “Short-term Operation Planning in Electric Power Systems,” *Journal of the Operational Research Society* 1981 32:8, vol. 32, no. 8, pp. 675–682, Aug. 1981.
- [21] G. S. Jayabarathi V. Ramachandran, T., “Evolutionary Programming-Based Multiarea Economic Dispatch with Tie Line Constraints,” *Electric Machines & Power Systems*, vol. 28, no. 12, pp. 1165–1176, Dec. 2000.
- [22] J. Z. ZHU, “Multiarea Power Systems Economic Power Dispatch Using a Nonlinear Optimization Neural Network Approach,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 553–563, Jun. 2003.
- [23] S. P. Cusi Quishpe, “Despacho económico de generación multiobjetivo considerando eficiencia de Pareto en la determinación de los costos ambientales y de producción,” 2021.
- [24] G. Li, R. Zhang, T. Jiang, H. Chen, L. Bai, and X. Li, “Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process,” *Applied Energy*, vol. 194, pp. 696–704, May 2017.
- [25] J. Yáñez, “Planificación de la expansión en generación considerando sistemas de almacenamiento en escenarios,” *Tesis*, pp. 4–18, 2020.

- [26] X. Zhao, H. Chen, S. Liu, and X. Ye, "Economic & environmental effects of priority dispatch of renewable energy considering fluctuating power output of coal-fired units," *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 695–707, 2020.
- [27] N. E. Chang, "Determination of Primary-Feeder Losses," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS*, no. 12, pp. 1991–1994, 1991.
- [28] A. Singh, P. Das, A. Jain, R. Bhakar, and J. Mathur, "Long-term energy system planning considering short-term operational constraints," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, no. June, p. 100383, 2019.
- [29] S. Osaka, Y. Kono, R. Fujiwara, and A. Yamanishi, "Development of the expert system for operation planning of power system," 1988, pp. 545–550.
- [30] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, J. Duerinck, and D. William, "Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models," *Applied Energy*, vol. 162, pp. 631–643, 2016.
- [31] X. Zhang and A. J. Conejo, "Robust Transmission Expansion Planning Representing Long- and Short-Term Uncertainty," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 1329–1338, 2018.
- [32] R. Navarro, "Short and Medium Term Operation Planning in Electric Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–8, 2009.
- [33] Y. S. Son, R. Baldick, K. H. Lee, and S. Siddiqi, "Short-term electricity market auction game analysis: Uniform and pay-as-bid pricing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1990–1998, 2004.
- [34] E. Naderi, A. Azizivahed, and Arash Asrari, "A step toward cleaner energy production: A water saving-based optimization approach for economic dispatch in modern power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 204, Mar. 2022.
- [35] Conelec, "Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista," 2000.
- [36] M. Xiangping, Z. Huaguang, and T. Wanyu, "A hybrid method of GA and BP for short-term economic dispatch of hydrothermal power systems," *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 51, no. 3, pp. 341–348, 2000.
- [37] S. K. Sheryazov, M. v. Shelubaev, and S. G. Obukhov, "Renewable sources in system distributed generation," *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings*, pp. 1–4, 2017.
- [38] L. Yin and Z. Sun, "Distributed multi-objective grey wolf optimizer for distributed multi-objective economic dispatch of multi-area interconnected power systems," *Applied Soft Computing*, vol. 117, Mar. 2022.
- [39] H. Narimani *et al.*, "A multi-objective framework for multi-area economic emission dispatch," *Energy*, vol. 154, pp. 126–142, Jul. 2018.
- [40] M. Basu, "Teaching-learning-based optimization algorithm for multi-area economic dispatch," *Energy*, vol. 68, pp. 21–28, Apr. 2014.
- [41] C.-L. Tseng, X. Guan, and A. J. Svoboda, "Multi-area unit commitment for large-scale power systems," *IEEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 4, pp. 415–421, 1998.
- [42] X. Chen and G. Tang, "Solving static and dynamic multi-area economic dispatch problems using an improved

