

**MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL
SISTEMA DE GENERACIÓN**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL
SISTEMA DE GENERACIÓN**

**AUTOR:
LUIS ENRIQUE MENDOZA LUGMAÑA**

**TUTOR:
JUAN ALBERTO BUCHELI ÁVILA**

Quito, enero 2022

Datos de Catalogación Bibliográfica

Luis Enrique Mendoza Lugmaña

MODELO MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2022

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Luis Enrique Mendoza Lugmaña (Y'1995-JUL'14). Realizó sus estudios de nivel secundario en Colegio Nacional Juan de Salinas. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su investigación está basada en establecer una planificación óptima de la expansión del parque generador, a través de la elaboración de un modelo de optimización que considera funciones objetivo relacionadas con los costos asociados a la construcción y producción de las centrales de generación y los relacionados con el impacto ambiental.

lmendozal@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Juan Alberto Bucheli Ávila (Y'1960-M'01). Se Graduó de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Politécnica Salesiana y Magister en Gestión de Energías en la Universidad Técnica de Cotopaxi. Actualmente se desempeña como docente titular auxiliar nivel 1 en la Universidad Politécnica Salesiana. Áreas de interés: Energía eólica, Energía renovable, Máquinas eléctricas, Generación distribuida, Energía Fotovoltaica.

jbucheli@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

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Juan Alberto Bucheli Ávila declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *MODELO MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN* realizado por Luis Enrique Mendoza Lugmaña, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., enero de 2022



.....

Juan Alberto Bucheli Ávila.

C.C.: 1706576210

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Luis Enrique Mendoza Lugmaña, con documento de identificación N° 1721083481, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Quito, D.M., enero de 2022



.....

Luis Enrique Mendoza Lugmaña

C.C.: 1721083481

ÍNDICE GENERAL

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Introducción | 2 |
| 2 | Marco teórico | 4 |
| 2.1 | Planificación del sector eléctrico..... | 4 |
| 2.2 | Planificación de la expansión multiobjetivo | 12 |
| 3 | Formulación Multiobjetivo | 15 |
| 3.1 | Modelamiento de las funciones objetivo..... | 15 |
| 3.2 | Restricción para abastecimiento energético de la demanda | 16 |
| 3.3 | Restricción para abastecimiento de la reserva..... | 16 |
| 3.4 | Restricción sobre disponibilidad energética de las centrales | 16 |
| 3.5 | Restricción sobre capacidad máxima de centrales hidráulicas..... | 17 |
| 3.6 | Restricción sobre capacidad máxima de las centrales..... | 17 |
| 4 | Estudio práctico del modelo | 17 |
| 4.1 | Demanda eléctrica | 17 |
| 4.2 | Centrales de generación | 18 |
| 4.3 | Óptimo de Pareto por satisfacción difusa..... | 19 |
| 4.4 | Sistemática para resolución..... | 20 |
| 4.5 | Escenarios de estudio | 21 |
| 5 | Análisis de resultados..... | 21 |
| 5.1 | Escenario base | 22 |
| 5.2 | Escenario dos..... | 23 |
| 5.3 | Comparación de escenario | 26 |
| 6 | Conclusiones | 27 |
| 6.1 | Trabajos futuros..... | 28 |
| 7 | Referencias | 28 |
| 7.1 | Matriz de Estado del Arte..... | 35 |
| 7.2 | Resumen de Indicadores..... | 42 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Planificación de la expansión de generación considerando el costos totales y emisiones de carbono. | 3 |
| Figura 2. Resumen de las etapas de planificación del SE. | 5 |
| Figura 3. Esquema de planeación de corto plazo. | 6 |
| Figura 4. Esquema de planeación de mediano plazo. | 6 |
| Figura 5. Esquema de planeación de largo plazo. | 7 |
| Figura 6. Utilidad de la demanda en los sistemas eléctricos y su planificación. | 8 |
| Figura 7. Factores considerados en la proyección de la demanda. | 8 |
| Figura 8. Escenarios de la generación y la demanda en el plan de expansión | 10 |
| Figura 9. Conjunto inicial y objetivo que representan el Óptimo de Pareto. | 13 |
| Figura 10. Vectores óptimos y débiles en el frente de Pareto. | 13 |
| Figura 11. Curva de duración de la carga año base. | 18 |
| Figura 12. Capacidad Instalada para la expansión – Escenario base | 22 |
| Figura 13. Potencia asignada para la expansión – Escenario base. | 22 |
| Figura 14. Energía asignada para la expansión (MWh) – Escenario base. | 23 |
| Figura 15. Frente de Pareto – Escenario dos. | 24 |
| Figura 16. Capacidad Instalada para la expansión – Escenario dos. | 25 |
| Figura 17. Potencia asignada para la expansión – Escenario dos. | 25 |
| Figura 18. Energía asignada para la expansión (MWh) – Escenario dos. | 26 |
| Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. | 42 |
| Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte. | 43 |
| Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte. | 43 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Datos técnicos de la demanda base. | 18 |
| Tabla 2. Datos de la demanda para la expansión. | 18 |
| Tabla 3. Datos técnicos de los generadores hidroeléctricos y ERNC. | 18 |
| Tabla 4. Datos económicos de los generadores hidroeléctricos y ERNC. | 18 |
| Tabla 5. Datos técnicos de los generadores térmicos. | 19 |
| Tabla 6. Datos económicos de los generadores térmicos. | 19 |
| Tabla 7. Factores energéticos de los generadores térmicos. | 19 |
| Tabla 8. Factores conversión ambiental de CO ₂ de los generadores térmicos. | 19 |
| Tabla 9. Actividades sistemáticas. | 20 |
| Tabla 10. Capacidad seleccionada para la expansión de generación – Escenario Base. . | 22 |
| Tabla 11. Despacho de potencia de las centrales – Escenario Base. | 22 |
| Tabla 12. Despacho de energía de las centrales – Escenario Base. | 23 |
| Tabla 13. Costos de Inversión y Operación en valor presente – Escenario Base. | 23 |
| Tabla 14. Metodología epsilon – Escenario dos. | 24 |
| Tabla 15. Máximos y mínimos de las funciones – Escenario dos. | 24 |
| Tabla 16. Funciones de pertinencia – Escenario dos. | 24 |
| Tabla 17. Capacidad seleccionada para la expansión de generación – Escenario dos. | 25 |
| Tabla 18. Despacho de potencia de las centrales – Escenario dos. | 25 |
| Tabla 19. Despacho de energía de las centrales – Escenario dos. | 26 |
| Tabla 20. Costos de Inversión y Operación en valor presente – Escenario dos. | 26 |
| Tabla 21. Comparativo de capacidad. | 27 |
| Tabla 22. Comparativo de Costos y Emisiones. | 27 |
| Tabla 23. Matriz de estado del arte | 35 |

MODELO MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Resumen

La investigación que se ha elaborado en el presente trabajo está orientada a la planificación de la ampliación de los sistemas de generación, considerando diversas fuentes de energía eléctrica, incluyendo las energías renovables, actividad fundamental ya que garantiza desde el punto de vista técnico y económico, sin dejar de lado un comportamiento ambientalmente sustentable. Por lo expuesto, la presente investigación se orienta la óptima planificación de la expansión del parque generador, usando un modelo matemático de optimización con dos funciones objetivo, la primera función considera los costos de construcción y producción evaluados en valor presente de las centrales de generación; y, la segunda asociada a la emisión de CO₂, todo esto para abastecer la demanda de energía eléctrica evaluada en un período de cinco años, la cual encuentra dividida en cuatro bloques que constituyen la curva de duración de la carga. El modelo de optimización corresponde a un problema de programación no lineal que será resuelto mediante el software GAMS y los resultados permitirán establecer conclusiones sobre los aspectos técnicos, económicos y ambientales en la planificación de la generación de electricidad.

Palabras Clave: Fuentes de energía renovable, Planificación de generación de energía, Optimización, Sistemas de potencia, Economía ambiental e Impuesto al carbono.

Abstract

The research that has been carried out in this work is aimed at planning the expansion of generation systems, considering various sources of electrical energy, including renewable energies, a fundamental activity since it guarantees from a technical and economic point of view, without neglecting an environmentally sustainable behavior. Therefore, the present investigation is oriented to the optimal planning of the expansion of the generating park, using a mathematical model of optimization with two objective functions, the first function considers the construction and production costs evaluated in present value of the generation plants ; and, the second, associated with the emission of CO₂, all this to supply the demand for electrical energy is committed in a period of five years, which is divided into four blocks that constitute the load duration curve. The optimization model corresponds to a non-linear programming problem that will be solved using the GAMS software and the results will allow conclusions to be reached on the technical, economic and environmental aspects in the planning of electricity generation.

Keywords: Renewable energy sources, Power generation planning, Optimization, Power systems, Environmental economics and Carbon tax.

1 Introducción

Actualmente, la producción de la energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda es uno de los temas importantes a nivel mundial, dado que tiene efectos significativos en muchos aspectos en la cadena productiva de una nación y en el bienestar social de la población. En este contexto, es necesario señalar que, dada la relevancia del tema, éste ha sido tratado como un aspecto crítico por parte de los gobiernos [1]. El tipo de energía más común es la energía eléctrica por su rápido transporte y fácil conversión, la producción de energía en sus inicios empleó los recursos energéticos tales como los combustibles fósiles que se usaron en las centrales eléctricas de gas natural, vapor y carbón [2], las cuales hasta el momento son usadas y brindan firmeza y confiabilidad a los sistemas eléctricos, sin embargo, la producción de una gran cantidad de gases de efecto invernadero en los últimos años ha conllevado a impactos perjudiciales sobre el ambiente, razón por la cual, otro tema a considerar en la producción de energía eléctrica es la reducción de carbono fomentando las fuentes intermitentes como son las que usan recursos energéticos renovables [3], los cuales tienen un enorme potencial para mejorar la diversidad en el suministro de energía, la generación renovable a partir de energía eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica, biomasa y geotermia está creciendo rápidamente para cumplir los ambiciosos objetivos de reducción de las emisiones de carbono [4]. La energía eléctrica producida empleando recursos renovables, como ya se mencionó, es respetuosa con el ambiente, lo cual es concordante con lo acordado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y lo expuesto en el Acuerdo Climático de París [1].

