

**DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA
DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO
DE ENERGÍA**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA
DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO
DE ENERGÍA**

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

AUTOR: DANNY EDUARDO MOCHA CONEJO

TUTOR: ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ

Quito -Ecuador

2022

Danny Eduardo Mocha Conejo

**DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA
INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Danny Eduardo Mocha Conejo (Y'1988 – M'08). Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa Fiscomisional “JUAN XXIII” de la ciudad del Tena. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo formula un modelo de optimización que considera la maximización de los beneficios totales debidos a la venta de energía para resolver un problema de despacho económico dinámico no lineal de unidades de generación basado en criterios de precios.
dmocha@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Alexander Águila Téllez (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. En 2019 Recibió el título de Magíster en Ingeniería y 2021 el título de Doctor en Ingeniería, ambos, en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia

energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador.
aaguila@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

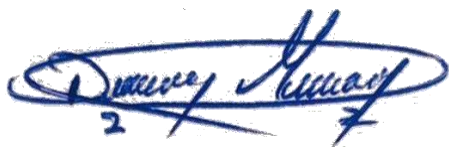
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Danny Eduardo Mocha Conejo con documento de identificación N° 1500802432 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, 28 de septiembre del año 2022

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Danny Eduardo Mocha Conejo'. The signature is stylized and includes a large loop at the end. There are small numbers '2' and '7' written below the signature.

Danny Eduardo Mocha Conejo
1500802432

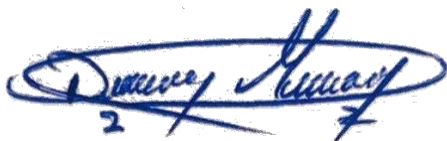
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Danny Eduardo Mocha Conejo con documento de identificación No. 1500802432, 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: “Despacho económico de generación eléctrica basado en la incidencia de precios dinámicos en el mercado 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, 28 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Danny Eduardo Mocha Conejo
1500802432

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA**, realizado por Danny Eduardo Mocha Conejo con documento de identificación N° 1500802432, 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, 28 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Ing. Alexander Águila Téllez, Ph.D.
1755983184

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	3
2.1	Panorama del Mercado Eléctrico	3
2.1.1	Características y barreras en los Mercados de la electricidad	4
2.1.2	Tipos y modelos de mercado del sector eléctrico	5
2.1.3	El precio en el mercado de la energía	7
2.1.4	Criterios de mercado	8
2.2	Despacho de generación	8
2.2.1	Despacho dinámico de generación en los Mercados Eléctricos	9
2.2.2	Maximización de venta de la energía	10
3	Despacho económico de energía basado en la incidencia de precios dinámicos	10
3.1	Función objetivo	10
3.2	Restricciones	11
3.3	Pseudocódigo	11
4	Aplicación del modelo	12
4.1	Caracterización de sistema a modelar	12
4.2	Escenarios de estudio	14
5	Análisis de resultados	14
5.1	Escenario A	14
5.2	Escenario B	16
5.3	Análisis comparativo	20
5.4	Discusión	20
6	Conclusiones	21
6.1	Trabajos futuros	22
7	Referencias	22
7.1	Matriz de Estado del Arte	28
7.2	Resumen de Indicadores	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despacho basado en la incidencia de precios dinámicos en el mercado de energía...	
2 Figura 2. Modelo de mercado eléctrico mayorista y minorista	7
Figura 3. Esquema de precios en mercados competitivos y regulados.....	8
Figura 4. Ocurrencia del recurso eólico	13
Figura 5. Ocurrencia del recurso solar	13
Figura 6. Despacho de generación – Escenario A.....	14
Figura 7. Energía despachada – Escenario A.....	15
Figura 8. Costos por tecnología – Escenario A.....	16
Figura 9. Despacho de generación – Escenario B	17
Figura 10. Energía despachada – Escenario B	18
Figura 11. Costos por tecnología – Escenario B	19
Figura 12. Ingresos por tecnología – Escenario B.....	19
Figura 13. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.....	33
Figura 14. Indicador de formulación del problema - Estado del arte	33
Figura 15. Indicador de solución - Estado del arte.....	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Pseudocódigo.....	12
Tabla 2 Datos técnicos y económicos de la generación termoelectrónica	12
Tabla 3 Datos técnicos y económicos de la generación renovable.....	13
Tabla 4 Datos de la ocurrencia del recurso renovable	13
Tabla 5 Datos de curva de demanda.....	13
Tabla 6. Despacho de forma horaria – Escenario A.....	14
Tabla 7 Generación despachada de forma horaria – Escenario A.....	15
Tabla 8 Energía despachada– Escenario A.....	15
Tabla 9 Costos obtenidos por tecnología– Escenario A	16
Tabla 10. Despacho de forma horaria – Escenario B	17
Tabla 11 Generación despachada de forma horaria – Escenario B	17
Tabla 12 Energía despachada– Escenario B	18
Tabla 13. Costos obtenidos por tecnología– Escenario B.....	18
Tabla 14. Ingresos obtenidos por tecnología– Escenario B	19
Tabla 15. Beneficio neto por tecnología– Escenario B	19

Tabla 16. Comparativo energético por tecnología.....	20
Tabla 17. Comparativo económicos por tecnología.....	20
Tabla 18: Matriz de estado del arte	28

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA

Resumen

La presente investigación ha propuesto un modelo de despacho de generación para el abastecimiento de la demanda considerando durante un periodo de 24 horas basado en criterios de precios dinámicos, tomando en cuenta la energía proveniente de fuentes renovables y de los generadores térmicos, para maximizar el beneficio neto determinado como la diferencia de los ingresos por venta de energía y los costos operativos compensados por la demanda, aplicando las restricciones de las rampas de subida y bajada de los generadores, recurso de fuentes renovables y restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda. Los resultados muestran la flexibilidad que tiene la demanda para la compra de energía en función de su oferta de precios horarios, permitiendo que los generadores cuyos costos horarios son inferiores a la oferta de la demanda sean los que vendan energía, logrando de esta forma que los generadores eficientes y económicos abastezcan la demanda, la cual ahora es un actor activo en el mercado, la energía que no compra la demanda, es satisfecha por generación inmersa en sus sistemas, denominada como generación distribuida, los resultados obtenidos serán comparados con los obtenidos del despacho económico basado en la minimización de costos.

Palabras Clave: Demanda de potencia, Generación, Despacho del parque de generación, Programación matemática y fuentes de energía renovable.

Abstract

This research has proposed a generation dispatch model for the supply of demand considering for a 24-hour period based on dynamic price criteria, taking into account energy from renewable sources and thermal generators, to maximize the net profit determined such as the difference in income from the sale of energy and the operating costs offset by demand, applying the restrictions of the rise and fall ramps of generators, resource of renewable sources and restrictions associated with the supply of demand. The results show the flexibility that demand has for the purchase of energy based on its supply of hourly prices, allowing generators whose hourly costs are lower than the supply of demand to be those that sell energy, thus ensuring that efficient and economical generators supply demand, which is now an active player in the market, energy that does not buy demand, is satisfied by generation immersed in their systems, referred to as distributed generation, the results obtained will be compared with those obtained from economic dispatch based on the minimization of costs.

Keywords: Power demand, Power generation, Power generation dispatch, Mathematical programming and Renewable energy sources.

1 Introducción

Un mercado eléctrico conlleva un diseño y análisis de alta complejidad, al ser un sistema económico que involucra propiedades técnicas de la energía e incluye la programación y operación de un sistema de etapas interconectadas [1].

Analizar un sistema en el que muchos participantes del mercado exhiben ciertos comportamientos puede ser difícil de implementar para la optimización, pero por medio de herramienta computacionales es posible tratar toda la información referente al sistema para determinar el diseño de un mercado óptimo [2].

El mercado de la electricidad es un servicio especial, esto se debe a que tiene ciertas limitaciones técnicas y características del mercado eléctrico que lo distinguen de otros mercados. Durante muchos años, se supuso que el mercado eléctrico es necesariamente uno en el que el sector público participa plenamente como único administrador, responsable completamente de la operación y transacciones. Pero debido a la creciente penetración de nuevas tecnologías de generación descoordinadas, vehículos eléctricos, la presencia de nuevos actores en

el mercado, una mayor participación del lado de la demanda, se plantean nuevos desafíos a la ya compleja estructura del mercado [3]. En este sentido, la estructura de mercado con visión de futuro ha ido incorporando varios elementos de las soluciones propuestas para reducir de manera integral las barreras del mercado y superar los desafíos de implementación identificados [4], [5].

Para un mercado de competencia hay objetivos importantes que deben mantenerse como: i. garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad continua, ii. brindar incentivos para la participación de agentes, iii. garantizar el mínimo impacto al entorno [6]. Frente a la transición a la competencia algunas etapas del sistema eléctrico han pasado a la desregulación para reducir riesgos y optimizar precios. Hoy se analizan los cambios que han resultado tanto de la regulación como de la desregulación, como en el trabajo de [7]. Además, se fomentan los precios competitivos en el mercado eléctrico frente a los precios regulados en términos de riesgos y responsabilidades tanto para los productores como para los consumidores [8].

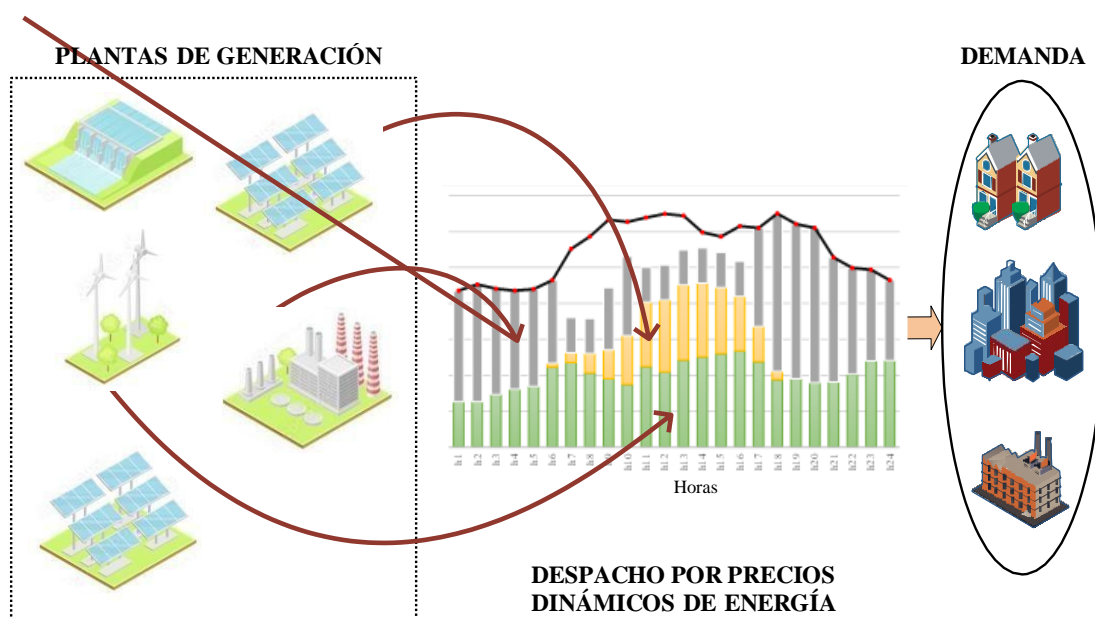


Figura 1. Despacho de generación basado en la incidencia de precios dinámicos en el mercado de energía [autor].