- competitive swarm optimization algorithm,” *Energy*, vol. 238, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122035.
- [43] X. Zhou, Q. Ai, and M. Yousif, “Two kinds of decentralized robust economic dispatch framework combined distribution network and multi-microgrids,” *Applied Energy*, vol. 253, Nov. 2019.
- [44] A. Sundaram, “Multiobjective multi-verse optimization algorithm to solve combined economic, heat and power emission dispatch problems,” *Applied Soft Computing Journal*, vol. 91, Jun. 2020.
- [45] C. D. González, “Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado, simulación y análisis,” *tesis*, 2017.
- [46] J. Oscullo, “Pago de Potencia a través de opciones perspectivas de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador,” pp. 26–37, 2014.
- [47] C. Costa, A. de Souza, and R. Diniz, “Modern Control of the Excitation of Generators in Power Systems,” May 2002. Accessed: Dec. 17, 2021. [Online].
- [48] D. P. Kothari and I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*, Third. 2008.
- [49] E. Neudorf *et al.*, “Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studie,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1667–1675, 1995.
- [50] M. Labbé and A. Violin, “Bilevel programming and price setting problems,” *Annals of Operations Research*, vol. 240, no. 1, pp. 141–169, 2016.
- [51] G. Yuan, Y. Gao, B. Ye, and R. Huang, “Real-time pricing for smart grid with multi-energy microgrids and uncertain loads: a bilevel programming method,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 123, p. 106206, 2020.
- [52] A. Mirzapour-Kamanaj, M. Majidi, K. Zare, and R. Kazemzadeh, “Optimal strategic coordination of distribution networks and interconnected energy hubs: A linear multi-follower bi-level optimization model,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 119, Jul. 2020.
- [53] L. Tao, Y. Gao, H. Zhu, and S. Liu, “Distributed genetic real-time pricing for multiseller-multibuyer smart grid based on bilevel programming considering random fluctuation of electricity consumption,” *Computers & Industrial Engineering*, vol. 135, pp. 359–367, 2019.
- [54] M. Hussain, Y. Gao, S. Semba, M. Irshad, and F. Shair, “Examination of optimum benefits of customer and LSE by incentive and dynamic price-based demand response,” *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, vol. 15, no. 6, pp. 383–401, Jun. 2020.
- [55] M. B. Tookanlou, M. M. Ardehali, and M. E. Nazari, “Combined cooling, heating, and power system optimal pricing for electricity and natural gas using particle swarm optimization based on bi-level programming approach: Case study of Canadian energy sector,” *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 23, pp. 417–430, Mar. 2015.
- [56] G. Yuan, Y. Gao, and B. Ye, “Optimal dispatching strategy and real-time pricing for multi-regional integrated energy systems based on demand response,” *Renewable Energy*, vol. 179, pp. 1424–1446, Dec. 2021.
- [57] A. Conejo and J. Aguado, “Multi-Area Coordinated Decentralized DC

- Optimal Power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1272–1278, 1998.
- [58] F. M. Menezes, “Multiple-unit English auctions,” *European Journal of Political Economy*, vol. 12, no. 4, pp. 671–684, Dec. 1996.
- [59] A. Zeng, Q. Xu, K. Wang, L. Jiang, and X. Wang, “A Day-ahead Optimal Economic Dispatch Schedule for Multi Energy Interconnected Region,” in *Energy Procedia*, Nov. 2016, vol. 100, pp. 396–400.
- [60] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *Ministerio de Energía y Recursos No Renovables*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [61] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2020. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
- [62] B. Shi, Y. Deng, and H. Yuan, “An auction based task dispatching and pricing mechanism in bike-sharing,” *Knowledge-Based Systems*, vol. 235, Jan. 2022.
- [63] Z. Guo, L. Ma, P. Liu, I. Jones, and Z. Li, “A long-term multi-region load-dispatch model based on grid structures for the optimal planning of China’s power sector,” *Computers and Chemical Engineering*, vol. 102, pp. 52–63, 2017
- [64] M. Basu, “Multi-region dynamic economic dispatch of solar–wind–hydro–thermal power system incorporating pumped hydro energy storage,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 86, pp. 182–196, Nov. 2019.