El Acuerdo de París de 2015 instó a la comunidad internacional a apoyar una transición a un sistema energético de bajas emisiones. Como se pide en el Acuerdo, los formuladores de políticas deben establecer regulaciones para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que reflejen la realidad de sus sociedades para cumplir con las contribuciones determinadas a nivel nacional para combatir el cambio climático [5]. En este sentido, el riesgo climático ha surgido como un factor potencial nuevo y significativo para la planificación de la expansión de la generación (PEG) a largo plazo. El propósito de la PEG radica en determinar el tamaño y el momento de las inversiones en la expansión de la capacidad de las fuentes de generación para satisfacer de forma segura las demandas futuras [6]. Las fuentes de energía tienen diferentes perfiles de riesgo en términos de características operativas, costos de combustible y producción, emisiones de GEI, avances tecnológicos y estabilidad de la producción. Por lo tanto, sopesar los méritos y deméritos relativos dada una restricción presupuestaria es vital para una mejor planificación energética a largo plazo y esfuerzos de mitigación del clima [7].

Dado lo citado, para el horizonte de planificación a largo plazo es necesario determinar las nuevas unidades de generación para el abastecimiento de una demanda de energía proyectada, para lo cual debe resolverse el denominado problema de Planificación de Expansión de Generación (PEG) [8]. Bajo el supuesto de que la demanda aumenta de forma proyectada en varios casos, un error en la selección de los proyectos de generación, conllevará a un sobre costo que deberá ser asumido por la demanda o en su defecto se producirá un déficit en el abastecimiento lo cual conllevará a valorar el costo social con costos altos que se conocen como costos de

energía no suministrada [9]. La PEG ha sido un reto por una variedad de motivaciones, entre las cuales se destacan: los datos de entrada de incertidumbre en la estimación de la demanda de electricidad, las características financieras y técnicas del crecimiento de la tecnología de generación, los plazos de entrega para la construcción y las normas gubernamentales [10], la Figura 1 muestra de forma generalizada la PEG.

Por lo descrito, la planificación de las ampliaciones o expansiones de los sistemas eléctricos de potencia en la actividad de generación considerando diversas tecnologías y fuentes de energía ha atraído gran interés sobre todo cuando se han incorporado fuentes de energía de tipo intermitente como son las energías renovables [11]. Los retos que se plantean en la interoperabilidad de las diversas fuentes de energía para la producción de electricidad acentúan la necesidad de tener

en cuenta la flexibilidad operativa como parte integral de los modelos de planificación de sistemas de generación eléctrica [12]. La flexibilidad operativa es una particularidad específica del sistema de generación que se relaciona notablemente con sus capacidades de celeridad para responder adecuadamente a los cambios en la carga. Dicha variación de carga se está acrecentando en los sistemas eléctricos modernos debido a los patrones cambiantes de los usuarios impulsados por dispositivos inteligentes, el aumento de la producción de energía renovable, la implementación esperada de vehículos eléctricos con capacidades de interactuar con la red, el propio incremento de la demanda, entre otros [13].

Los problemas matemáticos para determinar la PEG se han formulado principalmente como problemas de optimización restringidos de un solo objetivo asociado a la minimización de

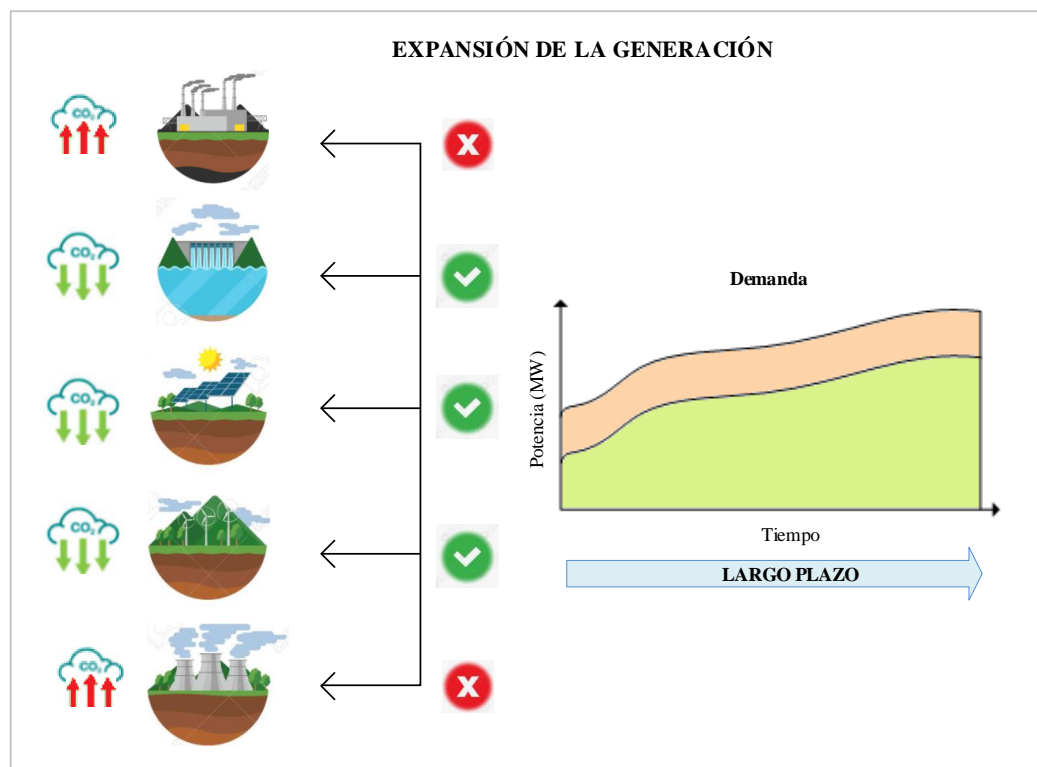


Figura 1. Planificación de la expansión de generación considerando el costos totales y emisiones de carbono [autor].

costos, es así que, en [14] se propuso un modelo integrado de planificación de la expansión de la generación con bajas emisiones de carbono, que integra y formula los impactos de varios factores de bajas emisiones de carbono a través de pesos. En [15] se propuso un modelo integral de planificación de la generación con una función objetivo adecuadamente modificada y restricciones adicionales considerando el comercio de emisiones de carbono y el impuesto al carbono. En [16] y [17], se propuso un modelo de planificación de generación con equipo de captura de carbono, y los resultados del modelo demostraron que se puede lograr una reducción del 90% de las emisiones de carbono en contraprestación de una pequeña cantidad de consumo de energía. Por otra parte, en [18] se presentó un modelo de planificación de generación basado en las características operativas de los equipos de captura de carbono, que consideró las emisiones de carbono y las limitaciones primarias de suministro de carbón. Un modelo que consideraba los beneficios económicos y medioambientales, basado en la optimización de las decisiones de inversión y la operación de optimización de escala de tiempo múltiple se presenta en [19].

Bajo las premisas expuestas para la resolución de la PEG, la investigación que se desarrollará se enfatiza en el desarrollo de un modelo multiobjetivo para la expansión dinámica del sistema de generación, el cual determinará la óptima planificación de la expansión del parque generador, que considera dos funciones objetivo relacionadas con los costos de construcción y producción de las centrales de generación y las emisiones de CO₂, por tanto el documento se encuentra estructurado de la siguiente manera: i) unidad 2 muestra el marco conceptual conducente a la PEG; ii) La unidad 3 detalla el modelado matemático de

optimización para resolver la PEG con múltiples objetivos; iv) La unidad 4 presenta los casos prácticos desarrollados; v) La unidad 5 establece los resultados y su análisis; y, en su parte final se pormenorizan las conclusiones y trabajos futuros.

2 Marco teórico

La gran importancia de la planificación del sector eléctrico, implica que las decisiones que se tomen afecten a grandes recursos, y que se generen riesgos económicos para las compañías eléctricas y la economía en general, por esta razón en [20]–[22] se desarrollan estudios en base a técnicas que permiten facilitar e incorporar aspectos técnicos y económicos en modelos de optimización para resolver los problemas que envuelven a la planificación de la generación, transmisión, distribución y estudios sobre el comportamiento de la demanda. Partiendo de este punto en [23]–[25] se han realizado trabajos que se esfuerzan por implementar externalidades importantes en la planificación como son los beneficios ambientales y sociales por lo tanto la iniciativa de la presente investigación se concentra en planificar óptimamente la expansión de generación, a través de una modelación óptima que considera las funciones objetivo relacionadas con los costos totales de producción y los relacionados con el impacto ambiental, y a continuación se describe un análisis con las fuentes de consulta teórica para alimentar el comienzo de la investigación y dar forma al modelo multiobjetivo a implementar para planificación óptima de la expansión.

2.1 Planificación del sector eléctrico

El desarrollo económico y la gestión de la energía son un problema que es solventado en la planificación energética, aquí es

donde se establece como objetivo el planteamiento de estrategias basadas en condiciones políticas, ambientales, técnicas y económicas, para minimizar los costos en un horizonte de tiempo para el crecimiento en las etapas de los sistemas eléctricos, es decir en la generación, transmisión y distribución, tal proceso de expansión debe ser apropiado para abastecer la demanda pronosticada en el plazo de estudio [26], [27]. La planificación de los sistemas eléctricos tiene etapas que han sido resumidas en la Figura 2.