Los precios en el mercado determinan el valor justo de la electricidad que se deriva de la combinación óptima entre oferta y demanda, por lo tanto, los mecanismos que se realicen para el diseño del mercado son de suma importancia [9]. Por ejemplo, en [10] plantean la dinámica del precio spot de la electricidad mediante estadísticas para un mercado minorista y en [11] mediante mecanismos estocásticos, también en [12] se expone un modelo de equilibrio que predice el precio óptimo de la energía, [13], [14] describen un mecanismo dinámico de fijación de precios maximizando beneficios en función de riesgos. En base a la literatura revisada y a la importancia de los mercados de competencia que representan a todos los participantes y establecen el valor ideal de la energía, para el presente trabajo el mecanismo de Despacho de Generación que es el medio para lograr un perfil de operación con la mayor rentabilidad posible en el parque de generación basándose en la función objetivo de maximizar los ingresos por venta de energía, entonces mediante este modelo propuesto representado en la Figura 1 se determinará el mix óptimo de generación cuya producción de energía no supere los precios máximos que ha establecido la demanda para su compra. En base a lo descrito se formula un modelo de optimización que permita determinar la potencia a ser entregada por los generadores, la metodología se sustenta en la maximización del beneficio neto determinados como la diferencia de los ingresos y los costos operativos; los resultados permitirán evaluar las ventajas entre el despacho económico dinámico basado en precios a comparación del despacho económico dinámico basado en costos.

El presente documento se encuentra estructurado de la siguiente manera; Sección 1: introducción, Sección 2: marco teórico enfocado a los mercados eléctricos y despacho dinámico de generación, Sección 3: formulación del modelo de

despacho de generación basado en la incidencia de precios dinámicos, Sección 4: se caracteriza al modelo de optimización y se formulan los escenarios de estudio, Sección 5: se analiza y compara los resultados de los escenarios, Sección 6: se plantea las conclusiones de la investigación, trabajos futuros, y referencias

2 Marco teórico

La presente sección realiza la descripción del panorama global de mercado eléctrico, se puntualiza los conceptos referentes a la configuración actual del mercado de la electricidad, los modelos, precios y criterios más importantes a considerar. Se expone también la importancia del despacho y la programación de la generación de energía en base a la maximización del beneficio neto. Estos conceptos tienen el propósito de orientar la atención al tema de investigación.

2.1 Panorama del Mercado Eléctrico

La electricidad es un recurso indispensable para la sociedad y su desarrollo. Esto motiva a la producción de un suministro energético eficiente, confiable, seguro económico. [15], [16]. Para cumplir con estos objetivos con el paso del tiempo se ha ido modificando constantemente el sector eléctrico en búsqueda de hacerlo más eficiente y sostenible en su programación y operación, lo que incluye a factores técnicos, políticos, ambientales y económicos; lo descrito guarda relación e impulsa a la investigación y planificación del diseño de los mercados eléctricos [17].

El diseño actual del mercado de la electricidad pretende por todos los medios ofrecer a los participantes un escenario de competencia a precios económicos y rentables. Sin embargo, el cambio drástico de consumo de la demanda, las nuevas tendencias en tecnologías energéticas, que coinciden con las fuertes afecciones

climáticas y la implementación de nuevas políticas para reducir la contaminación han cambiado la matriz energética debido a que se espera una electrificación planificada que se ajuste a las necesidades energéticas globales, y se debe considerar que el sector eléctrico es el segundo emisor más grande de contaminación por los procesos de combustión para la generación eléctrica [18]. Frente a este efecto se han ejecutado acciones en el mercado que impulsan a la creciente participación de energía proveniente de recursos naturales renovables que están acompañados por sistemas de almacenamiento y dan empoderamiento a los usuarios del sistema, estas directrices han remodelado el sistema eléctrico [19].

El panorama descrito conforma un serio desafío para el mercado eléctrico mayorista que inicialmente estaba diseñado para el despacho de centrales eléctricas que cubre una demanda definida en gran medida inelástica, este desajuste del mercado eléctrico clásico frente al que está en desarrollo produce deficiencias que afectan a los ofertantes y demandantes, es un suceso que complica el modelamiento del mercado. En varios trabajos de análisis como [20], argumentan que el mercado eléctrico requiere de una transformación o una mejora en el diseño actual que se adapte a las condiciones existentes, por esta razón los modelos de mercado tienen la visión de reestructurar sus principios para garantizar la transición del mercado y sobrellevar las barreras de la integración de nuevos actores en base a mejores prácticas concentrándose en marcos de tiempo de análisis.

2.1.1 Características y barreras en los Mercados de la electricidad

Previo a realizar el análisis de la estructura y tipos de modelos organizativos de mercado en los cuales se sustenta la operación competitiva de los sistemas eléctricos de potencia, es necesario realizar una descripción general preliminar de las

principales especificaciones que son requeridas para el suministro de energía y la economía de la electricidad, ya que se considera a la energía eléctrica como un producto que puede ser comercializado se debe tener ciertas consideraciones [21].

“*Commodity*” es el término que se usa para referirse a una mercancía, bien o material tangible que se comercializa y se destina para diferentes procesos; en el mercado eléctrico se puede comprar o vender de forma organizada tanto la energía como la potencia con sus respectivas características dentro del mercado del sector eléctrico [22]. Este bien energético tiene algunas particularidades que lo hacen diferentes de los demás *commodities*, estas son [23], [24]:

- *La electricidad no se puede almacenar* en grandes porciones y si se lo hace es por sistemas de almacenamiento de forma limitada y a altos costos, por lo que generalmente la energía se produce y al mismo instante se transmite por las redes para el consumo. Por lo que debe existir un equilibrio entre la oferta y la demanda, en tiempo real y el sistema debe tener la capacidad de cumplir con la demanda máxima y contar con una fuente de respaldo en caso de eventos imprevistos.
- *El transporte de la electricidad obedece a leyes físicas*, para el abastecimiento de la demanda desde las plantas de generación se realiza a través de redes, pero la energía transferida no se define a voluntad, sino que está determinada por las leyes de Kirchhoff, donde la corriente que se distribuye depende de la impedancia de las líneas y de los elementos por donde fluye, las rutas que toma están conectadas y son interdependientes. Lo que se conoce es la energía que se inyecta y se extrae de los nodos de conexión.

- *Balance energético en tiempo real*, conforme a la característica anterior es posible mantener un equilibrio que es fundamental para la ejecución de transacciones comerciales entre los productores y consumidores.
 - *Optimización de los recursos energéticos disponibles*, es indispensable en la gestión del sector con el propósito de aprovechar las fuentes más efectivas técnica y económicamente. Estas tecnologías se pueden combinar para obtener un suministro de energía eficiente al menor costo posible.
 - *Monopolio natural de transmisión distribución*, debido a factores económicos y ambientales es difícil que se fomente la competencia por el transporte de energía. El mecanismo para incentivar la inversión en esta actividad es dar concesiones y peajes de uso de las redes.
3. *Restricciones de los participantes: en el diseño clásico del mercado se consideran los aspectos técnicos de todos los agentes*, pero las nuevas tecnologías con comportamiento variable afectan al mercado causando precios de equilibrio elevados, falta de reservas y reducción de carga [25].
 4. *Restricciones de las redes*: el cambio en las redes y la falta de representación de sus limitantes conlleva a la inversión subóptima, incremento de costos por reprogramación del despacho, menos penetración de fuentes renovables variables, entre otros, por lo que en un futuro se debe considerar estas limitaciones para mayor inserción de nuevas tecnologías sin ocasionar congestión en la red [27].
 5. *Competencia*: dentro del diseño del mercado ciertas características antes mencionadas abren las puertas para generar poder del mercado, por ejemplo, la falta de respuesta de los participantes ante los cambios del mercado, los límites de transporte de las redes favorecen a ciertos miembros para elevar los precios, etc. [28].

Una vez definidas las características de este bien, se deben identificar las dificultades que presenta para el funcionamiento eficiente del mercado.

1. *Fijación externa de precios*: mecanismos de fijación de precios ineficaces por condiciones ajenas positivas o negativas como: subsidios, penalidades, etc., que conducen a distorsiones de precios en el mercado de electricidad y reducen el beneficio económico [25].
2. *Precios de la energía eléctrica*: los precios inadecuados en el mercado generan un impacto en la confiabilidad y en el ajuste de la generación lo que crea un mayor riesgo de reducción de la carga. Por ejemplo, cuando se fija un límite de precios para recuperar costos, resguardo de inversiones y facilitar señales de precios para la demanda [26].

Todas las características y dificultades técnico-económicas mencionadas permiten diseñar y organizar el mercado energético permitiendo determinar las funciones de los participantes del mercado, las transacciones posibles a ejecutarse, el mecanismo de funcionamiento y de precios del sistema.

2.1.2 Tipos y modelos de mercado del sector eléctrico

El proceso de construcción del mercado al igual que en otros mercados, deben identificarse elementos clave para su operación. Uno de estos elementos es definir un tipo de mercado al que se dirige

el diseño, el mercado eléctrico según el nivel de competencia al que se integra el sistema se pueden diferenciar las siguientes categorías [29].

- i. *Mercado vertical integrado*: este tipo de mercado eléctrico lo maneja un solo agente en particular y realiza todas las actividades del sistema desde operar las unidades de generación, la transferencia de energía hasta la carga y la venta al consumidor. Quien administra el mercado fija un precio según el tipo de consumidor, esta tarifa unifica criterios económicos, técnicos y políticos con el propósito de que generen un beneficio social [6].
- ii. *Mercado del único comprador*: para este modelo existe una única unidad de compra que representa un intermediario para las transacciones del mercado, en la compra y venta el intermediario permite la participación de productores independientes de energía con su inversión y simultáneamente genera competencia en la etapa de generación. Los productores están obligados a entregar el total de la energía generada al intermediario quien compra, opera la transmisión y distribución, y suministra a los usuarios finales energía por medio de la venta. El diseño de este modelo es una de las primeras acciones que se realizó para crear competencia en el sector [30].
- iii. *Mercado mayorista*: en este modelo, todos los grupos electrógenos del sistema eléctrico compiten entre sí en igualdad de condiciones por contratos de compra de energía con empresas distribuidoras y empresas de grandes consumos. La red de transporte es un sistema abierto que garantiza la libre competencia, en donde un parque generador introduce energía, las empresas de distribución

la reciben según la selección de sus proveedores y operan la venta de energía a los usuarios, hay que resaltar que únicamente existe un administrador del mercado. Las empresas de distribución tienen la opción de firmar contratos con los productores para buscar estabilidad en los precios de compra de energía eléctrica [31].

- iv. *Mercado minorista*: este modelo está relacionado con el mercado mayorista, donde las unidades de generación compiten por contratos de suministro con grandes clientes y las empresas de distribución, estos últimos pasarán a ser los principales participantes del mercado minoristas que entrarán a competir entre sí para vender energía a la demanda. Bajo este modelo, el consumidor final es libre de elegir proveedores (minoristas), según sus necesidades y conveniencia (precio y calidad) [32].
- v. *Mercado híbrido*: este mercado globaliza al sistema en competencia; abre las puertas a los consumidores y les da la libertad para acceder de forma directa al generador de preferencia, aunque los pequeños consumidores tienen limitaciones económicas y les resulta más rentable negociar con intermediarios o comercializadores de energía que se encuentran también compitiendo por el mercado.

En la Figura 2 se representa a los mercados de competencia mayorista y minorista que son los más aplicados en el sector por fomentar la participación de todos los agentes del mercado.

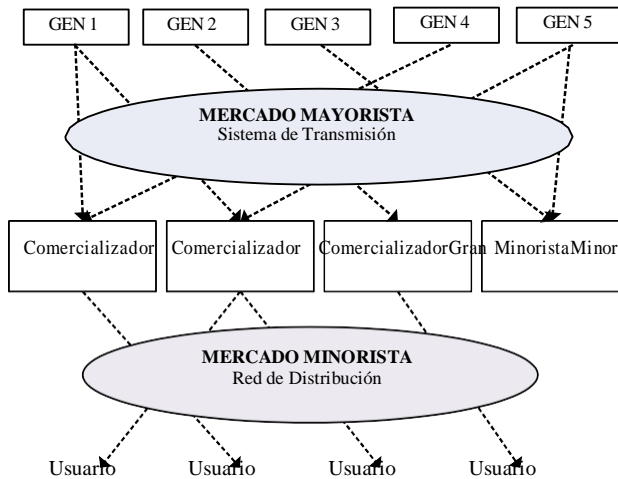


Figura 2. Modelo de mercado eléctrico mayorista y minorista [33].