## 7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 66: Matriz de estado del arte.

<b>ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA</b>																									
		DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA								
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Abastecimiento de la demanda	Áreas múltiples	Optimización no lineal	Curvas de oferta	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Modelo de optimización	Aplicación en múltiples áreas	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda en cada área	Restricción operativa de los generadores	Restricción para ofertas de producción	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado por área	Asignación de la demanda por bloque ofertado por cada área	Flujos de intercambios entre áreas	Beneficio social asignado	
1	2011	Multi-area economic generation and reserve dispatch	22	☒									☒			☒									☒
2	2007	Power System Stability and Control	470	☒			☒											☒							
3	2017	Despacho económico en sistemas de potencia considerando estabilidad transitoria	6						☒			☒	☒					☒			☒	☒			
4	2017	Game theory and competitive aspects in electricity markets	9		☒											☒		☒					☒		
5	2021	International Journal of Electrical Power and Energy Systems Reserve constrained dynamic economic dispatch in multi-area power systems: An improved fireworks algorithm	11	☒		☒		☒	☒		☒	☒											☒		
6	2000	Procedimientos de Despacho y Operación - Regulación No. CONELEC - 006/00	7					☒												☒					
7	2014	Economic dispatch of thermal generation	579						☒				☒									☒			☒
8	2008	Two stage approach for economic power dispatch	10		☒		☒	☒				☒													☒
9	2019	Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence	1											☒										☒	
10	2012	The Exact Solution of the Environmental / Economic Dispatch Problem	69	☒			☒		☒		☒											☒	☒		
11	2020	Integrated Generation-Grid-Load Economic Dispatch Considering Demand Response	4	☒		☒									☒							☒		☒	
12	2015	Implementación del Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo de Frente de Pareto (SPEA) para la Planeación de Sistemas Eléctricos de Distribución incluyendo Huecos de Voltaje	13																	☒					

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Abastecimiento de la demanda	Áreas múltiples	Optimización no lineal	Curvas de oferta	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Modelo de optimización	Aplicación en múltiples áreas	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda en cada área	Restricción operativa de los generadores	Restricción para ofertas de producción	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado por área	Asignación de la demanda por bloque ofertado por cada área
13	2004	Survey of multi-objective optimization methods for engineering	4796							☒	☒								☒		☒	
14	2006	Evenly distributed pareto points in multi-objective optimal power flow	88	☒																		☒
15	2022	Stochastic economic dispatch strategy based on quantile regression	0		☒					☒						☒	☒					
16	2015	A Two-Stage Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering Wind Uncertainty	62		☒				☒			☒		☒								☒
17	2015	Demand response in smart grids: A randomized auction approach	34					☒	☒							☒			☒			
18	2017	Electricity Auction Simulation Platform for Learning Competitive Energy Markets	3								☒											
19	2019	Optimal short-term thermal unit commitment	309			☒											☒					
20	1981	Short-term Operation Planning in Electric Power Systems	16		☒			☒														
21	2000	Evolutionary Programming-Based Multiarea Economic Dispatch with Tie Line Constraints	75									☒		☒		☒	☒					
22	2003	Multiarea Power Systems Economic Power Dispatch Using a Nonlinear Optimization Neural Network Approach	26	☒		☒			☒	☒									☒	☒		☒
23	2021	Despacho económico de generación multiobjetivo considerando eficiencia de Pareto en la determinación de los costos ambientales y de producción	1									☒										
24	2017	Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process	181					☒		☒			☒									☒
25	2020	Planificación de la expansión en generación considerando sistemas de almacenamiento en escenarios	0		☒					☒												
26	2020	Economic & environmental effects of priority dispatch of renewable energy considering fluctuating power output of coal- fi red units	6			☒		☒				☒										☒