ETAPAS DE LA PLANIFICACIÓN

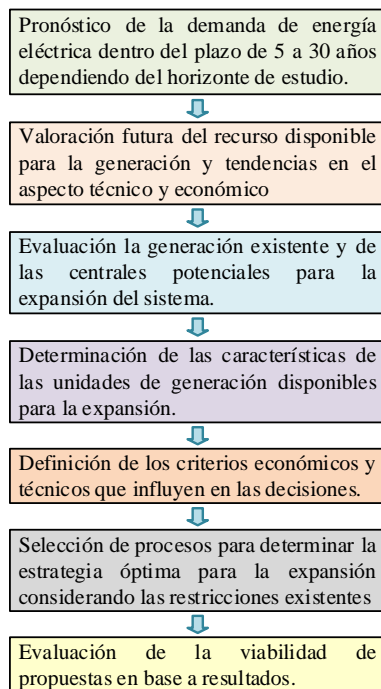


Figura 2. Resumen de las etapas de planificación del SE [26].

Las etapas descritas muestran la dependencia de los datos de aspectos económicos, técnicos y además de ambientales y políticos dependiendo del enfoque utilizado para operar el sector eléctrico, por este motivo existen un número cuantioso de variables involucradas para el problema de expansión y para ayudar al análisis se divide la planeación en ventanas de tiempo, cabe resaltar que los modelos

matemáticos de optimización sistematizan la información teniendo un papel valioso en dichos estudios [28].

2.1.1 Expansión del sistema eléctrico de potencia de potencia

El principal enfoque en la planificación es el abastecimiento de energía eléctrica a la demanda, debido a que constituye una problemática de todas las naciones en progreso debido a la contante adaptabilidad del sector industrial, residencial y comercial con el sistema energético [29]. Día a día es un desafío definir la planeación de la expansión del sistema eléctrico bajo el planteamiento de políticas energéticas que consideran un amplio espectro de estudio como es la instalación de nuevas unidades de generación o ampliación de la capacidad de las mismas, también la expansión de sistemas de transmisión, incorporación de sistemas de almacenamiento y demás equipos que están correlacionados con la expansión del sistema considerando que deben operar conjuntamente de manera óptima con las instalaciones existentes, la ejecución de este plan es consecuencia del crecimiento de la demanda energética para asegurar el abastecimiento eléctrico futuro de la misma considerando varios puntos focales como: los costos totales de operación e inversión, impacto ambiental y la participación de los recursos renovables sobre los no renovables, entre otros [30].

Existen parámetros que vuelven a la planificación de expansión un problema complejo, los principales factores son: la diversificada existencia de fuentes de energía que constituyen nuevas formas de generación eléctrica, la búsqueda por mitigar la contaminación y el crecimiento de la demanda que superan pronósticos analizados; adicionalmente algunos componentes ocasionan indecisión y requieren un abordaje riguroso debido a su

comportamiento, como: variabilidad de las cargas, cargabilidad del sistema de transmisión, flujos de potencia, intermitencia de ciertas unidades generadoras, volatilidad en precios de los combustibles y las características de los participantes en el mercado eléctrico [31].

2.1.1.1 Horizonte temporal de la planificación

Debido a la presencia de los varios enfoques ya mencionados donde cuyos objetivos son influenciar sobre decisiones de operación en la planificación dentro de un horizonte de tiempo, se puede segmentar a la planificación en tres etapas en función del plazo en que se ejecuta:

a) Corto plazo: en esta etapa el proceso los requerimientos de carga por parte de la demanda son provistos de forma inmediata en periodos de horas, días o semanas, en este horizonte de tiempo el despacho característico es horario y considera las decisiones de mediano plazo y largo plazo para cumplir con el objetivo de minimizar costos en función de restricciones técnicas y económicas en la operación. Por lo tanto, el fin de esta etapa es definir la programación potencia horaria que cada unidad de generación entregará a la demanda [23], [32]. En la Figura 3 se muestra el esquema para para la correcta planeación de corto plazo.

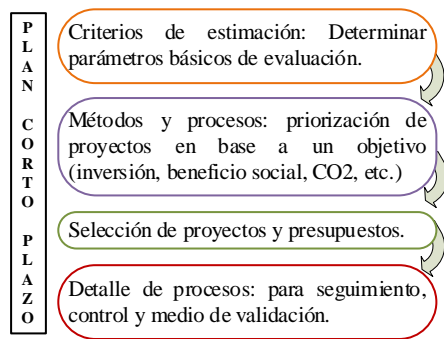


Figura 3. Esquema de planeación de corto plazo [23].

b) Mediano plazo: en este proceso se considera las características y limitaciones de las unidades participantes, gestión de los recursos, condiciones meteorológicas o causales externas, etc. Para involucrar las condiciones mencionadas en esta etapa el análisis requiere de un plan de riegos y provisión económica, considerando el plan de largo plazo como una programación de sustento y así apoyar al corto plazo con datos de evaluación económica, proyecciones de demanda y generación, valoraciones del recurso en que están basados los costos de operación para el correspondiente despacho [33]. En el mediano plazo el plan adecuado debe tener las características de la Figura 4.

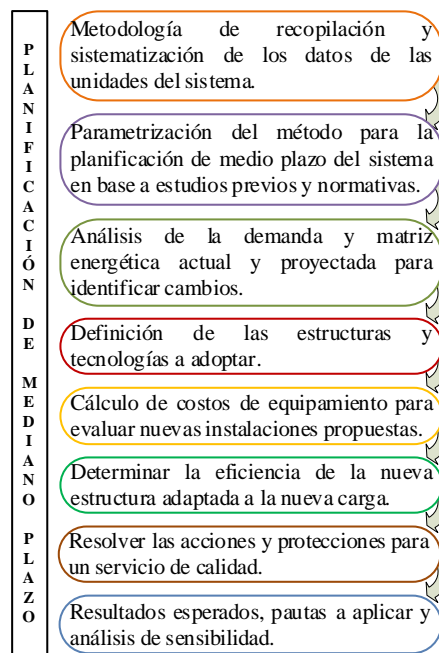


Figura 4. Esquema de planeación de mediano plazo [33].

c) Largo plazo: en esta etapa con el objetivo de salvaguardar la seguridad, confiabilidad, calidad y minimizar costos del sistema de potencia se define la capacidad de

generación aproximada comparada con los estudios de predicción de la carga futura en un plano temporal mayor a cinco años. Los estudios que se realizan en esta etapa permiten evaluar los ingresos que pueden tener las generadoras en base una oferta de costos proyectados [34], [35]. A razón de que en esta investigación se pretende realizar un modelo de expansión es necesario describir detalladamente las características que se muestran en la Figura 5 y los objetivos que este proceso de planificación tiene, y estos son [36]:

- El principal, abastecer la carga de la demanda pronosticada en un horizonte de tiempo largo, esto implica realizar eficientemente la expansión de la generación, transmisión y subtransmisión.
- Examinar los costos que conlleva la expansión en la generación y transmisión en capacidad.
- Tasar el comportamiento sistema con el ingreso de nuevas unidades de generación e infraestructura.

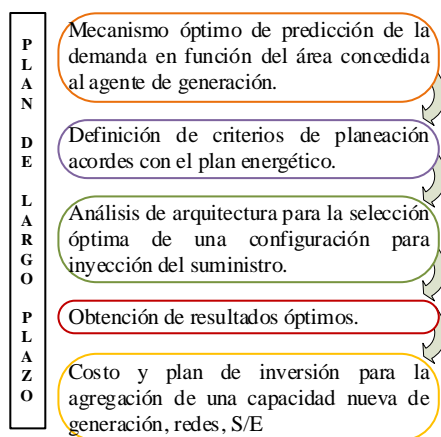


Figura 5. Esquema de planeación de largo plazo [34].

La planificación de expansión se centra mayormente de la generación debido a la adaptabilidad y a que los costos son significativamente elevados con respecto al capital de la inversión en el sistema de transmisión y mayor a un más con respecto a los subsistemas en la distribución, a esta última se la observa como carga y de su operación y planificación se encargan los operadores o distribuidoras, por esta razón los compendios que representan a este estudio son la demanda, el sistema de producción y el sistema de transporte existente y nueva [37].

2.1.1.2 Crecimiento de la demanda

La demanda crece de forma continua e impredecible por lo que los estudios de proyección de la demanda son sumamente importantes dentro de la planificación de expansión, se consideran hipótesis de crecimiento en función de agregación temporal de cargas particulares, valor porcentual tendencial del crecimiento de la demanda, adición de industrias básicas, implementación de proyectos eficientes, adición de bloques de carga en los proyectos energéticos y en las distribuidoras; las hipótesis definidas basadas en las medidas descritas logran que la capacidad de expansión se desarrolle bajo estrictas normas para optimizar los recursos integralmente. El nivel de certeza de la solución para el cálculo en los escenarios de estudio da robustez al plan de expansión enfrentando a la incertidumbre del crecimiento de la demanda y cumpliendo con el requerimiento de las cargas en potencia y energía en función de la evolución la carga real y a decisiones tomadas para la inclusión de proyectos energéticos adecuados [38].

El análisis de la demanda considera el comportamiento de consumo en intervalos de tiempo, para definir acciones que van del corto al largo plazo como el balance

energético, selección de unidades de generación, obtención del perfil de potencia de carga hasta planes de ampliación del sistema correspondientes a las etapas de la planificación, siendo este último el objetivo del presente estudio para la expansión de generación que pertenece al largo plazo, mostrando total dependencia del crecimiento de la demanda, como se observa en la Figura 6, es decir se visualiza que la demanda tiene una importante utilidad en la planificación para todas las estrategias dentro del sector eléctrico [39].