Los modelos del mercado eléctrico deben cumplir con ciertos propósitos que se basan en el desempeño al momento de proporcionar una solución a los nuevos diseños o cambios del mercado, en cómo se abordan las ineficiencias de los mercados actuales y futuros y, como identifican los desafíos a superarse al implementas las soluciones que se proponen [34].

2.1.3 El precio en el mercado de la energía

El sector eléctrico tiene funcionalidad que se fraccionan en dos mecanismos primordiales. El primero es el tradicional, que es la función física netamente técnica que se refleja sobre producción, el transporte, la distribución y las operaciones de las etapas del sistema de energía. El segundo mecanismo se refiere a las funciones comerciales relacionadas a la venta al por mayor y menor de la electricidad. Los organismos reguladores han instituido tradicionalmente todo el sector, fijando los precios para ambos mecanismos, al organizar así los mercados integrados verticales administrados por entes de gobierno o privados [9], [35]–[37]. El resultado de un mercado eficiente, bien regulado, con liquidez y transparente, se refleja en precios que justifican el valor y toda la información de un bien y en el

desarrollo de una opción de mercado competitivo que se adapta a las características del sistema y de los participantes [22], a este postulado se lo define en la teoría de los mercados como precio dinámico de competencia.

En base a un análisis de precios que se expone en [38], se pretende impulsar a los mercados eficientes fundados en precios competitivos o dinámicos y se desplazan a los precios regulados de los mercados tradicionales. Los precios regularizados, cuando son bajos, amedrentan a nuevas inversiones y no ayudan a administrar la demanda de electricidad y a optimizar la generación de energía más allá del nivel nacional o de la región, benefician a ciertos participantes y la otra parte es perjudicada. Los precios dinámicos del mercado responden a las necesidades, responsabilidades y riesgos de los oferentes y demandantes de manera eficaz. El precio dinámico de la energía es el resultado de una combinación dinámica de oferta y demanda, en la medida de lo posible y en un mercado flexible, debe reflejar el valor razonable del commodity de energía [39].

En una era de transformación competitiva, algunas etapas del sector eléctrico se han desregularizado. Sin embargo, esta transición a la competencia conlleva a riesgos como: la carga y sus precios, innovación tecnológica, etc., que podrían restar competitividad económica, riesgo de impago y las decisiones de inversión o mantenimiento [40].

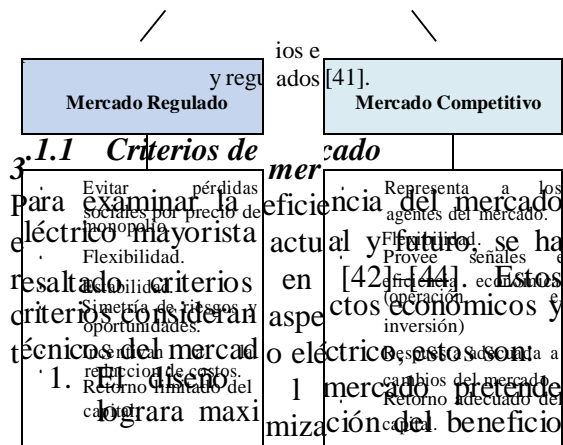
En conclusión, los precios fijos no representan a todos los participantes del mercado energético y no son la mejor manera de concienciar a los productores y compradores sobre sus responsabilidades.

Y aunque hay cierta incertidumbre en la fijación de precios dinámicos competitivos y eficientes en el mercado de la electricidad, es el criterio ideal para evaluar el valor justo de la energía, prevenir fallas del mercado, y lo más importante este precio garantiza el funcionamiento óptimo y eficiente del

mercado mayorista de electricidad que es el enfoque al que se dirige el presente estudio. En función a lo definido sobre los precios regulados y dinámicos, en la

Figura 3 se presenta una breve descripción de características a considerar para la formación de los precios en el mercado competitivo y regulado:

PRECIOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO



1. El diseño del mercado lograra máximo beneficio económico.
2. Los precios establecidos en el mercado dan señales apropiadas a los participantes, lo que conduce a la recuperación de costos y consumo eficaz, reflejándose con el paso del tiempo una inversión eficiente.
3. El diseño del mercado debe garantizar el acceso a la energía a todos los participantes, esto se logra considerando todos los posibles factores técnicos y económicos en la producción, transporte, consumo y almacenamiento.

4. Se consideran las limitaciones físicas del sistema y se cuida la seguridad de la entrega de energía.
5. La estructura del mercado apoya la competencia entre los participantes.
6. La estabilidad de los precios en todos los mercados está garantizada de tal manera que cualquier desviación de los precios en tiempo real es únicamente el resultado de factores de incertidumbre y pueden ser abordados.

2.2 Despacho de generación

La programación de entrega de generación al sistema de potencia es un método comúnmente conocido como el Despacho de Generación, el cual es una forma de planificación dinámica basada en factores económicos – técnicos para calcular la configuración óptima de generación para una demanda esperada durante el período de programación. El propósito es operar la instalación eléctrica económicamente según la función objetivo de optimización establecida dentro de límites seguros [45]–[52].

La planificación de un parque generador involucra diversas actividades, incluida la determinación del número de fuentes de generación eléctrica que se pondrán en servicio durante un determinado horizonte de tiempo. Es obligación de la entidad operadora programar un número suficiente de unidades de generación para cumplir con los requisitos de carga del sistema eléctrico, sujeto a restricciones técnicas, medio ambientales y de costos que permiten modelar a los participantes del problema de despacho [53].

Para el problema de despacho de generación hace uso de modelos de optimización operativa para calcular la programación energética y cubrir la demanda, por lo tanto, este modelo debe representar a [54], [55]:

- La distribución del sistema de transmisión con sus restricciones que impacten al despacho.
- A todas las fuentes de generación disponibles que provengan de recursos renovables o no, junto con la información de los costos variables, consumos referentes a su operación, reserva y sus restricciones.
- El tiempo y costos de parada y arranque de las generadoras
- Rangos de tiempo de operación de las plantas de generación, costos, mantenimientos y restricciones declaradas.
- Necesidades de reserva para conservar la operación del sistema
- La capacidad de reserva frente a contingencias;
- Las interconexiones para importación y exportación de energía.
- Los costos asociados al estado dinámico del mercado.

Mediante el Despacho representado por restricciones, características técnicas y económicas asociados a la operación del sistema y mercado y, a una función objetivo que permite [56], [57]:

- Calcular la energía no suministrada a la demanda.
- Calcular la potencia que fluye por las redes del sistema
- Determinar las pérdidas producidas en el transporte de la electricidad dentro del sistema.
- Determinar los precios marginales, de mercado, nodales y sus factores de afectación.
- Determinar las reservas de energía, bajo escenarios de seguridad del sistema y confiabilidad.
- Determinar la programación de generación de las plantas de producción de energía provenientes

de fuentes no convencionales y convencionales de energía.

2.2.1 Despacho dinámico de generación en los Mercados Eléctricos

El despacho de energía tiene como propósito lograr un modo de funcionamiento más rentable de las plantas de generación. En efecto para cumplir con este desafío se tienen en cuenta los costos variables de cada central (costos de combustibles, insumos para operar, mantenimiento, personal, etc.) junto con los precios previstos en el mercado energético. Cabe resaltar que el despacho de generación se le da la connotación de dinámico por la variación de los precios horarios que el sistema pone a disposición para la competencia en la compra de energía [58].

Una unidad de generación solo es rentable si sus costos variables están por debajo del precio de venta de electricidad que se obtienen en el mercado. Por otro lado, también se determina la distribución de la potencia disponible para los generadores a través de un horario de despacho en función de una curva de carga y precios de la energía. Para crear dicho cronograma, se debe tener en cuenta aspectos como: localización de las unidades, tiempo de disponibilidad y la forma de operación de la unidad [59].

Los agentes encargados de la operación de las plantas de energía a menudo tienen que registrar sus programas de producción en coordinación con el operador del sistema eléctrico para predecir la disponibilidad de electricidad. Si se utiliza en el sector de las energías renovables se deben evaluar las predicciones atmosféricas y la disponibilidad de la planta, esto da al operador pautas para asignar los recursos de acuerdo con el precio de mercado de la electricidad, es en esta etapa que el Despacho de Generación cumple su función antes mencionada [60].

2.2.2 Maximización de venta de la energía

Para que los mercados funcionen adecuadamente, en consonancia con maximizar los beneficios totales y garantizar la provisión energética deseada por la demanda al precio más bajo posible, debe existir una estructura de mercado coherente y eficiente, pero es importante que el regulador permita el funcionamiento del mercado. El regulador debe garantizar la competitividad de los agentes participantes, esto significa que debe impedir el poder del mercado controlando los ingresos de los productores con respecto al precio de mercado [61].

Bajo el esquema de mercado mayorista, los agentes tienen un incentivo para crear una combinación de generación que maximice el bienestar social con costos de producción mínimos. Para determinar la combinación óptima de generación de energía el planificador del sistema, esencialmente compara los costos operativos totales de cada tecnología y determina cuál es la más económica según la cantidad de horas que brinda la tecnología, este es el concepto de Despacho Económico [62].

Cuando el mercado es liberalizado y el modelo es de un mercado mayorista, el sistema es planificado con la función objetivo de maximizar los beneficios totales por venta de energía o maximizar el bienestar social, entonces este modelo es determinando mediante el mix óptimo de generación cuya producción de energía no supere los precios máximos que ha establecido la demanda para su compra [63].

Para este modelo de despacho dinámico los generadores compiten entre sí para maximizar las ganancias, proponen un precio en base a sus costos variables y los precios del mercado son dinámicos y son determinados por el operador del sistema en tiempo real que se fijan en base al suministro. Los generadores reciben una

ganancia operativa por hora igual a la diferencia entre sus propios costos variables y el precio del mercado al contado. En otras palabras, la metodología se sustenta en la maximización del beneficio neto determinados como la diferencia de los ingresos y los costos operativos [64], [65].

El precio es una señal apropiada para la actuación de los participantes del mercado, y cuyo único propósito es ayudar a tomar decisiones óptimas con el fin de maximizar el bienestar social.

3 Despacho económico de generación eléctrica basado en la incidencia de precios dinámicos

El despacho económico basado en la incidencia de precios dinámicos será obtenido al resolver un problema de programación no lineal. El detalle de modelación se describe a continuación.

3.1 Función objetivo

El modelo de optimización tiene una función objetivo para incrementar el beneficio por venta de energía del parque generador, definida como la diferencia entre los ingresos que percibirán los generadores con respecto a los costos que debe cubrir la demanda. La modelación de esta función corresponde a la siguiente:

$$G_{\text{operativo}} = \text{Ingresos} - \text{Costos} \quad (1)$$

$$G_{\text{operativo}} = \sum_{g \in \text{Parque}} \sum_h P_{g,h} \cdot P_{g,h} - \sum_{g \in \text{Parque}} \sum_h C_{g,h} \cdot P_{g,h} \quad (2)$$

$$G_{\text{operativo}} = \sum_h \left(\sum_{g \in \text{Parque}} P_{g,h} \cdot P_{g,h} + \sum_{g \in \text{Parque}} C_{g,h} \cdot P_{g,h} \right) - \sum_h P_{\text{demanda}} \cdot P_{\text{demanda}} \quad (3)$$

Donde:

- P Tiempo de análisis.
- g Parque generador.