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Abastecimiento de la demanda	Áreas múltiples	Optimización no lineal	Curvas de oferta	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Modelo de optimización	Aplicación en múltiples áreas	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda en cada área	Restricción operativa de los generadores	Restricción para ofertas de producción	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado por área	Asignación de la demanda por bloque ofertado por cada área	Flujos de intercambios entre áreas	Beneficio social asignado
27	2019	Long-term energy system planning considering short-term operational constraints	16				☒											☒		☒				
28	2005	Power System Planning and Operation in International Markets — Perspectives from the Nordic Region and Europe	32	☒					☒				☒								☒	☒		
29	1988	Development of the expert system for operation planning of power system	14					☒	☒			☒					☒				☒	☒		
30	2016	Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models	271		☒		☒		☒	☒													☒	
31	2017	Robust Transmission Expansion Planning Representing Long- and Short-Term Uncertainty	89					☒	☒															
32	2009	Short- and Medium-Term Operation Planning in Electric Power Systems	11						☒		☒			☒				☒			☒			
33	2004	Short-term electricity market auction game analysis: Uniform and pay-as-bid pricing	119				☒				☒													
34	2022	A step toward cleaner energy production: A water saving-based optimization approach for economic dispatch in modern power systems	0	☒					☒	☒			☒											
35	2009	Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista	1				☒						☒											
36	2000	A hybrid method of GA and BP for short-term economic dispatch of hydrothermal power systems	25	☒			☒		☒							☒					☒			
37	2017	Renewable sources in system distributed generation	16		☒								☒											
38	2022	Distributed multi-objective grey wolf optimizer for distributed multi-objective economic dispatch of multi-area interconnected power systems	2					☒			☒					☒		☒						
39	2018	A multi-objective framework for multi-area economic emission dispatch	44												☒									
40	2014	Teaching-learning-based optimization algorithm for multi-area economic dispatch	94						☒				☒		☒				☒					
41	1198	Multi-area unit commitment for large-scale power systems	39							☒									☒					

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Abastecimiento de la demanda	Áreas múltiples	Optimización no lineal	Curvas de oferta	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Modelo de optimización	Aplicación en múltiples áreas	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda en cada área	Restricción operativa de los generadores	Restricción para ofertas de producción	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado por área	Asignación de la demanda por bloque ofertado por cada área	Flujos de intercambios entre áreas
42	2022	Solving static and dynamic multi-area economic dispatch problems using an improved competitive swarm optimization algorithm,	5							☒													
43	2019	Two kinds of decentralized robust economic dispatch framework combined distribution network and multi-microgrids	48			☒											☒						
44	2020	Multiobjective multi-verse optimization algorithm to solve combined economic, heat and power emission dispatch problems	32	☒					☒	☒							☒		☒				
45	2017	Despacho económico de cargas en sistemas eléctricos de potencia: modelado, simulación y análisis	4		☒							☒											
46	2014	Pago de Potencia a través de opciones perspectivas de aplicación al mercado eléctrico del Ecuador	8								☒												
47	2005	Modern Control of the Excitation of Generators in Power Systems	134	☒						☒					☒								
48	2003	Modern Power System Analysis	1177					☒										☒					
49	1995	Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studie	125																	☒			☒
50	2013	Bilevel programming and price setting problems	56								☒						☒						
51	2020	Real-time pricing for smart grid with multi-energy microgrids and uncertain loads: a bilevel programming method	19			☒									☒								
52	2020	Optimal strategic coordination of distribution networks and interconnected energy hubs: A linear multi-follower bi-level optimization model	30	☒					☒		☒						☒		☒				☒
53	2019	Distributed genetic real-time pricing for multiseller-multibuyer smart grid based on bilevel programming considering random fluctuation of electricity consumption	17													☒							
54	2020	Examination of optimum benefits of customer and LSE by incentive and dynamic price-based demand response	3			☒					☒				☒		☒				☒		

**ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE GENERACIÓN EN ÁREAS MÚLTIPLES MAXIMIZANDO EL INGRESO NETO POR VENTA DE ENERGÍA**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Abastecimiento de la demanda	Áreas múltiples	Optimización no lineal	Curvas de oferta	Asignación de generadores	Modelación de los generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Modelo de optimización	Aplicación en múltiples áreas	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda en cada área	Restricción operativa de los generadores	Restricción para ofertas de producción	Modelación de los generadores	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado por área	Asignación de la demanda por bloque ofertado por cada área	Flujos de intercambios entre áreas	Beneficio social asignado
55	2015	Combined cooling, heating, and power system optimal pricing for electricity and natural gas using particle swarm optimization based on bi-level programming approach: Case study of Canadian energy sector	40									☒									☒	☒		
56	2021	Optimal dispatching strategy and real-time pricing for multi-regional integrated energy systems based on demand response	4																		☒			
57	2021	Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power	0													☒		☒						
58	2021	Multiple-unit English auctions	0						☒			☒									☒		☒	
59	2018	A Day-ahead Optimal Economic Dispatch Schedule for Multi Energy Interconnected Region	42	☒		☒				☒				☒										
60	2014	Plan Maestro de Electricidad 2019-2027	92						☒			☒				☒	☒						☒	
61	1998	Renewable Power Generation Costs in 2020	39		☒				☒					☒								☒		
62	2022	An auction-based task dispatching and pricing mechanism in bike-sharing	3	☒				☒			☒										☒		☒	
63	2019	A long-term multi-region load-dispatch model based on grid structures for the optimal planning of China's power sector	41		☒									☒							☒			
64	2020	Multi-region dynamic economic dispatch of solar-wind-hydro-thermal power system incorporating pumped hydro energy storage	24			☒		☒						☒		☒							☒	
CANTIDAD:				15	11	9	9	13	11	14	13	10	7	12	5	10	3	8	12	9	15	11	10	12