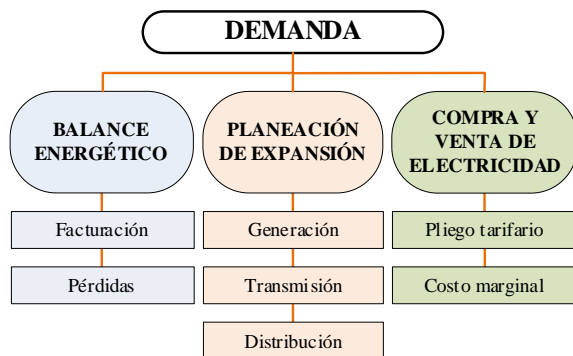


Figura 6. Utilidad de la demanda en los sistemas eléctricos y su planificación [39].

En un análisis temporal la curva de carga permite exponer tendencias en función del consumo horario para definir los valores máximos, mínimos y medios considerando el tipo de carga y los factores que influyen en la misma que se presentan en la Figura 7, estos son datos importantes para la definición del plan de expansión en el corto, medio y largo plazo.

Debido a la importancia de abastecer a la demanda pero también considerando la inestabilidad de la misma y del mercado energético los estudios de proyección para encontrar un patrón son complejos y se requiere de métodos estadísticos ajustables a variaciones dependientes de la energía o potencia, el cumplimiento de las proyecciones o porcentajes de variación con respecto a la potencia y energía real permiten cumplir con actividades

fundamentales de operación y poder visualizar un futuro óptimo de la operación de los sistemas de potencia basado en restricciones, variables e información confiable. La estimación correcta de la demanda de suministro eléctrico tiene dos niveles, el primero corresponde al operativo que se refiere a la proyección horaria hasta diaria, y la segunda es la estratégica que es la proyección para un plazo largo en la planificación para todos los tipos de carga; estos niveles de estudio de carga son para fijar la necesidad de energía eléctrica primaria, los consumos de sectores estratégicos, así como las pérdidas relacionadas, si este análisis no es racional puede ocasionar el desabastecimiento a los usuarios finales si es subestimada y si es sobre estimada se ve afectada la economía y los recursos energéticos por los altos costos y el largo plazo [40], [41].

Para el estudio realizado en el presente trabajo la demanda proyectada es estratégica y es calculada de forma estadística para encontrar una tasa de crecimiento que permita en base a estos valores qué tipo de generación abastecerá a los bloques de demanda.

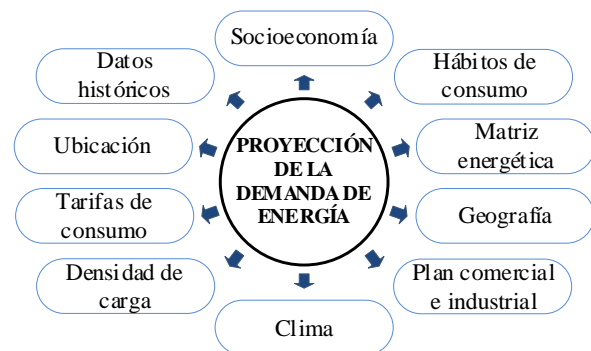


Figura 7. Factores considerados en la proyección de la demanda [39].

2.1.1.3 Expansión de la transmisión y subtransmisión (PET)

Para la expansión de la red de transmisión se consideran aspectos técnicos y económicos como: pérdidas de potencia activa y reactiva en los flujos de potencia

de la red, la magnitud de voltaje en las barras diferentes al voltaje nominal, crecimiento y decrecimiento de la demanda, costos de operación y mantenimiento, entre otros; el responsable de llevar a cabo estos estudios es el ente rector del sector o el planificador regulado debido a que es improbable que haya competencia ya que es un monopolio por naturaleza, esta entidad se basa en los aspectos citados y estándares requeridos para lograr una optimidad para la planificación de expansión [42].

La planificación de transmisión traza nuevos horizontes para el abastecimiento a la demanda de suministro eléctrico y es de suma importancia como la generación en la expansión debido a que es la razón por la que se evacua la energía producida e inversamente. Este sistema es representado en los modelos de planificación como enlaces entre nodos y que les corresponde un valor de pérdidas [43].

Las tareas de la planificación de la transmisión consideran lo siguiente [44]:

- Mitigar riesgos frente a eventos en el abastecimiento de la demanda.
- Eficiencia económica en la infraestructura, y que esta sea coherente con la matriz de energía y la planificación.
- Instaurar escenarios que beneficien a la oferta y la demanda para entregar energía a un costo mínimo.
- Presencia de modificaciones posibles en los medios existentes.
- Justificación económica y técnica de las instalaciones en función de la generación esperada máxima.
- Selección eficiente y coherente de la solución en el sistema de potencia con respecto a la transmisión.

Por lo tanto, el plan de expansión de transmisión se define en la acción de determinar del número de líneas y

subestaciones nuevas a incorporarse para optimizar y nivelar la energía hacia el usuario final basada en la expansión de la generación, niveles de fiabilidad y la proyección de la demanda para minimizar costos totales (operación, inversión y energía no suministrada) como función objetivo [45].

2.1.1.4 Expansión de los medios de generación (PEG)

Los estudios de expansión de la generación resuelven encontrar una solución robusta para la constitución de la matriz productiva, son parte de la planificación de largo plazo e impactan de manera directa a la sociedad y economía. Sus estudios son de alta complejidad, se caracteriza por ser no lineal y de gran escala debido a esto la solución o las soluciones deben ser exactas y precisas abarcando todas las restricciones como el nivel de operación, emisiones y seguridad, y las características de capacidad, tecnología y ubicación de las instalaciones para garantizar la factibilidad y enfrentar la incertidumbre del crecimiento de la carga [46], [47].

El objetivo de la planificación de la generación y en el que se basa la presente investigación es encontrar un modelo óptimo en la mayoría de los casos con la función objetivo minimizar costos totales o depende del caso de estudio como el presente que adicionalmente involucra costos ambientales por emisiones pretendiendo encontrar un punto óptimo que cumpla las funciones objetivo planteadas y restricciones involucradas, cumpliendo criterios de confiabilidad para entregar la energía a la demanda real y proyectada en el horizonte de tiempo a realizar la planificación para la decisión de ampliación de capacidad existente o incorporación de nuevas unidades de generación [45], [48].

El proceso de confección del plan de expansión tiene un horizonte de hasta

treinta años en intervalos de cinco años en base a distintos escenarios de oferta y demanda y toma en cuenta los aspectos siguientes: localización de focos de desarrollo energético, interconexiones internacionales o regionales, integración de generación distribuida y energía renovable, políticas ambientales y de eficiencia energética y finalmente la más importante la proyección de la demanda [49].

Para la solución de este problema existen diversos métodos de optimización como [50]:

- *Matemática:* se basa en una formulación descrita en el problema y mediante un procedimiento planteado se resuelve, su óptima solución depende de todos los aspectos relacionados que se incluyan y que deben simplificarse para que la resolución sea factible. Las técnicas más conocidas aplicadas son programación lineal, dinámica, entera mixta y no lineal.
- *Heurística:* este tipo de programación no requiere del usuario trabaja con información local usando normas lógicas y sensibilidades para optimizar, generando, evaluando y catalogando las estrategias de expansión, su tiempo de convergencia es largo.
- *Metaheurística:* este método es la combinación de los dos anteriores óptimamente.

El proceso de planificación se realiza óptimamente en base a la técnica seleccionada que en el presente caso es no lineal, se minimiza una función objetivo en este caso dos funciones objetivos relacionadas al costo del sistema de generación y al asociado a las emisiones de gases y elabora una programación para un

determinado tiempo de las centrales participantes para suplir un bloque de carga como se presenta en la Figura 8.

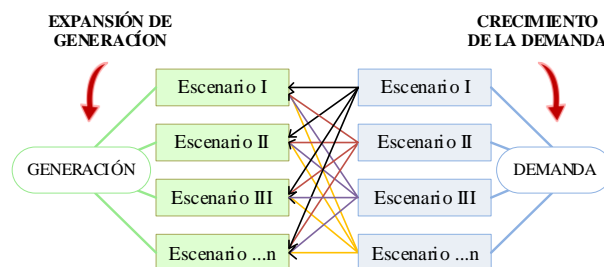


Figura 8. Escenarios de la generación y la demanda en el plan de expansión [48].

2.1.1.4.1 Impacto ambiental de los medios de generación

El sector energético consume una elevada cantidad de combustibles fósiles que al pasar del tiempo ha agravado los problemas ambientales por este motivo las energías renovables van ganando atención en el mercado eléctrico y se va propagando políticas que promuevan las energías limpias y reduciendo la necesidad de las grandes centrales eléctricas de carbón, gas, fuel oil, etc [51].

En el sector eléctrico para entregar el servicio a sus usuarios debe hacerlo cubriendo sus costos totales considerando la operación, perjuicios ambientales, impacto social asociados para que el proceso funcione eficientemente y sea transparente. Sin embargo, en la mayoría de procesos no consideran el impacto que causan en agentes externos a la producción de energía es decir típicamente las fuentes de energía convencional solo reflejan en sus precios los asociados a la operación, capital, combustible, mantenimiento, seguros y tasas de gravámenes, mientras que el impacto social y ambiental son sistematizados externamente esto quiere decir que recaen sobre el total de la demanda y no para los consumidores específicos; esto ocasiona que en el

mercado energético una torsión porque las fuentes de energía limpia no tienen incentivos y las de mayor impacto no son penalizadas por lo tanto no accedan a un esfuerzo por corregir, evitar o reparar el daño que ocasionan [52].

Los sistemas de producción evaluados en [53] permiten establecer una comparación y definir las principales unidades de generación que son de mayor impacto ambiental, y como es esperado las generadores térmicos sobresalen por los recursos primarios que utilizan para la generación como:

- Lignito: es un combustible que en el proceso de combustión produce altas cantidades de azufre.
- Carbón: en su combustión genera monóxido y dióxido de carbono que es el componente que ocasiona mayor perjuicio ambiental.
- Gas natural: tras la quema de este combustible se produce azufre, mercurio, monóxido y dióxido de carbono, pequeñas partículas y metano.
- Fuel oil: en su combustión emiten gases a la atmósfera altamente contaminantes como el dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y clorofluorocarbonos.
- Componentes nucleares: producen dióxido de azufre, óxidos nitrosos, mercurio, entre otros componentes de contaminación.