- g Cantidad de generadores térmicos.
- r Cantidad de generadores que usan energías renovables, sean estas eólicas y fotovoltaicas.
- Er Beneficio por ingreso neto de energía.
- Q Costos de demanda a ser cubiertos por la energía producida por el parque generador.
- Th Ingresos a los generadores por la venta de energía.
- Ph Precio del sistema con el que se valora la venta de energía del parque generador en la hora h .
- Pg Potencia asignada a las unidades de generación g en cada hora h .
- Qg Coeficientes de la función cuadrática de costos aplicada a los generadores térmicos Th .
- Pr Precio con el cual se valora la producción de energía de los generadores Er , monto que corresponde a un costo que será asumido por la demanda.

3.2 Restricciones

El modelo de optimización se encuentra sometido a una serie de restricciones de tipo técnico. En primera instancia se modelan las restricciones de la pendiente de subida y pendiente de bajada, las que permiten que cada generador pueda entregar o absorber energía horaria, su formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$P_{g,h+1} - P_{g,h} \leq P_{g,max} \quad \forall g \in \{1, \dots, h\} \quad (4)$$

$$P_{g,h} - P_{g,h-1} \leq P_{g,max} \quad \forall g \in \{1, \dots, h\} \quad (5)$$

Donde:

$$P_{g,max}$$

Para el modelo, se requiere una inecuación que permita que la demanda no compre energía al parque generador por encima del precio dispuesto a pagar, lo cual a nivel energético corresponde a:

$$\sum_{g \in \{1, \dots, h\}} P_{g,h} \leq Ph \quad \forall h \in \{1, \dots, H\} \quad (6)$$

Donde:

$$Ph$$
 Demanda en cada hora h

Así mismo, la modelación de los generadores debe respetar las restricciones técnicas, en tal sentido, las siguientes inecuaciones permiten que los generadores no violen los límites para entregar o absorber energía horaria, lo cual se modela de la siguiente manera:

$$P_{g,h} \geq P_{g,min} \quad \forall g \in \{1, \dots, h\} \quad (7)$$

$$P_{g,h} \leq P_{g,max} \quad \forall g \in \{1, \dots, h\} \quad (8)$$

Donde:

- $P_{g,min}$ Potencia mínima de cada generador g
- $P_{g,max}$ Potencia máxima de cada generador g

Para incluir la variabilidad del recurso renovable y su impacto en el despacho, se ha considerado la probabilidad de ocurrencia del recurso primario, en tal sentido, se procede con la siguiente modelación:

$$P_{g,h} \leq P_{g,max} \cdot Pr \quad \forall g \in \{1, \dots, h\} \quad (9)$$

Donde:

Pr Factor del recurso renovable por cada generador g , que

Pr corresponde a la ocurrencia del recurso energético por cada generador.

$\frac{dP_g}{dt}$ Pendiente o rampa para la entrega de potencia del generador g en el intervalo de 1 hora.

$\frac{dP_g}{dt}$ Pendiente o rampa para la disminución de potencia del generador g en un intervalo de 1

3.3 P mediante la ejecución y
S desarrollo de ciertas
e actividades mostradas
u como pseudocódigo en la
d Tabla 1.
o
c
ó
d
i
g
o

E
l

m
o
d
e
l
o

d
e

o
p
t
i
m
i
z
a
c
i
ó
n

s
e
r
á

r
e
s
u
e
l
t
o

Tabla 1 Pseudocódigo.

Despacho económico de generación eléctrica basado en la incidencia de precios dinámicos

Inicio

Paso 1: Establecimiento del período de análisis y la cantidad de generadores a modelar, siendo estos térmicos y de energías renovables.
Adquisición de parámetros técnicos de la red y de las unidades de generación

Paso 2: Asignación de los precios que la demanda está dispuesta a pagar por la compra de energía de forma horaria.

Paso 3: Determinación de la curva de demanda horaria.

Paso 3: Asignación de los parámetros técnicos y económicos para el parque generador.

Paso 4: Modelo de optimización.

- Set parámetros técnicos y económicos del parque de generación
- Set parámetros de la demanda
- Set Variables continuas $Q_{g,h}$
- Función Objetivo

$$Min \sum_{g,h} C_{g,h} \cdot Q_{g,h} - \sum_{g,h} P_{g,h} \cdot Q_{g,h}$$

$$Q_{g,h} = \sum_{g \in \{g\}} Q_{g,h} \quad \forall g \in \{g\}, h \in \{h\}$$

$$Q_{g,h} = \sum_{g \in \{g\}} Q_{g,h} - \sum_{g \in \{g\}} Q_{g,h}$$

$$Q_{g,h} = \sum_{g \in \{g\}} (\sum_{g \in \{g\}} Q_{g,h} \cdot h^2 + Q_{g,h} \cdot Q_{g,h} + Q_{g,h}) + \sum_{g \in \{g\}} Q_{g,h} \cdot Q_{g,h}$$

- Restricciones

$$Q_{g,h+1} - Q_{g,h} \leq Q_{g,h} \quad \forall g \in \{g\}, h \in \{h\}$$

$$Q_{g,h-1} - Q_{g,h} \leq Q_{g,h} \quad \forall g \in \{g\}, h \in \{h\}$$

$$\sum_{g \in \{g\}} Q_{g,h} \leq Q_{g,h} \quad \forall g \in \{g\}, h \in \{h\}$$

$$Q_{g,h} \geq Q_{g,h} \quad \forall g \in \{g\}, h \in \{h\}$$

$$Q_{g,h} \leq Q_{g,h} \quad \forall g \in \{g\}, h \in \{h\}$$

4 Aplicación del modelo

4.1 Caracterización de sistema a modelar

Para la aplicación del modelo de optimización, se requiere el establecimiento de parámetros para el parque generador y la caracterización de la demanda. En ese sentido, el parque generador se encuentra dividido en tres tipos de tecnología siendo estas termoeléctrica, eólica y fotovoltaica.

Para el caso de la generación termoeléctrica, los parámetros técnicos asociados fueron definidos considerando [66], mientras que los coeficientes que definen la función cuadrática de costos se han obtenido considerando [58], la Tabla 2 tabula los datos a ser usado para la generación termoeléctrica.

Tabla 2 Datos técnicos y económicos de la generación termoeléctrica.

	Unidad	GT 1	GT 2	GT 3	GT 4
$Q_{g,h}$	\$/MWh ₂	0.012	0.017	0.015	0.019
$Q_{g,h}$	\$/MW	106.38	113.13	94.95	97.89
$Q_{g,h}$	\$	89	83	100	70
$Q_{g,h}$	MW	28	20	30	20
Fin	MW	135	290	150	220
$Q_{g,h}$	MW-h	90	100	75	120
RDO	MW-h	90	100	75	120

$$\|x_{n,h}\| \leq \|x_{n-1,h}\| \cdot \|A_n\| \quad \forall x \in \mathbb{R}^n$$

Paso 5: Escenarios de estudio
Paso 6: Análisis de resultados

De la misma forma y tomando en cuenta lo establecido en [67], se ha procedido con la determinación de los aspectos técnicos y económicos por cada una de las tecnologías analizadas, esto es para los generadores fotovoltaicos y eólicos. Para determinar la ocurrencia del recurso se ha utilizado como referencia los datos establecidos en el [68]. En la Tabla 3 se muestra los parámetros técnicos y económicos de la energía renovable, mientras la caracterización del recurso primario está en la Tabla 4, la cual es ilustrada en la Figura 4 y Figura 5.

Tabla 3 Datos técnicos y económicos del gen renovable.

	Tecnología	☐☐☐☐	☐☐☐☐	Precio
		[MW]	[MW]	
Ger1	Eólica	200	0	37
Ger2	Eólica	140	0	39
Ger3	Fotovoltaica	120	0	57
Ger4	Fotovoltaica	90	0	55

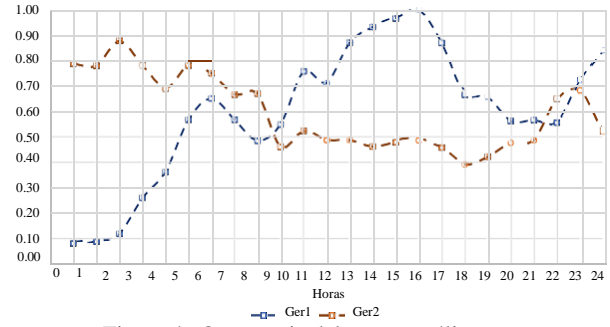


Figura 4. Ocurrencia del recurso eólico.

Tabla 4 Datos de la ocurrencia del recurso renovable.

	Ocurrencia del recurso [%]			
	Eólico		Fotovoltaico	
	Ger1	Ger2	Gr3	Gr4
h1	0.0788	0.7880	-	-
h2	0.0866	0.7794	-	-
h3	0.1173	0.8784	-	-
h4	0.2588	0.7800	-	-
h5	0.3613	0.6900	-	-
h6	0.5666	0.7800	0.0240	0.0900
h7	0.6507	0.7500	0.0800	0.2000
h8	0.5666	0.6660	0.1600	0.3800
h9	0.4839	0.6700	0.2500	0.5600
h10	0.5480	0.4600	0.5600	0.7700
h11	0.7573	0.5230	0.8100	0.9000
h12	0.7107	0.4860	0.9200	0.9800
h13	0.8707	0.4870	1.0000	0.9900
h14	0.9320	0.4610	0.9600	1.0000
h15	0.9666	0.4780	0.8100	0.9700
h16	1.0000	0.4850	0.6400	0.8300
h17	0.8693	0.4570	0.4000	0.5500
h18	0.6654	0.3910	0.1000	0.1200
h19	0.6561	0.4210	-	-
h20	0.5613	0.4760	-	-
h21	0.5654	0.4860	-	-
h22	0.5561	0.6500	-	-
h23	0.7239	0.6800	-	-
h24	0.8400	0.5200	-	-

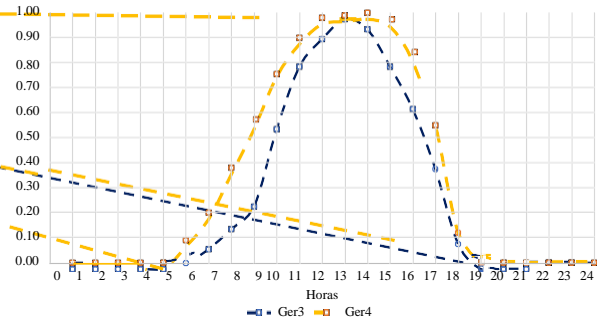


Figura 5. Ocurrencia del recurso solar.

Para culminar y de acuerdo con lo sugerido en [69], se ha elaborado una curva de demanda y los precios que la carga está dispuesta a pagar al parque generador, los cuales están en la Tabla 5.

Tabla 5 Datos de curva de demanda.

hora	☐	Carga	hora	☐	Carga
	[\$/MWh]	[MW]		[\$/MWh]	[MW]
h1	103.97	435.61	h13	74.81	644.02
h2	107.04	452.69	h14	72.78	597.90
h3	105.21	440.74	h15	71.14	585.94
h4	107.32	435.61	h16	73.18	614.98
h5	111.08	439.88	h17	105.30	609.86
h6	103.43	464.65	h18	148.43	650.00
h7	89.87	551.77	h19	149.16	620.96
h8	95.54	585.94	h20	128.11	609.86
h9	98.43	632.92	h21	116.81	527.86
h10	100.43	626.94	h22	105.98	498.82
h11	87.42	638.90	h23	102.47	493.69
h12	72.74	649.15	h24	101.67	464.65

4.2 Escenarios de estudio

Con la finalidad de poder cumplir con el alcance planteado y verificar la robustez del modelo propuesto, se plantearán dos escenarios de estudio.

Escenario A: Corresponderá a resolver un despacho económico tradicional. Las variables técnicas y económicas relacionadas servirán de base para compararse contra los resultados obtenidos del modelo desarrollado.