## 7.2 Resumen de Indicadores

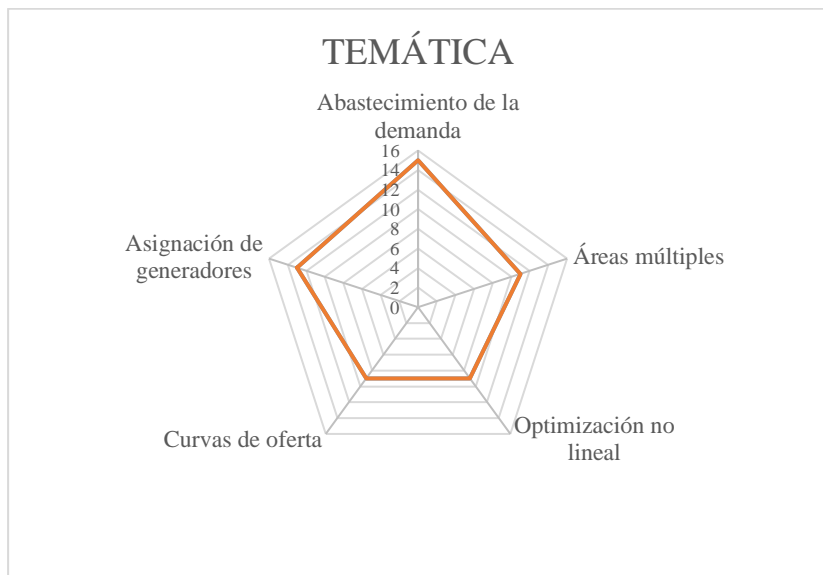


Figura 38. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

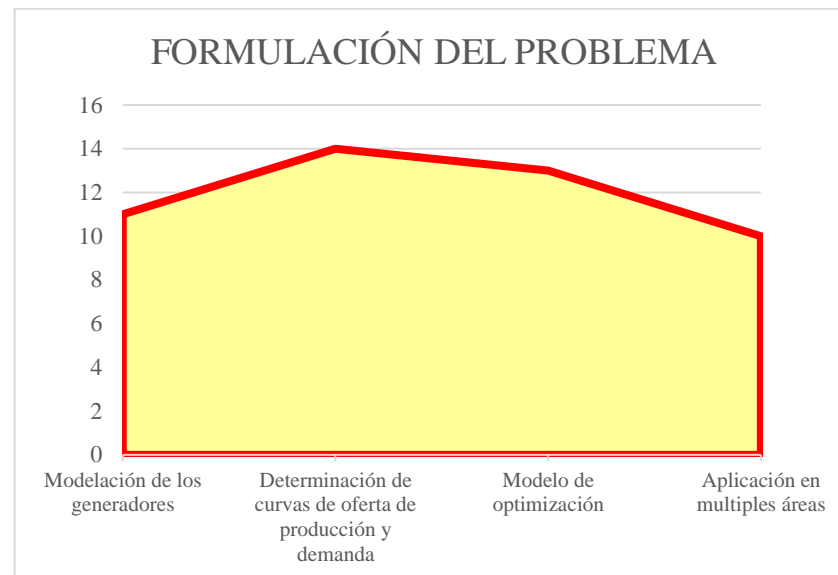


Figura 39. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

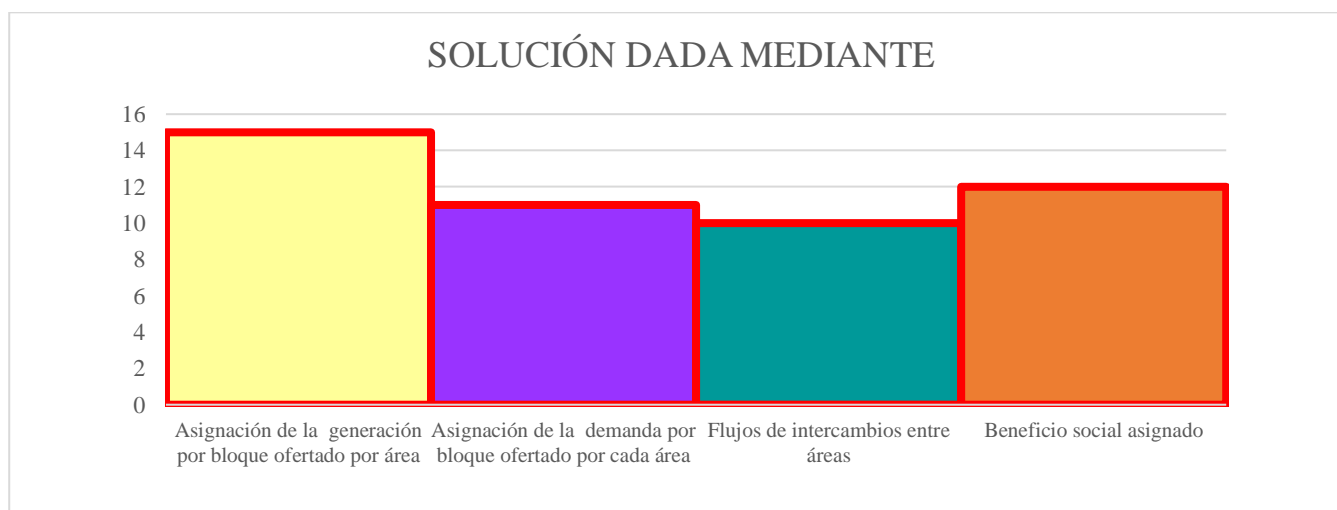


Figura 40. Indicador de solución - Estado del arte.