Estos componentes son los responsables de causar daños ambientales en el proceso de generación eléctrica, los impactos son [23]:

- Calentamiento global: debido a la concentración de gases contaminantes en la atmósfera la temperatura de la Tierra incrementa.
- Daño de la capa de ozono: la reducción de esta capa es por el

desbalance del oxígeno y ozono ocasionado por las emisiones de gases de la combustión y otros procesos.

- Eutrofización es el acopio de partículas en el agua lo que produce el crecimiento excesivo de organismos.
- Acidificación es la acidez en la atmósfera causada por el azufre y nitrógeno.
- Nieblas de contaminación son provocadas por la acumulación de azufre, nitrógenos y otros que condensan el agua y se evaporan.
- Radioactividad derivada de las centrales nucleares y es perjudicial para todo el entorno.
- Contaminación por residuos por las actividades de las centrales y demás etapas.
- Recursos energéticos agotándose por la explotación desmesurada para la generación.

Todos estos impactos afectan fuertemente al ambiente y a los seres vivos, estos son producidos en todas las etapas del sistema eléctrico y en especial en los medios de producción porque la contaminación es continua en todo el proceso desde la extracción del combustible, su procesamiento, transporte, construcción y adecuamiento de la central y la seguida explotación del recurso para la producción de energía. Existen acciones que pueden incorporarse para mitigar parcialmente la contaminación como implementar a los sistemas equipamiento que purifique con tratamientos el agua o los gases residuales, operar la central eficientemente con políticas que beneficien al ambiente o también pueden modificar la composición de los combustibles para reducir la contaminación. Estas acciones involucran un costo para las centrales, pero también

son valoradas a través de bonos que reducen costos para los sistemas de producción por la disminución de la emisión de gases contaminantes [54]. Debido a la importancia de proteger el medioambiente, en los estudios actualmente se incorpora consideraciones ambientales que en los problemas de optimización pueden representarse como funciones objetivo la minimización de los costos ambientales por emisiones, en el presente estudio se incorpora estos costos basados en la emisión de gases contaminantes en especial el dióxido de carbono ya que es uno de los más perjudiciales y que mayor incidencia tiene, en el modelo de optimización el impacto ambiental es representado por un costo y es una de las funciones objetivo a minimizar adicional a los demás involucrados en la expansión de generación.

2.2 Planificación de la expansión multiobjetivo

Como se definió anteriormente los modelos de optimización para planificar expandir la generación o cualquiera de las etapas del sistema en el correspondiente plazo de tiempo tienen como fin determinar la adecuada programación de las instalaciones disponibles y de las potenciales unidades a incorporarse que se direccionen a la reducción de los costos de inversión y operativos bajo restricciones de calidad y confiabilidad; considerando el enfoque del tema principal de este estudio para la expansión de generación se la analiza en el largo plazo por los altos costos de inversión, el invasivo impacto medioambiental y el plazo de recuperación económica.

La PEG consiste en proyectar la instalación de unidades de generación en un plano temporal, este problema responde a niveles operativos para decidir la operación de las generadoras frente a la demanda, y a niveles estratégicos para

decidir donde, cuando y cual planta de generación operará. Típicamente los modelos de planificación abordan un problema de minimización de costos para satisfacer a la demanda, pero nuevas versiones representan de forma realista el comportamiento del sistema y requieren modelaciones que incorporen múltiples objetivos simultáneos a parte del económico (costos de operación e inversión) como reducir las emisiones de gases contaminantes, mitigar riesgos, maximizar el beneficio social o la confiabilidad, también minimizar la compra de combustibles, minimizar el costo de los combustibles fósiles, entre otras y para cada conjunto de funciones tendrá un conjunto de soluciones óptimas, estas soluciones son representadas en un frente de Pareto para un análisis posterior para la selección del punto óptimo [55].

Una función objetivo que constituye un problema de optimización se resuelve al definir una única solución óptima, a diferencia del multiobjetivo que debido a sus funciones múltiples las soluciones son un conjunto no ordenado ni comparable entre sí, porque cada resultado obtenido constituye una mejora para un objetivo mientras que por otro lado en base al resto de funciones objetivo pueden deteriorar la misma respuesta, por lo tanto se obtiene la formación del frente de Pareto con soluciones óptimas guardando una relación de orden que posteriormente se requiere usar una metodología para obtener el óptimo de Pareto [56].

Las soluciones de un problema multiobjetivo en la planificación energética son halladas conjuntamente y todas son óptimas y se comprometen entre sí, pueden ser mejores en función de un objetivo pero no significa que supera a las demás y tampoco se puede creer que una sola satisface todos las funciones objetivo, por lo tanto la labor del operador del sistema eléctrico frente al conjunto de

soluciones óptimas es tomar decisiones con el apoyo de metodologías que permitan interpretar adecuadamente las necesidades del sistema de potencia que posteriormente abastecerán a una demanda pronosticada con las adecuadas unidades de generación incorporadas o ampliadas en un horizonte temporal [57].

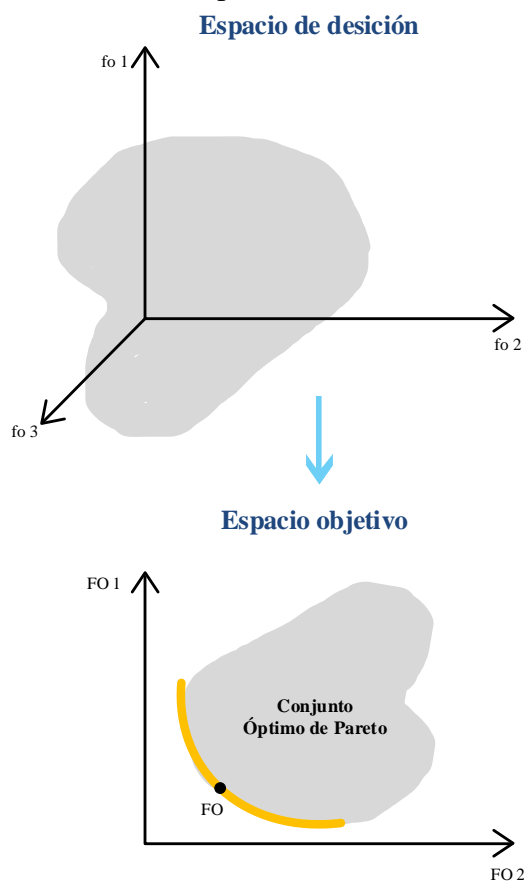


Figura 9. Conjunto inicial y objetivo que representan el Óptimo de Pareto [59].

Debido al amplio espacio de decisiones y que una sola solución no es óptima para los objetivos involucrados es necesario incluir métodos de análisis para una selección parcialmente ordenada extrayendo componentes que no pueden mejorar y más bien deterioran su respuesta con respecto a los demás objetivos del estudio entonces se puede concluir que frente a un conjunto infinito de soluciones se agrupa en un conjunto objetivo que involucra a todas las posibles soluciones de

satisfacción, en la Figura 9 se visualiza como se encuentra la optimalidad de Pareto para problemas multiobjetivo que de un espacio de decisión se reduce a un espacio de decisión de dimensión reducida que cumplen la optimalidad en función de los criterios y restricciones establecidas [58].

En base a la Figura 10 la formación del frente de Pareto óptimo cóncavo o convexo corresponde a los objetivos de la optimización del estudio se refiere a si se desea maximizar o minimizar las funciones, cabe resaltar que todas son soluciones, y todas deben ser comunes es decir si una se minimiza las demás también o matemáticamente se deben representar como negativas ($-f$) y se procede con la solución en función el método elegido [60].

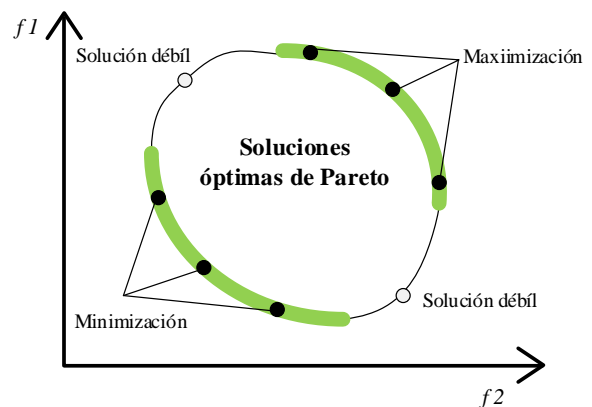


Figura 10. Vectores óptimos y débiles en el frente de Pareto [60].