Escenario B: Este escenario aplicará el modelo de optimización propuesto, sus resultados serán evaluados a nivel técnico y económico con respecto a los resultados del despacho económico tradicional, obtenidas del Escenario A.

En la parte de análisis de resultados se contrastarán los resultados de ambos escenarios y se establecerán los aspectos relevantes desde el punto de vista técnico y económico.

5 Análisis de resultados

Dada la definición de los Escenarios de Estudio, a continuación, se procede con el análisis de resultados y una evaluación comparativa.

5.1 Escenario A

El análisis inicia con la evaluación del despacho de la generación obtenida para abastecer la demanda bajo el mecanismo clásico que consiste en abastecer la demanda al mínimo costo, resultado del modelo de optimización bajo la premisa citada, se obtiene los resultados horarios de despacho de generación, los cuales se encuentran tabulados en la Tabla 6 en ilustrada en la Figura 6.

Tabla 6. Despacho de forma horaria – Escenario A.

Hora	Potencia [MW]		
	Gen. Eólico	Gen. Fotovoltaico	Gen. Térmico
h1	126.08		309.53
h2	126.44		326.25
h3	146.44		294.30
h4	160.96		274.65
h5	168.86		271.02
h6	222.52	10.98	231.15
h7	235.14	27.60	289.03
h8	206.56	53.40	325.98
h9	190.58	80.40	361.94
h10	174.00	136.50	316.44
h11	224.68	178.20	236.02
h12	210.18	198.60	240.37
h13	242.32	209.10	192.60
h14	250.94	205.20	141.76
h15	260.24	184.50	141.20
h16	267.90	151.50	195.58
h17	237.84	97.50	274.52
h18	187.82	22.80	439.38
h19	190.16		430.80
h20	178.90		430.96
h21	181.12		346.74
h22	202.22		296.60
h23	239.98		253.71
h24	240.80		223.85

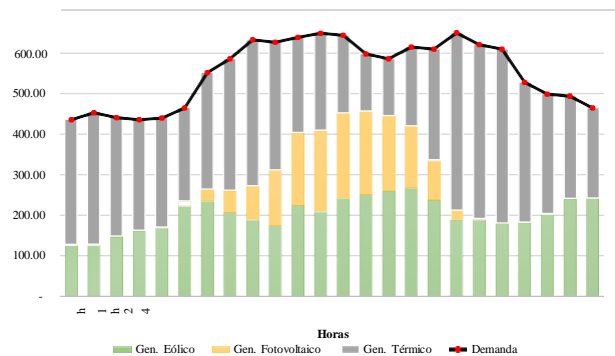


Figura 6. Despacho de generación – Escenario A.

De la Tabla 6 se puede indicar que la generación despachada asciende a un valor de energía de 13 273.34 MWh al día, la asignación de potencia por unidad de generación se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7 Generación despachada de forma horaria – Escenario A.

	Eo1	Eo 2	FV 1	Fv 2	GT1	GT2	GT3	GT4
h1	15.76	110.32			28.00	20.00	150.00	111.53
h2	17.32	109.12			28.00	20.00	150.00	128.25
h3	23.46	122.98			28.00	20.00	150.00	96.30
h4	51.76	109.20			28.00	20.00	150.00	76.65
h5	72.26	96.60			28.00	20.00	150.00	73.02
h6	113.32	109.20	2.88	8.10	28.00	20.00	145.58	37.57
h7	130.14	105.00	9.60	18.00	28.00	20.00	150.00	91.03
h8	113.32	93.24	19.20	34.20	28.00	20.00	150.00	127.98
h9	96.78	93.80	30.00	50.40	28.00	20.00	150.00	163.94
h10	109.60	64.40	67.20	69.30	28.00	20.00	150.00	118.44
h11	151.46	73.22	97.20	81.00	28.00	20.00	148.31	39.71
h12	142.14	68.04	110.40	88.20	28.00	20.00	150.00	42.37
h13	174.14	68.18	120.00	89.10	28.00	20.00	124.04	20.56
h14	186.40	64.54	115.20	90.00	28.00	20.00	73.76	20.00
h15	193.32	66.92	97.20	87.30	28.00	20.00	73.20	20.00
h16	200.00	67.90	76.80	74.70	28.00	20.00	125.71	21.87
h17	173.86	63.98	48.00	49.50	28.00	20.00	139.05	87.47
h18	133.08	54.74	12.00	10.80	61.91	20.00	150.00	207.47
h19	131.22	58.94			40.80	20.00	150.00	220.00
h20	112.26	66.64			40.96	20.00	150.00	220.00
h21	113.08	68.04			28.00	20.00	150.00	148.74
h22	111.22	91.00			28.00	20.00	150.00	98.60
h23	144.78	95.20			28.00	20.00	150.00	55.71

Al procesar y consolidar los aportes energéticos horarios por cada unidad de generación y clasificarla por tipo de tecnología, se establece un resumen de la energía entregada, la cual es descrita en la Tabla 8 e ilustrada en la Figura 7.

Tabla 8 Energía despachada– Escenario A.

Energía (MWh)	
Gen. Eólico	4,872.67
Eólica 1	2,878.68
Eólica 2	1,993.99
Gen. Fotovoltaico	1,556.28
FV 1	805.68
Fv 2	750.60
Gen. Térmico	6,844.39
GT1	731.67
GT2	480.00
GT3	3,371.15
GT4	2,261.56
Total	13,273.34

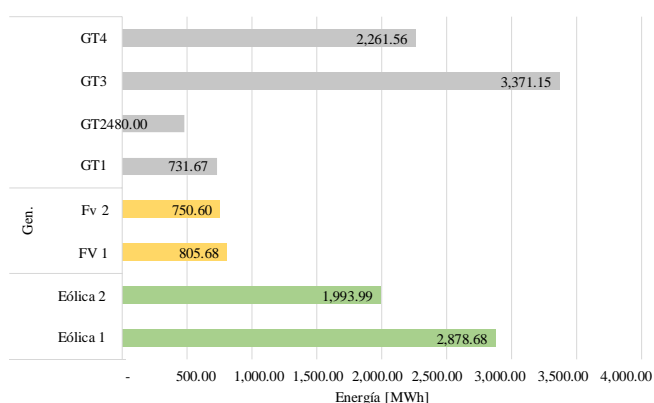


Figura 7. Energía despachada – Escenario A.

De los resultados expresado a nivel energético se señala que, el parque eólico entregó una cantidad de 4,872.67 MWh que equivale un 37% del total del abastecimiento, por su parte el parque fotovoltaico entrega un total de 1,556.28 MWh equivalente a un 12% en el abastecimiento de la demanda y finalmente la generación térmica aporta el 51% de la demanda con una energía entregada que asciende al 6,844.39 MWh. En términos resumidos, la energía renovable aporta 49% del total de la demanda; mientras que la gran parte de energía térmica es entregada por las centrales económicas que corresponden a las unidades GT3 y GT4.

Como resultado de la asignación efectuada por el modelo de optimización, se halla los costos obtenidos, que se tabulan en la Tabla 9 e ilustran en la Figura 8.

Tabla 9 Costos obtenidos por tecnología– Escenario A.

Costo (\$)	
Costo Térmico	695,331.83
GT1	80,255.04
GT2	56,457.60
GT3	329,759.11
GT4	228,860.08
Costo Eólico	184,276.85
Eólica 1	106,511.16
Eólica 2	77,765.69
Costo Fotovoltaico	87,206.76
FV 1	45,923.76
Fv 2	41,283.00
Total	966,815.44

Figura 8. Costos por tecnología – Escenario A.

De los resultados a los costos, se puede señalar que a pesar de que la energía renovable aporta con el 49% energéticamente, esta energía representa el 28% del costo total, lo cual representa 271,483.61 USD de un total de 966,815.44; por su parte, el 51% de energía proveniente de las fuentes térmicas asciende a un costo de 695,331.83 USD.

Del análisis realizado, se indica que el despacho basado en la minimización de costos se sustenta en la necesidad de abastecer la demanda al mínimo costo con los recursos existentes por más ineficientes que puedan ser. Por tanto y dado que los modelos de mercado han evolucionado, el sistema ha podido definir precios máximos de compra de energía para que la generación pueda esforzarse y que compita en el mercado, dicho aspecto es el que se aborda a través de modelo de optimización desarrollado y que se aborda en el siguiente numeral.

5.2 Escenario B

Para el Escenario B se procede con la evaluación del despacho de la generación obtenida de aplicar el modelo propuesto para maximizar el beneficio neto de la venta de energía, resultado del modelo de optimización bajo la premisa citada, se obtiene los resultados horarios de despacho de generación, los cuales se encuentran tabulados en la Tabla 10 e ilustrada en la Figura 9.

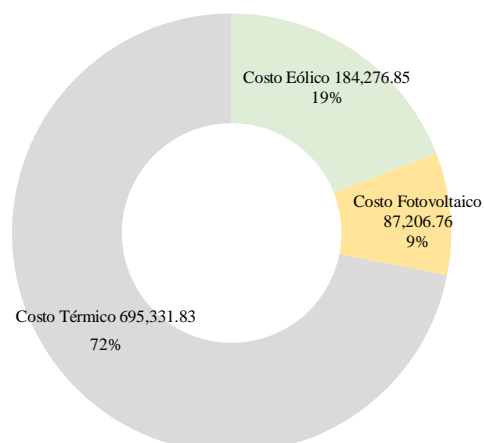


Tabla 10. Despacho de forma horaria – Escenario B.

Hora	Potencia [MW]		
	Gen. Eólico	Gen. Fotovoltaico	Gen. Térmico
h1	126.08		309.53
h2	126.44		326.25
h3	146.44		294.30
h4	160.96		274.65
h5	168.86		271.02
h6	222.52	10.98	231.15
h7	235.14	27.60	98.00
h8	206.56	53.40	98.33
h9	190.58	80.40	173.33
h10	174.00	136.50	219.84
h11	224.68	178.20	98.00
h12	210.18	198.60	98.00
h13	242.32	209.10	98.00
h14	250.94	205.20	98.00
h15	260.24	184.50	98.00
h16	267.90	151.50	98.00
h17	237.84	97.50	274.52
h18	187.82	22.80	439.38
h19	190.16		430.80
h20	178.90		430.96
h21	181.12		346.74
h22	202.22		296.60
h23	239.98		253.71
h24	240.80		223.85

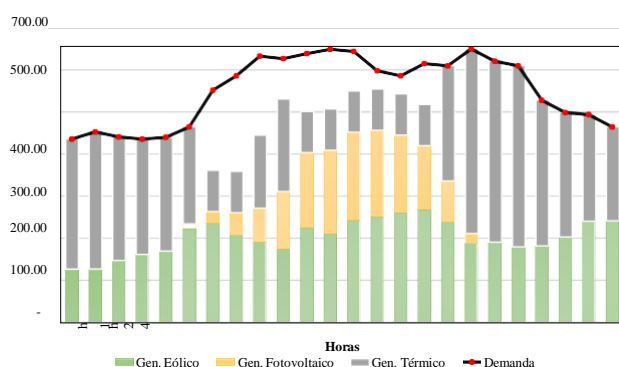


Figura 9. Despacho de generación – Escenario B.

muestra en la Figura 9, se puede indicar que,

entre la hora 7 y hora 16, la oferta de compra de la demanda tiene un precio inferior al precio de la oferta de venta del parque de generación, por tanto, la demanda no compra energía costosa en ese período de tiempo, la cual debe ser suplida por la generación inmersa en la demanda conocida comúnmente como generación distribuida o centros de autoabastecimiento propia de la demanda. En este caso, se indica que la generación despachada en el total de las horas de análisis asciende a un valor de energía de 12,009.93 MWh por día, la asignación de potencia por cada unidad modelada se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11. Generación despachada horaria – Escenario B

	Eo1	Eo 2	FV 1	Fv 2	GT1	GT2	GT3	GT4
h1	15.76	110.32			28.00	20.00	150.00	111.53
h2	17.32	109.12			28.00	20.00	150.00	128.25
h3	23.46	122.98			28.00	20.00	150.00	96.30
h4	51.76	109.20			28.00	20.00	150.00	76.65
h5	72.26	96.60			28.00	20.00	150.00	73.02
h6	113.32	109.20	2.88	8.10	28.00	20.00	105.00	78.15
h7	130.14	105.00	9.60	18.00	28.00	20.00	30.00	20.00
h8	113.32	93.24	19.20	34.20	28.00	20.00	30.33	20.00
h9	96.78	93.80	30.00	50.40	28.00	20.00	105.33	20.00
h10	109.60	64.40	67.20	69.30	28.00	20.00	105.00	66.84
h11	151.46	73.22	97.20	81.00	28.00	20.00	30.00	20.00
h12	142.14	68.04	110.40	88.20	28.00	20.00	30.00	20.00
h13	174.14	68.18	120.00	89.10	28.00	20.00	30.00	20.00
h14	186.40	64.54	115.20	90.00	28.00	20.00	30.00	20.00
h15	193.32	66.92	97.20	87.30	28.00	20.00	30.00	20.00
h16	200.00	67.90	76.80	74.70	28.00	20.00	30.00	20.00
h17	173.86	63.98	48.00	49.50	28.00	20.00	105.00	121.52
h18	133.08	54.74	12.00	10.80	49.38	20.00	150.00	220.00
h19	131.22	58.94			40.80	20.00	150.00	220.00
h20	112.26	66.64			40.96	20.00	150.00	220.00
h21	113.08	68.04			28.00	20.00	150.00	148.74
h22	111.22	91.00			28.00	20.00	150.00	98.60
h23	144.78	95.20			28.00	20.00	150.00	55.71
h24	168.00	72.80			28.00	20.00	141.50	34.35

Al procesar y consolidar los aportes energéticos horarios por cada unidad de generación y clasificarla por tipo de tecnología, se establece un resumen de la energía entregada, la cual es descrita en la Tabla 12 e ilustrada en la Figura 10.

Tabla 12 Energía despachada– Escenario B

Energía (MWh)	
Gen. Eólico	4,872.67
Eólica 1	2,878.68
Eólica 2	1,993.99
Gen. Fotovoltaico	1,556.28
FV 1	805.68
Fv 2	750.60
Gen. Térmico	5,580.98
GT1	719.14
GT2	480.00
GT3	2,452.17
GT4	1,929.67
Total	12,009.93

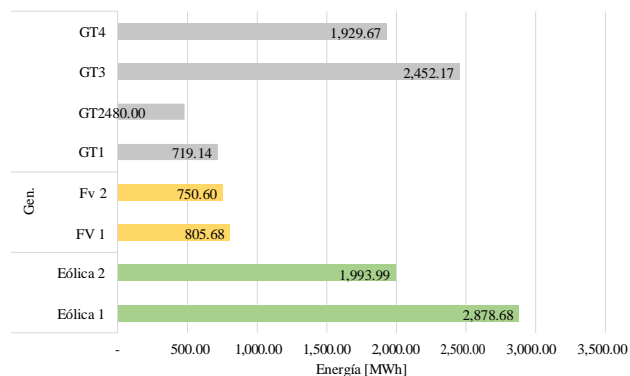


Figura 10. Energía despachada – Escenario B.

De los resultados expresado a nivel energético se señala que, el parque eólico entregó una cantidad de 4,872.67 MWh que equivale un 41% del total del abastecimiento, por su parte el parque fotovoltaico entrega un total de 1,556.28 MWh equivalente a un 13% en el abastecimiento de la demanda y finalmente

Costo (\$)	
Costo Térmico	570,888.15

la generación térmica aporta el 46% de la demanda con una energía entregada que asciende al 5,580.98 MWh.

En términos resumidos, la energía renovable aporta 54% del total de la demanda; mientras que la gran parte de energía térmica es entregada por las centrales económicas que corresponden a las unidades GT3 y GT4.

Es importante señalar que el modelo de optimización asigna la energía de los generadores cuyos costos sean inferiores a los precios que la demanda está dispuesto a comprar, es por esa razón que en el período comprendido entre la hora 7 y la hora 16, la demanda no compra energía de los generadores que económicamente sobrepasan el precio máximo de compra, en tal sentido, este modelo permite que la demanda participe en el mercado y no sea un ente pasivo, aspecto que modifica en esencia el modelo de despacho clásico.

Como resultado de la asignación efectuada por el modelo de optimización, se procede hallar los costos obtenidos, los cuales se tabulan en la Tabla 13 e ilustrados en la Figura 11.

Tabla 13. Costos obtenidos por tecnología– Escenario B.

GT1	78,905.05
GT2	56,457.60
GT3	240,017.35
GT4	195,508.15
Costo Eólico	184,276.85
Eólica 1	106,511.16
Eólica 2	77,765.69
Costo Fotovoltaico	87,206.76
FV 1	45,923.76
Fv 2	41,283.00
Total	842,371.76

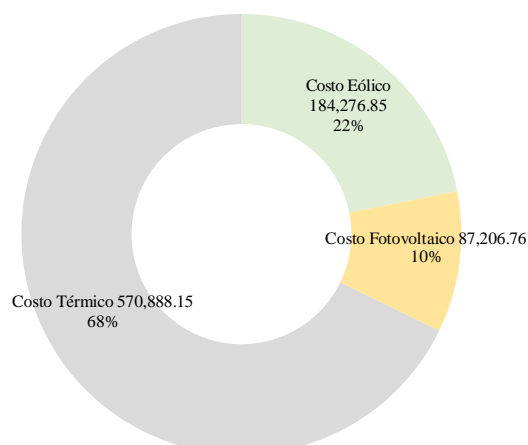


Figura 11. Costos por tecnología – Escenario B.

De los resultados a los costos, se puede señalar que a pesar de que la energía renovable aporta con el 54% energéticamente, esta energía representa el 32% del costo total, lo cual representa 271,483.61 USD de un total de 842,371.76 USD. Por su parte el 68% de energía proveniente de las fuentes térmicas asciende a un costo de 570,888.15 USD.

Adicional al análisis del costo, en el modelo propuesto se evalúa los ingresos de energía por la venta efectuada por el parque generador, el detalle se presenta en la Tabla 14 y se ilustra en la Figura 12.

Tabla 14. Ingreso obtenido por tecnología– Escenario B.

	Ingreso (\$)
Gen Térmico	617,486.20
GT1	74,847.95
GT2	48,646.40
GT3	269,209.76
GT4	224,782.10
Gen Eólico	483,502.00
Eólica 1	281,807.75
Eólica 2	201,694.25
Gen Fotovoltaico	128,805.07
FV 1	65,956.56
Fv 2	62,848.50
Total	1,229,793.27

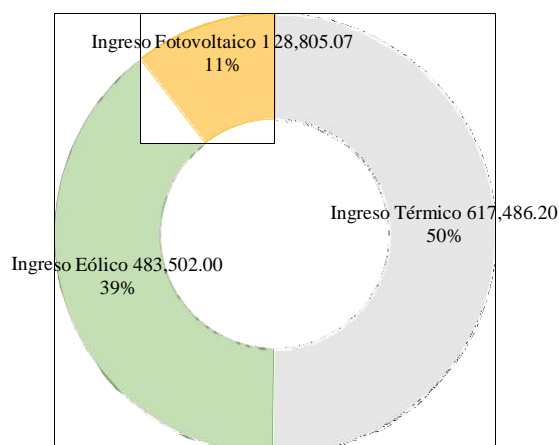


Figura 12. Ingresos por tecnología – Escenario B.

De los ingresos obtenidos, se observa que los ingresos son divididos en un 50% para la generación térmica y el otra 50% restante para la generación que usa recursos renovables, cuyo valor asciende a 1,229,793.27 USD.

En tal sentido, el modelo de optimización propuesto maximiza el beneficio neto, el cual se describe en la Tabla 15.

Tabla 15. Beneficio neto por tecnología– Escenario B.

	Ingresos (\$)	Costo (\$)	Benf. Neto (\$)	%
Gen. Térmico	617,486.20	570,888.15	46,598.05	12
Gen. Eólico	483,502.00	184,276.85	299,225.15	77
Gen. FV	128,805.07	87,206.76	41,598.31	11
Total	1,229,793.2	842,371.76	387,421.51	

De lo expresado en la Tabla 15, se señala que el mayor beneficio neto, calculado como la diferencia entre los ingresos y los costos, corresponde a la generación renovable, con un 88% del ingreso total y el 22% restante le corresponde como ingreso a la generación térmica. El valor total del beneficio neto asciende a 387,421.51 USD.

5.3 Análisis comparativo

Este análisis se realiza para establecer aspectos técnicos y económicos al comparar el modelo de optimización desarrollado y el despacho económico con minimización de costos.

El valor energético comparado se presenta en la Tabla 16.

Tabla 16. Comparativo energético por tecnología.

	Modelo Propuesto	Modelo de despacho económico	Delta
	Energía (MWh)	Energía (MWh)	Energético (MWh)
Gen. Eólico	4872.672	4,872.67	-
Eólica 1	2878.68	2,878.68	-
Eólica 2	1993.992	1,993.99	-
Gen. Fotovoltaico	1556.28	1,556.28	-
FV 1	805.68	805.68	-
Fv 2	750.6	750.60	-
Gen. Térmico	5580.976772	6,844.39	-1,263.41
GT1	719.14	731.67	-12.53
GT2	480	480.00	-
GT3	2452.171078	3,371.15	-918.98
GT4	1929.665693	2,261.56	-331.90
Total	12009.92877	13,273.34	-1,263.41

De la Tabla 16 se señala que el modelo propuesto, tiene un ahorro de 1,263.41 MWh, lo cual ocurre porque la generación sobrepasa el precio máximo de compra, lo cual no significa que exista desabastecimiento, sino que la demanda no compra energía costosa y tiene la potestad de comprar si no sobrepasa los precios máximos impuestos para la compra de energía.

Finalmente, se procede con un análisis comparativo de los costos, ingresos y beneficios netos.

Tabla 17. Comparativo económicos por tecnología.

	Modelo Propuesto	Modelo de despacho económico	
	Costo (\$)	Costo (\$)	Delta Costo (\$)
Gen. Eólico	184,276.85	695,331.83	-511,054.98
Eólica 1	106,511.16	80,255.04	26,256.12
Eólica 2	77,765.69	56,457.60	21,308.09
Gen.	87,206.76	329,759.11	-242,552.35
FV 1	45,923.76	228,860.08	-182,936.32
Fv 2	41,283.00	184,276.85	-142,993.85
Gen. Térmico	570,888.15	106,511.16	464,376.99
GT1	78,905.05	77,765.69	1,139.36
GT2	56,457.60	87,206.76	-30,749.16
GT3	240,017.35	45,923.76	194,093.59
GT4	195,508.15	41,283.00	154,225.15
Total	842,371.76	966,815.44	-124,443.68

De la Tabla 17 y del análisis anterior, los costos se ven reducidos al comparar el modelo propuesto con respecto al modelo clásico, el valor asciende a 124,443.68 USD de ahorro.

Para culminar, al comparar el aspecto energético y evaluar los costos, se puede citar que el nuevo modelo propuesto permite que la demanda o el sistema tenga flexibilidad para comprar energía de la red, es decir que la demanda deja de ser un actor pasivo, permitiendo que los generadores compitan y que sean eficiente económicamente.

Por lo expuesto, el modelo de optimización planteado está acorde a los nuevos desafíos en el sector eléctrico modificando los mecanismos clásicos en relación con el despacho y abastecimiento de la demanda.