El procedimiento detallado es usado actualmente en el sector eléctrico para incluir factores relevantes en su operación, en el caso del presente trabajo para establecer una planificación óptima de la expansión del parque generador integrado por centrales eléctricas de distintos tipos de tecnología, a través de la elaboración de un modelo de optimización multiobjetivo que considera dos funciones objetivo relacionadas con los costos asociados a la construcción y producción de las centrales de generación y los relacionados con el

impacto ambiental. Para definir los aspectos técnicos y económicos asociados a la resolución del problema de optimización multiobjetivo se requiere de un método de resolución en los periodos en análisis, existen muchos tipos de metodologías numéricas para hallar la frontera de Pareto y resolver una optimización multiobjetivo que satisfaga de mejor manera los requerimiento del operador o tomador de decisiones, para estos métodos se requiere de recursos computacionales por el amplio número de variables y de modelación compleja en este caso se usa GAMS una herramienta potente de programación matemática y de modelamiento de optimización [59], [61]. A continuación, se detallan las metodologías más importantes para generar soluciones de Pareto:

- a) *Suma Ponderada*: es un método que está basado en la asociación de las funciones objetivo por medio de un coeficiente que sea de peso y seguidamente se realiza la minimización de la adición ponderada de todas las funciones objetivos, de esta manera las funciones involucradas pasan a ser una sola con pesos sistematizados, este método encuentra las soluciones débiles en mayor cantidad que las óptimas por ende no es eficiente para este caso de estudio [62].
- b) *Restricción ϵ* : su procedimiento es elegir una sola función para optimizarla mientras que las demás pasan a ser restricciones incluyendo cotas superiores para cada función. Se caracteriza por dar una solución de puntos débiles de Pareto, pero si hay una óptima la resuelve y la entrega, su desventaja es el tiempo de solución y su falta de convergencia frente a muchas funciones objetivo o restricciones asociadas.
- c) *Restricción combinada o elástica*: su nombre se debe a que combina los dos métodos anteriores para reducir sus defectos, es así como toma de la suma ponderada el resolver una sola función objetivo y toma solo las respuestas eficientes como lo hace el método ϵ , después las restricciones que son la otras funciones objetivo permiten solucionar el problema por medio de límites para las funciones que se quebranten. Su desventaja está en el cálculo adecuado de los de ϵ , pero por medio de las restricciones y límites este riesgo es mitigado y este método es más eficiente, pero si es más complejo [56].
- d) *Métrica ponderada*: es métrica porque mide distancia entre puntos de referencia, así es como mide una región que es factible y se va ponderando a diferentes grados para ser eficiente de esta manera minimiza distancias evaluando puntos. Este método encuentra con facilidad para las funciones objetivo puntos óptimos para el frente de Pareto.
- e) *Satisfacción difusa*: este método tiene como objetivo hallar la mejor solución que se encuentre en la parte céntrica del frente de Pareto, zona donde están en equilibrio todas las funciones objetivo. Es un proceso de decisión por medio de compensaciones entre las funciones objetivo que estén involucradas, las normaliza en un sistema por unidad, las relaciona a través de una función de pertenencia, genera soluciones óptimas de operación del problema de análisis y elige el mejor solución [63].
- f) *Otras*: existen diversos métodos multiobjetivo de mayor complejidad, pero menos aplicados por su grado

de dificultad como: inteligencia artificial, enjambre de partículas, método diferencial, colonia de abejas, entre otras adicionales [64].

Con base a lo citado, el modelo propuesto en este trabajo es un problema de optimización no lineal multiobjetivo bajo el método de satisfacción difusa para cada un periodo de cinco años dividido en bloques energéticos y cuyos resultados permiten determinar la capacidad y la energía a ser introducida por las nuevas plantas de generación de distintas tecnologías considerando la demanda anual a ser abastecida, tomando en cuenta un período de tiempo, que permita la minimización de las dos funciones objetivo relacionadas con los costos asociados a la construcción y producción de las unidades de generación y los relacionados con costo ambiental por la emisión de CO₂, cumpliendo las restricciones técnicas asociadas a las unidades de generación y los balances energéticos para satisfacer la demanda.

3 Formulación Multiobjetivo

La formulación matemática propuesta en el presente documento investigativo se enfoca en un problema de optimización para satisfacer las funciones objetivo propuestas y las restricciones de tipo técnico para la expansión del parque generador, la resolución del problema de optimización determinará las unidades o centrales de generación a ser incorporados en el mediano plazo para el abastecimiento de la demanda en un horizonte de 5 años. Considerado lo descrito, las funciones objetivo a ser modeladas se orientan a minimizar los costos globales (inversión y operativos) y la emisión del CO₂. El pormenor de la formulación matemática del problema multiobjetivo se detalla seguidamente.

3.1 Modelamiento de las funciones objetivo

El modelo de optimización busca determinar la expansión del parque generador sustentándose en satisfacer la minimización de costos globales, los cuales corresponden al costo de inversión y costos operativos; y, la minimización de la emisión de dióxido de carbono -CO₂. La formulación matemática de las funciones antes citadas se presenta subsecuentemente:

$$CT = \sum_t^T \delta_t \cdot (phic_t + phio_t) \quad (1)$$

$$\delta_t = (1 + rho)^{-t} \quad (2)$$

$$phic_t = \sum_m^M \gamma_m \cdot CI_m \cdot \sum_{\substack{v \\ v \leq t}}^T h_{m,v} \quad (3)$$

$$\gamma_m = \frac{rho}{1 - (1 + rho)^{vum}} \quad (4)$$

$$phio_t = \sum_m^M CO_m \cdot \sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t} \quad (5)$$

$$EM = \sum_t^T \sum_m^M d_m \cdot \sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t}^2 + e_m \cdot \sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t} + f_m \cdot \sum_b^B Dur_b \quad (6)$$

Donde:

| | |
|------------|--|
| CT | Costo total evaluado en valor presente |
| δ_t | Factor para trasladar los valores futuros a valor presente |
| $phic_t$ | Costo de inversión en cada período t |
| $phio_t$ | Costo de operación en cada período t |
| rho | Tasa de descuento aplicada |
| γ_m | Factor que determina la anualidad de la central m |

| | |
|-------------|--|
| CI_m | Costo de inversión unitario de la central m |
| $h_{m,v}$ | Capacidad de la central m agregada en los períodos de tiempo t |
| vu_m | Vida útil de la central m |
| CO_m | Costo operativo unitario de la central m |
| Dur_b | Duración del bloque b en horas |
| $P_{m,b,t}$ | Potencia despachada por la central m en el bloque b en el período t de expansión |
| d_m | Coefficiente para la valoración de la emisión de gases de efecto invernadero de la central m aplicable al parámetro cuadrático |
| e_m | Coefficiente para la valoración de la emisión de gases de efecto invernadero de la central m aplicable al parámetro lineal |
| f_m | Constante para la valoración de la emisión de gases de efecto invernadero de la central m |
| t | Período de tiempo t en donde se realiza la expansión |
| m | Índice de centrales potenciales para la expansión |

3.2 Restricción para abastecimiento energético de la demanda

La formulación de esta restricción permite garantizar el abastecimiento energético de la demanda en cada periodo de tiempo donde se produzca la incorporación de nueva generación, cuya ecuación corresponde.

$$\sum_m^M Dur_b \cdot P_{m,b,t} = Dur_b \cdot Dem_{b,t} \quad (7)$$

Donde:

| | |
|---------|--------------------------------|
| Dur_b | Duración del bloque b en horas |
|---------|--------------------------------|

| | |
|-------------|--|
| $P_{m,b,t}$ | Potencia despachada por la central m en el bloque b en el período t de expansión |
| t | Período de tiempo t en donde se realiza la expansión |
| m | Índice de centrales potenciales para la expansión |
| $Dem_{b,t}$ | Demanda del bloque b en el período de expansión t |

3.3 Restricción para abastecimiento de la reserva

La expansión de generación del sistema debe garantizar el abastecimiento en potencia la demanda máxima incluyendo el porcentaje de reserva en cada periodo de expansión, en tal sentido la formulación corresponde a la siguiente:

$$\sum_m^M Av_m \cdot \sum_{v \leq t}^T Cin_{m,v} + h_{m,v} \geq (1 + pr) \cdot Dem_{pico,t} \quad (8)$$

Donde:

| | |
|----------------|--|
| Av_m | Disponibilidad de la central m |
| $Cin_{m,v}$ | Capacidad inicial de la central m en los períodos v |
| $h_{m,v}$ | Capacidad de la central m agregada en los períodos de tiempo t |
| pr | Porcentaje de reserva de potencia en el sistema |
| $Dem_{pico,t}$ | Demanda pico en el período t de expansión |

3.4 Restricción sobre disponibilidad energética de las centrales

Dado que las centrales de generación tienen limitaciones para entregar de forma continua su producción de energía, la siguiente restricción modela lo señalado incorporando el factor de planta en la energía despachada, tomando en consideración las capacidades de generación incorporadas.

$$\sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t} \leq \sum_m^M fp_m \cdot \sum_{v \leq t}^T Cin_{m,v} + h_{m,v} \quad (9)$$

Donde:

| | |
|-------------|--|
| fp_m | Factor de planta de a central m |
| $Cin_{m,v}$ | Capacidad inicial de la central m en los períodos v |
| $h_{m,v}$ | Capacidad de la central m agregada antes o igual en los períodos de tiempo t |
| Dur_b | Duración del bloque b en horas |
| $P_{m,b,t}$ | Potencia despachada por la central m en el bloque b en el período t de expansión |

3.5 Restricción sobre capacidad máxima de centrales hidráulicas

La expansión de la etapa de generación depende de los recursos energéticos y la afectación de tipo ambiental implícita, en tal sentido, se incorpora una restricción asociada sobre la cantidad de capacidad total de los proyectos de generación hidroeléctricos, cuyo valor depende de las políticas del planificador. La formulación de lo antes descrito corresponde a la siguiente expresión matemática.

$$\sum_{m \in Hidro}^m Cin_m + \sum_{v \leq t}^T h_{m,v} \leq r \cdot Dem_{pico,t} \quad (10)$$

Donde:

| | |
|----------------|--|
| Cin_m | Capacidad inicial de la central m |
| $h_{m,v}$ | Capacidad de la central m agregada en los períodos de tiempo t |
| r | Porcentaje para definir la capacidad hidroeléctrica máxima |
| $Dem_{pico,t}$ | Demanda pico en el período t de expansión |

3.6 Restricción sobre capacidad máxima de las centrales

Las capacidades a ser incorporadas como parte de la expansión del parque generador deben tener límites en función a la explotación del recurso energético, por tanto, la formulación matemática se ilustra a continuación.

$$\sum_{v \leq t}^T h_{m,v} \leq Cap_{max_m} \quad (11)$$

Donde:

| | |
|---------------|--|
| $h_{m,v}$ | Capacidad de la central m agregada en los períodos de tiempo t |
| Cap_{max_m} | Capacidad máxima del proyecto de generación m |

El modelo matemático debe considerar la optimización del uso del grupo de centrales de generación y de los sistemas de almacenamiento mediante la aplicación de flujos óptimos de potencia DC, cuyas ecuaciones conllevan a resolver un problema de optimización de carácter lineal, el detalle del modelaje se describe a continuación.