5.4 Discusión

El modelo propuesto se basa en ofertas de precios para la compra de energía por parte de la demanda, lo cual es una estimación del operador para tomar la decisión de la

compra siempre y cuando el parque de generador muestra un costo inferior al establecido por la demanda bajo un mercado mayorista, lo cual a nivel minorista puede ser ilustrado como lo expone en [70], sin embargo, el modelo no observa aspectos estadísticos, pero si abarca aspectos técnicos del parque generador a nivel mayorista, por su parte, [11] usa mecanismos estocásticos para la determinación de precios de compra venta de energía, mientras que el modelo se basa en la función de costos de cada generador y la oferta del precio de compra de la demanda la cual es determinada por el operador de mercado. El modelo de optimización presenta un punto de equilibrio, estableciéndose como el óptimo, es decir que para este punto tanto la demanda como la generación en base a los precios de oferta, ganarán y se beneficiará la demanda con generación eficiente y económica, lo cual está en la línea de lo que se establece en [71], sin embargo, difiere en el concepto ya que el modelo no usa curvas de oferta de compraventa de energía. Lo señalado en [13], [14] que describen un mecanismo dinámico de fijación de precios maximizando beneficios en función de riesgos, puede ser una etapa complementaria al modelo de optimización planteado como una etapa previa, ya que estos pueden ayudar a determinar los precios de compra máximo de la demanda y una vez establecidos se aplicaría el modelo elaborado, definiendo la compraventa de energía en el mercado mayorista.

6 Conclusiones

Del análisis desarrollado, se puede puntualizar las siguientes conclusiones:

Bajo esta perspectiva de modificar los paradigmas para el funcionamiento del mercado eléctrico, creando mecanismos de competencia en las diferentes etapas del sistema eléctrico, se ha planteado un modelo de optimización no lineal que maximiza el beneficio neto de la venta de

energía de los generadores, beneficiando a la demanda ya que ésta impone precios máximos para la compra de energía, logrando que la carga tenga un papel activo en las decisiones del abastecimiento e implícitamente obliga a que en la etapa de generación se forme competencia para que participen en el abastecimiento de la carga, es así que, de los resultados a nivel energético y al comparar el resultado del despacho tradicional con respecto al obtenido por el modelo, se obtiene una reasignación en la producción de energía de los generadores térmicos, lo que ha producido que la demanda no adquiera 1,263.41 MWh de generación costosa que sobrepasa el precio máximo de compra.

En la línea de lo señalado anteriormente, se puede indicar que los resultados del modelo propuesto permiten una reducción de los costos con respecto al modelo de despacho clásico en un valor de 124,443.68 USD, garantizando que el parque generador tenga un beneficio global de 387,421.51 USD, logrando de esta forma un ganar – ganar, dado que la demanda reduce el valor asociado a los costos que debe cubrir y la generación eficiente se ve beneficiada por un delta de precio obtenido al comparar el precio que la demanda está dispuesta a comprar con respecto al precio con el que el generador está dispuesto a vender.

Finalmente, se indica que el modelo de optimización propuesto es aplicable es un modelo de mercado donde la demanda también sea un actor activo en el proceso de despacho, tendencia actual a nivel mundial. Por tanto, se señala que el trabajo desarrollado cumple con las expectativas planteadas en el objetivo y alcance; razón por la cual, el presente trabajo puede servir de insumo en la estructuración de nuevos modelos de despacho de generación bajo otros enfoques del funcionamiento del sector eléctrico.

6.1 Trabajos futuros

Los logros obtenidos en la presente investigación sugieren continuar trabajando en el análisis de otras temáticas tales como:

- i. Modelo de despacho integrado de generación distribuida basado en precios dinámicos de energía.
- ii. Aplicación de sistemas de almacenamiento en la producción y abastecimiento de la demanda en tiempo real
- iii. Desarrollo de nuevos mecanismos para la participación en mercados complementarios, tales como la reserva de frecuencia o calidad de servicio.
- iv. Implementación de mercados intradiarios de energía.

7 Referencias

- [1] P. Shinde and M. Amelin, "Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review," in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2019, pp. 3026–3031. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8880889.
- [2] J. Lin and F. H. Magnago, *Electricity Markets : Theories and Applications*, 1st ed., vol. 1. Hoboken: John Wiley & Sons, Incorporated, 2017. Accessed: Jan. 29, 2022. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2708/lib/upsal/detail.action?docID=5015533&query=economic+dispatch>
- [3] T. Levin, J. Kwon, and A. Botterud, "The long-term impacts of carbon and variable renewable energy policies on electricity markets," *Energy Policy*, vol. 131, pp. 53–71, 2019.
- [4] H. P. Burin, J. S. M. Siluk, G. Rediske, and C. B. Rosa, "Determining Factors and Scenarios of Influence on Consumer Migration from the Regulated Market to the Deregulated Electricity Market," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 1, p. 65, 2020.
- [5] X. Gao, K. W. Chan, S. Xia, X. Zhang, K. Zhang, and J. Zhou, "A Multiagent Competitive Bidding Strategy in a Pool-Based Electricity Market With Price-Maker Participants of WPPs and EV Aggregators," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 17, no. 11, pp. 7256–7268, 2021.
- [6] R. A. C. van der Veen and R. A. Hakvoort, "The electricity balancing market: Exploring the design challenge," *Util Policy*, vol. 43, pp. 186–194, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.008>.
- [7] P. Shinde and M. Amelin, "Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review," in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2019, pp. 3026–3031. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8880889.
- [8] K. Mayera and S. Trück, "Electricity markets around the world," *Journal of Commodity Markets*, vol. 9, pp. 77–100, Feb. 2018, Accessed: Jan. 01, 2022. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2230/science/article/pii/S2405851318300059>
- [9] B. Hua, D. A. Schiro, T. Zheng, R. Baldick, and E. Litvinov, "Pricing in multi-interval real-time markets," *IEEE Transactions on Power systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2696–2705, 2019.
- [10] H. Xiong and R. Mamon, "A higher-order Markov chain-modulated model for electricity spot-price dynamics," *Appl Energy*, vol. 233, pp. 495–515, 2019.
- [11] L. Heistrene, P. Mishra, and M. Lokhande, "Stochastic market clearing with revenue sufficiency

- constraints,” in *Energy Procedia*, 2019, vol. 158, pp. 3840–3845. doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.863.
- [12] S. Schwenen and K. Neuhoff, “Renewable Energy and Equilibrium Hedging in Electricity Forward Markets,” 2021.
- [13] S. Chawda, P. Mathuria, and R. Bhakar, “Dynamic sale prices for load serving entity’s risk based profit maximization,” *Electric Power Systems Research*, vol. 201, p. 107544, 2021.
- [14] S. Wang, S. Bi, and Y.-J. A. Zhang, “Demand Response Management for Profit Maximizing Energy Loads in Real-Time Electricity Market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6387– 6396, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2827401.
- [15] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. 2009. doi: 10.2460/javma.241.7.898.
- [16] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [17] M. Ahlstrom *et al.*, “The Evolution of the Market: Designing a Market for High Levels of Variable Generation,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 6, pp. 60–66, Nov. 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2458755.
- [18] M. Keay, “Electricity markets are broken—can they be fixed?,” 2016.
- [19] D. Newbery, M. G. Pollitt, R. A. Ritz, and W. Strielkowski, “Market design for a high-renewables European electricity system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 695–707, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>.
- [20] P. L. Joskow, “Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience,” *Oxf Rev Econ Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 291–331, 2019.
- [21] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche, and E. Sorin, “Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 367–378, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>.
- [22] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*. John Wiley & Sons, 2018.
- [23] M. R. Hesamzadeh and Darryl R. Biggar, *The Economics of Electricity Markets*, 1st ed., vol. 1. Chichester: John Wiley & Sons, Incorporated, 2019. Accessed: Jan. 14, 2022. [Online]. Available: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2708/lib/upsal/detail.action?docID=1734299&query=Electricity+markets>
- [24] M. Bichler *et al.*, “Electricity markets in a time of change: A call to arms for business research,” *Schmalenbach Journal of Business Research*, pp. 1–26, 2022.
- [25] J. Hu, R. Harmsen, W. Crijns-Graus, E. Worrell, and M. van den Broek, “Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2181–2195, 2018, doi:

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.028>.
- [26] A. J. Conejo and R. Sioshansi, "Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, pp. 520–530, 2018.
- [27] A. V. Ramesh and X. Li, "Reducing congestion-induced renewable curtailment with corrective network reconfiguration in day-ahead scheduling," in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2020, pp. 1–5.
- [28] N. Ryan, "The competitive effects of transmission infrastructure in the indian electricity market," *Am Econ J Microecon*, vol. 13, no. 2, pp. 202–242, 2021.
- [29] S. Ø. Ottesen, A. Tomasgard, and S.-E. Fleten, "Multi market bidding strategies for demand side flexibility aggregators in electricity markets," *Energy*, vol. 149, pp. 120–134, 2018.
- [30] A. Cuervo-Cazurra, A. Gaur, and D. Singh, "Pro-market institutions and global strategy: The pendulum of pro-market reforms and reversals," *J Int Bus Stud*, vol. 50, no. 4, pp. 598–632, 2019.
- [31] J. L. Prol, K. W. Steininger, and D. Zilberman, "The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market," *Energy Econ*, vol. 85, p. 104552, 2020.
- [32] A. Sumper, *Micro and local power markets*. John Wiley & Sons, 2019.
- [33] P. Cramton, "Electricity market design: the good, the bad, and the ugly," in *36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2003. Proceedings of the*, 2003, pp. 8 pp.-. doi: 10.1109/HICSS.2003.1173866.
- [34] D. Gan, D. Feng, and J. Xie, "Electricity Markets and Power System Economics offices energy provider operator consumer devices industries," 2019.
- [35] T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan, and A. D. Papalexopoulos, "Pricing energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 339–347, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2003.820701.
- [36] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, "Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador," in *PROCEEDINGS of the 2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention*, 2015, no. Concapan XXXV, pp. 373–378. [Online]. Available: www.proceedings.com
- [37] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, "Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [38] A. S. A. el Enien, "Efficient electricity markets," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2013.6652391.
- [39] S. Clò and E. Fumagalli, "The effect of price regulation on energy imbalances: A Difference in Differences design," *Energy Econ*, vol. 81, pp. 754–764, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.008>.
- [40] P. Cramton, "Electricity market design.," *Oxf Rev Econ Policy*, vol. 33, no. 4, 2017.

- [41] J. Seifert and M. Uhrig-Homburg, "Modelling jumps in electricity prices: theory and empirical evidence," *Review of Derivatives Research*, vol. 10, no. 1, pp. 59–85, 2018.
- [42] R. Philipsen, G. Morales-España, M. de Weerd, and L. de Vries, "Trading power instead of energy in day-ahead electricity markets," *Appl Energy*, vol. 233–234, pp. 802–815, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.205>.
- [43] P. González, J. Villar, C. A. Díaz, and F. A. Campos, "Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends," *Electric Power Systems Research*, vol. 109, pp. 101–111, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.12.013>.
- [44] A. Jokić, "Price-based optimal control of electrical power systems," *undefined*, 2005, doi: 10.6100/IR629297.
- [45] T. G. Hlalele, R. M. Naidoo, J. Zhang, and R. C. Bansal, "Dynamic economic dispatch with maximal renewable penetration under renewable obligation," *Ieee Access*, vol. 8, pp. 38794–38808, 2020.
- [46] A. Aguila Téllez, "OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN," *Tesis de Doctorado*, vol. 2021-06–15, p. 105 páginas, 2021, doi: <http://hdl.handle.net/20.500.11912/8699>.
- [47] L. Ortiz-Matos, A. Aguila-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sanchez, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," *IOP Conf Ser Earth Environ Sci*, vol. 73, no. 1, p. 012020, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012020.
- [48] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, "Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [49] S. M. Medina and A. Aguila, "Óptima Compensación de Potencia Reactiva en Redes de Distribución Radiales considerando periodo de diseño Optimal Compensation of Reactive Power in Radial Distribution Networks considering design period," *2019 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, pp. 108–115, 2019, doi: 10.1109/INCISCOS49368.2019.00026.
- [50] A. A. Téllez, A. Robayo, I. Isaac, G. López, and J. González, "Optimal sizing of distribution transformers using exhaustive search algorithm," *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the energy Transition (FISE/CIGRE)*, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984965.
- [51] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, "Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review," *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [52] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, "Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm," *Heliyon*, vol. 7,

- no. 9, p. e08061, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e08061.
- [53] K. Nghitevelekwa and R. C. Bansal, "A review of generation dispatch with large-scale photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 615–624, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.035>.
- [54] X. Cui and Y. Yan, "Economic dispatching problem with group and resource considerations," in *Proceedings of the 2012 24th Chinese Control and Decision Conference, CCDC 2012*, 2012, pp. 4114–4117. doi: 10.1109/CCDC.2012.6244658.
- [55] Z. Xin-gang, Z. Ze-qi, X. Yi-min, and M. Jin, "Economic-environmental dispatch of microgrid based on improved quantum particle swarm optimization," *Energy*, vol. 195, p. 117014, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117014.
- [56] J. Zhu *et al.*, "Two stage approach for economic power dispatch," *IEEE Power and Energy Society 2018 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES*, vol. 1, 2018, doi: 10.1109/PES.2008.4596846.
- [57] D. Shelar, P. Sun, S. Amin, and S. Zonouz, "Compromising Security of Economic Dispatch in Power System Operations," *Proceedings - 47th Annual IEEE/IFIP International Conference on Dependable Systems and Networks, DSN 2017*, pp. 531–542, Aug. 2017, doi: 10.1109/DSN.2017.60.
- [58] R. Kiesel and M. Kusterman, "Structural models for coupled electricity markets," *Journal of Commodity Markets*, vol. 3, no. 1, pp. 16–38, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2016.07.007>.
- [59] Y. Li and P. C. Flynn, "Deregulated power prices: comparison of volatility," *Energy Policy*, vol. 32, no. 14, pp. 1591–1601, 2017, doi: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00130-7](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00130-7).
- [60] R. Huisman, C. Huurman, and R. Mahieu, "Hourly electricity prices in day-ahead markets," *Energy Econ*, vol. 29, no. 2, pp. 240–248, 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2006.08.005>.
- [61] A. Escribano, J. Ignacio Peña, and P. Villaplana, "Modelling electricity prices: International evidence," *Oxf Bull Econ Stat*, vol. 73, no. 5, pp. 622–650, 2021.
- [62] L. Clewlow and C. Strickland, *Energy derivatives: pricing and risk management*. Lacima Publ., 2016.
- [63] A. D. Lee and Z. Usman, "Taking stock of the political economy of power sector reforms in developing countries: a literature review," *World Bank Policy Research Working Paper*, no. 8518, 2018.
- [64] M. Bierbrauer, C. Menn, S. T. Rachev, and S. Trück, "Spot and derivative pricing in the EEX power market," *J Bank Financ*, vol. 31, no. 11, pp. 3462–3485, 2019.
- [65] P.-H. Kuo and C.-J. Huang, "An electricity price forecasting model by hybrid structured deep neural networks," *Sustainability*, vol. 10, no. 4, p. 1280, 2018.
- [66] 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.
- [67] P. Ralon, "Energías renovables : los costos verdaderos," *IRENA*, pp. 2–21, 2018.
- [68] 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/>
- [69] CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), “Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica,” *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*, vol. 2, p. 206, 2022.
- [70] G. Guthrie and S. Videbeck, “Electricity spot price dynamics: Beyond financial models,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 11, pp. 5614–5621, 2017.
- [71] H. Bessembinder and M. L. Lemmon, “Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets,” *J Finance*, vol. 57, no. 3, pp. 1347–1382, 2021.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 18: Matriz de estado del arte.

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA																						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Despacho de generación	Abastecimiento de la demanda	Optimización no lineal	Beneficio neto por venta de energía	Fuentes renovables	Determinación de los tipos de generación	Asignación de parámetros de la	Modelo de optimización para maximizar el beneficio neto de venta de energía	Modelado del recurso primario de las energías renovables	Restricciones del recurso primario	Restricción para abastecimiento de la	Restricción operativa de los generadores	Restricción de rampas de los	Modelamiento de los tipos de	Determinación de los parámetros de la	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y	Despacho de las unidades de generación	Beneficio neto de venta de energía
1	2019	Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	2017	Electricity Markets : Theories and Applicatio	60	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	2019	The long-term impacts of carbon and variable renewable energy policies on electricity markets	38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	2020	Determining Factors and Scenarios of Influence on Consumer Migration from the Regulated Market to the Deregulated Electricity Market	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	2021	A Multiagent Competitive Bidding Strategy in a Pool- Based Electricity Market With Price-Maker Participants of WPPs and EV Aggregators	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	2016	The electricity balancing market: Exploring the design challenge	66	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2019	Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	2018	Electricity markets around the world	83	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	2019	Pricing in multi-interval real-time markets	29	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA

DATOS		TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho de generación	Abastecimiento de la demanda	Optimización no lineal	Beneficio neto por venta de energía	Fuentes renovables	Determinación de los tipos de generación	Asignación de parámetros de la generación	Modelo de optimización para maximizar el beneficio neto de venta de energía	Modelado del recurso primario de las energías renovables	Restricciones del recurso primario	Restricción para abastecimiento de la carga	Restricción operativa de los generadores	Restricción de rampas de los generadores	Modelamiento de los tipos de generación	Determinación de los parámetros de la generación	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Beneficio neto de venta de energía	Abastecimiento de la carga	Evaluación de los costos ingresos y beneficios ^m
11	2019	Stochastic market clearing with revenue sufficiency constraints	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	2021	Renewable Energy and Equilibrium Hedging in Electricity Forward Markets	8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	2021	Dynamic sale prices for load serving entity's risk based profit maximization	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2018	Demand Response Management for Profit Maximizing Energy Loads in Real-Time Electricity Market	62	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	2018	Electric energy systems: analysis and operation	860	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2015	The Evolution of the Market: Designing a Market for High Levels of Variable Generation	48	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2016	Electricity markets are broken—can they be fixed?	76	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2018	Market design for a high-renewables European electricity system	238	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2019	, “Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience	122	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2019	Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review,”	515	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	2018	Fundamentals of power system economics.	2106	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2015	Capacity markets: review and a dynamic assessment of demand-curve approaches	27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA

DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA								
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho de generación	Abastecimiento de la demanda	Optimización no lineal	Beneficio neto por venta de energía	Fuentes renovables	Determinación de los tipos de generación	Asignación de parámetros de la	Modelo de optimización para maximizar el beneficio neto de venta de energía	Modelado del recurso primario de las energías renovables	Restricciones del recurso primario	Restricción para abastecimiento de la	Restricción operativa de los generadores	Restricción de rampas de los	Modelamiento de los tipos de	Determinación de los parámetros de la	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y	Despacho de las unidades de generación	Beneficio neto de venta de energía	Abastecimiento de la carga	Evaluación de los costos ingresos y
24	2018	Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design	167	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
25	2018	Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs	76	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
26	2020	Reducing congestion-induced renewable curtailment with corrective network reconfiguration in day-ahead scheduling	7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2021	The competitive effects of transmission infrastructure in the indian electricity market	90	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2018	Multi market bidding strategies for demand side flexibility aggregators in electricity markets	92	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	2019	Pro-market institutions and global strategy: The pendulum of pro-market reforms and reversals	94	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2020	The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market	81	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2019	Micro and local power markets	21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2020	Electricity market design: the good, the bad, and the ugly	161	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
33	2019	Electricity Markets and Power System Economics offices energy provider operator consumer devices industries	41	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
34	2020	Pricing energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow	305	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

35	2017	Efficient electricity markets	266	€	□	□	□	□	□	€	□	□	□	€	€	□	□	€	□	□	€	□	□
36	2019	The effect of price regulation on energy imbalances: A Difference in Differences design	17	€	□	□	€	□	□	€			□			€				□		□	€

DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASADO EN LA INCIDENCIA DE PRECIOS DINÁMICOS EN EL MERCADO DE ENERGÍA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Despacho de generación	Abastecimiento de la demanda	Optimización no lineal	Beneficio neto por venta de energía	Fuentes renovables	Determinación de los tipos de generación	Asignación de parámetros de la demanda	Modelo de optimización para maximizar el beneficio neto de venta de energía	Modelado del recurso primario de las energías renovables	Restricciones del recurso primario	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricción de rampas de los generadores	Modelamiento de los tipos de generadores	Determinación de los parámetros de la demanda	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Beneficio neto de venta de energía	Abastecimiento de la carga	Evaluación de los costos ingresos y beneficios
50	2017	Hourly electricity prices in day-ahead markets	276																					
51	2021	Modelling electricity prices: International evidence	249																					
52	2016	Energy derivatives: pricing and risk management.	839																					
53	2018	Taking stock of the political economy of power sector reforms in developing countries: a literature review	35																					
54	2018	An electricity price forecasting model by hybrid structured deep neural networks	133																					
55	2019	Spot and derivative pricing in the EEX power market	238																					
56	2017	Economic dispatch of thermal generation	30																					
57	2018	Energías renovables: los costos verdaderos	21																					
58	2019	Plan Maestro de Electricidad 2019-2027	5																					
59	2022	Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica	12																					
60	2020	Electricity spot price dynamics: Beyond financial models	117																					
61	2021	Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets	8																					
CANTIDAD:				20	11	11	12	16	9	8	11	8	7	5	9	7	4	10	9	9	11	14	12	11

7.2 Resumen de Indicadores

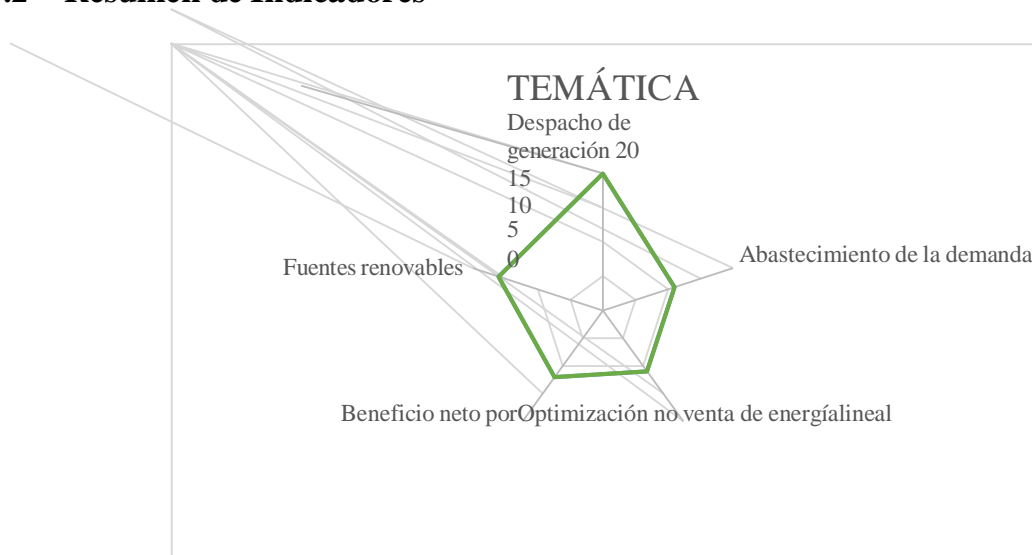


Figura 13. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

Figura 14. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

SOLUCIÓN DADA MEDIANTE





Figura 15. Indicador de solución - Estado del arte.