4 Estudio práctico del modelo

El modelo de optimización multiobjetivo planteado será aplicado considerando los parámetros establecidos por el World Bank Group en su estudio denominado “Electricity Economics Essays and Case Studies” [65], cuyo detalle se muestra en los siguientes numerales.

4.1 Demanda eléctrica

De conformidad a [65], la demanda a considerar está distribuida en función de la curva de duración de la demanda, la demanda pico asciende a 1105 MW la cual se incrementará con una ratio del 11% por año, el mencionado crecimiento de la demanda se considera dado un intensivo

incremento a nivel industrial y comercial. Se esperaría que la demanda ascienda a aproximadamente a los 1700 MW al cabo de los cinco años de análisis. La curva de duración de la carga ha sido dividida en cuatro bloques de demanda, cuyos parámetros se esbozan en la Tabla 1.

Tabla 1. Datos técnicos de la demanda base [65].

| | Duración (h/año) | Demanda (MW) | Energía anual (GWh) |
|--------------|------------------|--------------|---------------------|
| Pico | 526 | 1105 | 581.23 |
| Alto | 2540 | 837 | 2125.98 |
| Medio | 3066 | 673 | 2063.42 |
| Bajo | 2628 | 499 | 1311.37 |

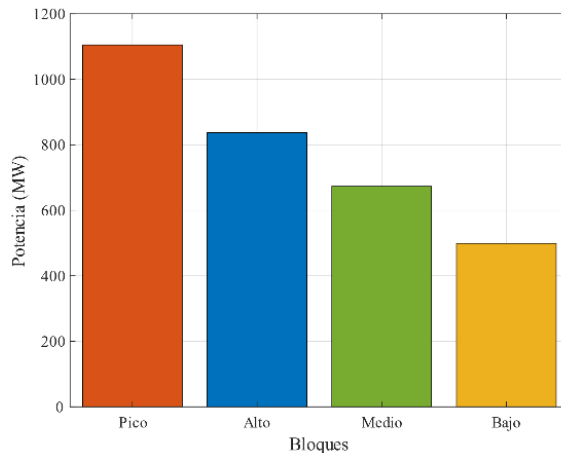


Figura 11. Curva de duración de la carga año base [autor].

Como se citaba, para realizar la expansión se considerará un horizonte de 5 años posteriores, en tal sentido, durante este período de tiempo la demanda se incrementaría con el porcentaje indicado aplicando la siguiente ecuación matemática.

$$D_{b,t} = D_{base_{b,t}} \cdot (1 + g)^{t-1} \quad (12)$$

Donde:

- $D_{b,t}$ Demanda de potencia en cada bloque b en cada año t
- g Tasa de crecimiento de la demanda

De la aplicación de (12) se obtiene la Tabla 2 que corresponde a la demanda al año 5 la cual será la que debe ser abastecida por la expansión de generación que resulte del problema de optimización.

Tabla 2. Datos de la demanda para la expansión [65].

| | Demanda Base (MW) | Demanda 5 años (MW) |
|--------------|-------------------|---------------------|
| Pico | 1105 | 1677 |
| Alto | 837 | 1271 |
| Medio | 673 | 1022 |
| Bajo | 499 | 758 |

4.2 Centrales de generación

A fin de poder abastecer la demanda en el mediano plazo, se establece un parque generador con tecnologías diversas, el cual brindará todas las opciones para que el modelo de optimización seleccione las centrales que permitan satisfacer las funciones objetivo, el detalle de los parámetros técnicos, económicos y ambientales del parque generador se muestran en la Tabla 3, Tabla 4, Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7 y la Tabla 8, cuyos valores están sustentados en [65]–[67].

Tabla 3. Datos técnicos de los generadores hidroeléctricos y ERNC [65].

| | CIn (MW) | AV | FP | CMax (MW) | VU Año |
|----------------|----------|------|------|-----------|--------|
| Hidro-1 | 500 | 0.9 | 0.4 | 700 | 50 |
| Hidro-2 | - | 0.9 | 0.5 | 1000 | 50 |
| Hidro-3 | - | 0.9 | 0.6 | 600 | 50 |
| ERNC-FV | - | 0.95 | 0.2 | 200 | 20 |
| ERNC-EO | - | 0.8 | 0.45 | 400 | 20 |

Tabla 4. Datos económicos de los generadores hidroeléctricos y ERNC [65].

| | Opcost USD/MWh | Capcost MMUSD/MW |
|----------------|----------------|------------------|
| Hidro-1 | 2 | 1.928 |
| Hidro-2 | 2 | 1.063 |
| Hidro-3 | 2 | 1.363 |
| ERNC-FV | 0 | 0.58 |
| ERNC-EO | 0 | 0.75 |

Tabla 5. Datos técnicos de los generadores térmicos [65]–[67].

| | CIn (MW) | AV | CMax (MW) | VU Año |
|--------------|--------------------|-----------|---------------------|------------------|
| Term1 | 200 | 0.8 | 2000 | 30 |
| Term2 | 300 | 0.9 | 4000 | 30 |
| Term3 | 500 | 0.8 | 1200 | 30 |
| Term4 | - | 0.8 | 2500 | 30 |
| Term5 | - | 0.8 | 3500 | 30 |

Tabla 6. Datos económicos de los generadores térmicos [65]–[67].

| | Opcost USD/MWh | Capcost MMUSD/MW |
|--------------|--------------------------|----------------------------|
| Term1 | 55 | 0.634 |
| Term2 | 52 | 0.701 |
| Term3 | 77 | 0.467 |
| Term4 | 112 | 0.334 |
| Term5 | 85 | 0.434 |

Tabla 7. Factores energéticos de los generadores térmicos [65]–[67].

| | dm MBtu/MW ² | em MBtu/MW | fm MBtu |
|--------------|-----------------------------------|----------------------|-------------------|
| Term1 | 0.00501 | 7.14 | 492.135 |
| Term2 | 0.00713 | 7.9863 | 154.14 |
| Term3 | 0.00137 | 9.5907 | 151.2 |
| Term4 | 0.01882 | 10.06215 | 183.855 |
| Term5 | 0.00021 | 10.72365 | 78.12 |

Tabla 8. Factores conversión ambiental de CO₂ de los generadores térmicos [65]–[67].

| | gama lb/MBtu |
|--------------|------------------------|
| Term1 | 1.743 |
| Term2 | 3.1605 |
| Term3 | 4.5675 |
| Term4 | 4.179 |
| Term5 | 5.1135 |

Donde:

| | |
|-------------|-----------------------------------|
| <i>ERNC</i> | Energía renovable no convencional |
| <i>CIn</i> | Capacidad instalada |
| <i>AV</i> | Disponibilidad |
| <i>FP</i> | Factor de Planta |
| <i>CMax</i> | Capacidad máxima a instalar |
| <i>FV</i> | Fotovoltaico |

| | |
|----------------|---------------------|
| <i>EO</i> | Eólico |
| <i>VU</i> | Vida útil |
| <i>Opcost</i> | Costo Operativo |
| <i>Capcost</i> | Costo de Inversión |
| <i>MMUSD</i> | Millones de dólares |

Los parámetros descritos serán aplicados al modelo matemático de optimización propuesto, con el fin de que sea resuelto mediante software GAMS aplicando programación no lineal con múltiples objetivos.

4.3 Óptimo de Pareto por satisfacción difusa

Para solucionar el problema de optimización multiobjetivo, se resolverá el problema matemático asociado a una función objetivo a la vez, razón por la cual será requirente resolver el problema matemático de optimización multiobjetivo diferentes veces para obtener el frente de Pareto empleando la metodología denominada épsilon [59]. El problema de optimización sobrelleva la minimización de las funciones objetivo diseñadas, razón por la que la metodología épsilon se aplicará de la siguiente forma:

1. Solucionar de forma independiente el problema de optimización por cada una de las funciones objetivo.
2. Determinar el valor mínimo de cada una de las funciones objetivo.
3. Adicionar una restricción a una de las funciones objetivo, considerando para el efecto los resultados de la minimización.

$$f_j \leq \varepsilon$$

4. Variar ε de f_j^{min} a f_j^{max} en base al conjunto de casos a ser tasados, maximizando en cada uno de los casos la f_i .
5. Para el caso que nos compete, la función objetivo f_i pertenece a la función de costos evaluados en valor

presente y la f_j corresponde a la función de emisiones de CO₂.

6. El valor ε pertenecerá a la variación de la cantidad de emisiones de CO₂ y se calculará de la siguiente manera:

$$\varepsilon_j = f_j^{max} + \frac{[(f_j^{min} - f_j^{max}) \cdot c_i]}{Cn} \quad (13)$$

Donde:

c_i : Valor unitario del contador que corresponde a la cantidad de puntos para definir el frente de Pareto

Cn : Valor total de los casos evaluados en el contador.

7. Cada punto obtenido bajo el método ε corresponde a una solución del modelo de optimización, por tanto, habrá tantos puntos de frente de Pareto como tantas soluciones del modelo de optimización multiobjetivo existan.

Una vez determinados cada uno de los puntos que forman la frontera de Pareto, se utilizará la metodología de satisfacción difusa para seleccionar uno de aquellos puntos que se ajusta de manera equitativa a todos los objetivos. En este contexto, el método de satisfacción difusa se enmarca el uso de funciones de pertinencia como se muestra a continuación.

$$\rho^{f_m(X_v)} = \begin{cases} 0 & \\ \frac{f_m^{max} - f_m(X_v)}{f_m^{max} - f_m^{min}} & \text{si } f_m^{min} \leq f_m(X_v) \leq f_m^{max} \end{cases} \quad (14)$$

El método de satisfacción difusa trata de maximizar la satisfacción mínima entre todas las funciones objetivos, lo cual conlleva a la siguiente formulación matemática

$$\max(\min \rho^{f_m(X_v)}) \quad (15)$$

4.4 Sistemática para resolución

Para resolver un modelo matemático de optimización multiobjetivo se requiere diversas actividades de detalle, las cuales pueden resumirse en las siguientes etapas: adquisición de datos; aplicación y resolución del modelo de optimización; definición del frente de Pareto, aplicación de la satisfacción difusa y encontrar el óptimo de Pareto, el pormenor de cada etapa de forma sistemática se expone en la Tabla 9.

Tabla 9. Actividades sistemáticas [autor].

| | |
|------------------|---|
| Etapla 1: | Adquisición de datos de la curva de duración de carga, su crecimiento, la duración y potencia asociada a cada uno de los bloques. |
| Etapla 2: | Adquisición de datos técnicos y económicos del parque generador a ser usado para la expansión del sistema. Inclusión de parámetros económicos y técnicos para la modelación matemática. |
| Etapla 3: | Modelo matemático de optimización multiobjetivo |
| Etapla 4: | Modelo matemático de optimización multiobjetivo |
| | Set Parámetros del parque de generación |
| | Set Parámetros de la demanda en el mediano plazo |
| | Set Variables |
| | $h_{m,v}, P_{m,b,t}, phic_t, phio_t, EM$ |
| | Funciones Objetivo |
| | $Obj 1 \rightarrow CT = \sum_t^T \delta_t \cdot (phic_t + phio_t)$ |
| | $\delta_t = (1 + rho)^{-t}$ |
| | $phic_t = \sum_m^M \gamma_m \cdot CI_m \cdot \sum_{\forall v \leq t}^T h_{m,v}$ |
| | $phio_t = \sum_m^M CO_m \cdot \sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t}$ |

$$Obj 2 \rightarrow EM = \sum_t^T \sum_m^M d_m \cdot \sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t}^2 + e_m \cdot \sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t} + f_m \cdot \sum_b^B Dur_b$$

Restricciones

$$\sum_m^M Dur_b \cdot P_{m,b,t} = Dur_b \cdot Dem_{b,t}$$

$$\sum_m^M Av_m \cdot \sum_{\forall v \leq t}^T Cin_{m,v} + h_{m,v} \geq (1 + pr) \cdot Dem_{pico,t}$$

$$\sum_b^B Dur_b \cdot P_{m,b,t} \leq \sum_m^M fp_m \cdot \sum_{\forall v \leq t}^T Cin_{m,v} + h_{m,v}$$

$$\sum_{\forall m \in Hidro}^m Cin_m + \sum_{\forall v \leq t}^T h_{m,v} \leq r \cdot Dem_{pico,t}$$

$$\sum_{\forall v \leq t}^T h_{m,v} \leq Cap_{max_m}$$

| | |
|-----------------|--|
| Etapa 5 | Establecimiento de escenario de análisis |
| Etapa 6 | Resolución del modelo matemático multiobjetivo |
| Etapa 7 | Definición del frente de Pareto |
| Etapa 8 | Aplicación de satisfacción difusa |
| Etapa 9 | Determinación de óptimo de Pareto |
| Etapa 10 | Análisis de resultados |
| Etapa 11 | Fin |

4.5 Escenarios de estudio

El modelo matemático de optimización para múltiples objetivos para la expansión de generación será aplicado a dos escenarios diferentes. El escenario base determinará la expansión del parque generador bajo el concepto clásico de la minimización de costos totales; y, el segundo escenario resolverá la expansión de generación considerando la modelo multiobjetivo. Los parámetros a ser usados para cualquiera de los escenarios descritos se detallan a continuación y se sustentan conforme a lo establecido en el Plan Maestro de Electricidad [68]:

- La tasa de descuento aplicable a los proyectos de generación corresponde al 12%. Reserva rodante de potencia corresponde al 10 %.
- El porcentaje de la capacidad máxima de centrales hidroeléctricas corresponde al 60%.
- La tasa de crecimiento de la demanda corresponde al 11% anual tomando en cuenta las políticas establecidas.

En conclusión y aplicando la resolución sistemática, se procederá a determinar la capacidad de las centrales y el despacho de las unidades de generación, los resultados para cada escenario serán tasados en el numeral siguiente.

5 Análisis de resultados

Una vez resuelto el modelo matemático de optimización para la expansión de generación en función de los escenarios descritos, a continuación, se presenta el análisis de resultados correspondiente.

5.1 Escenario base

La evaluación de los resultados de los escenarios descritos se sustenta en el escenario base cuyos resultados de ámbito técnicos y económico se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Capacidad seleccionada para la expansión de generación – Escenario Base [autor].

| Central | Capacidad (MW) |
|---------|----------------|
| Hidro-1 | 500.00 |
| Hidro-2 | 506.20 |
| ERNC-FV | 200.00 |
| ERNC-EO | 400.00 |
| Term1 | 200.00 |
| Term2 | 1,712.29 |
| Term3 | 500.00 |
| Term4 | 1,514.20 |

De lo que se observa de la Tabla 10 y a comparación con la capacidad inicial implementada, la capacidad de las centrales hidroeléctricas se incrementa en 506.2 MW, por su parte se incluyen 600 MW de energías renovables y se incorporan 2926.49 MW, la Figura 12 muestra el detalle del resumen efectuado.

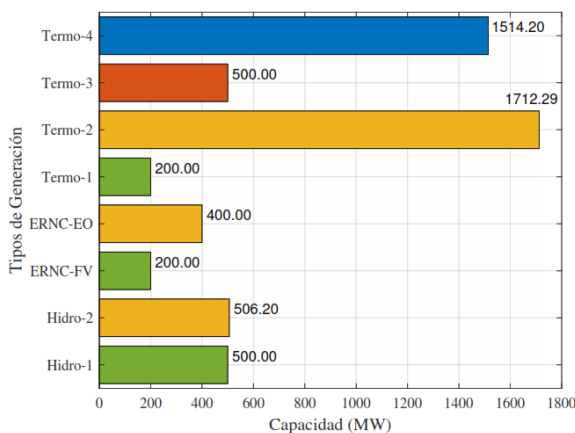


Figura 12. Capacidad Instalada para la expansión – Escenario base [autor].

Por su parte una vez definida la capacidad de las centrales a ser utilizadas para abastecer la demanda en el mediano

plazo, se procede a determinar el despacho de potencia y energía correspondiente por central, obteniéndose las Tabla 11 y Figura 13.

Tabla 11. Despacho de potencia de las centrales – Escenario Base [autor].

| | Central | Potencia (MW) |
|---------------------|---------|-----------------|
| Bloque Pico | ERNC-FV | 65.64 |
| | Term3 | 400.00 |
| | Term4 | 1,211.36 |
| | | 1,677.00 |
| Bloque Alto | ERNC-FV | 124.36 |
| | Term1 | 160.00 |
| | Term2 | 986.64 |
| | | 1,271.00 |
| Bloque Medio | ERNC-EO | 320.00 |
| | Hidro-1 | 246.42 |
| | Hidro-2 | 455.58 |
| | | 1,022.00 |
| Bloque Bajo | Hidro-1 | 203.58 |
| | Term2 | 554.42 |
| | | 758.00 |

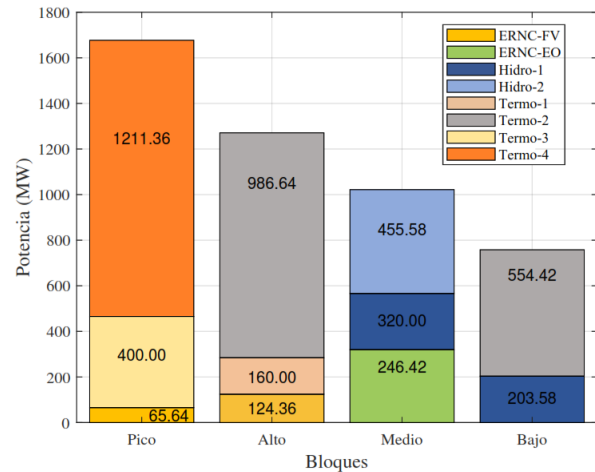


Figura 13. Potencia asignada para la expansión – Escenario base [autor].

De la Tabla 11 se observa que la potencia despachada corresponde a la que cada una de las centrales escogidas entregará considerando la disponibilidad y el factor de planta, de lo cual se observa que el despacho corresponde a la demanda

de cada bloque, razón por la cual se cumple el abastecimiento de potencia.

Tabla 12. Despacho de energía de las centrales – Escenario Base [autor].

| | Central | Energía (GWh) |
|---------------------|-----------------|-----------------|
| Bloque Pico | ERNC-FV | 34.53 |
| | Term3 | 210.40 |
| | Term4 | 637.18 |
| | Subtotal | 882.10 |
| Bloque Alto | ERNC-FV | 315.87 |
| | Term1 | 406.40 |
| | Term2 | 2,506.07 |
| | Subtotal | 3,228.34 |
| Bloque Medio | ERNC-EO | 981.12 |
| | Hidro-1 | 755.52 |
| | Hidro -2 | 1,396.81 |
| | Subtotal | 3,133.45 |
| Bloque Bajo | Hidro -1 | 535.01 |
| | Term2 | 1,457.02 |
| | Subtotal | 1,992.02 |

De la Tabla 12 se puede concluir que la ERNC asciende a 1,331,52 GWh que corresponde al 29%, por su parte las Hidroeléctricas es de 2,687,34 GWh que pertenece al 14% y las Térmicas 5,217,06 GWh es del 57%. El detalle energético del despacho descrito se muestra en la Figura 14.

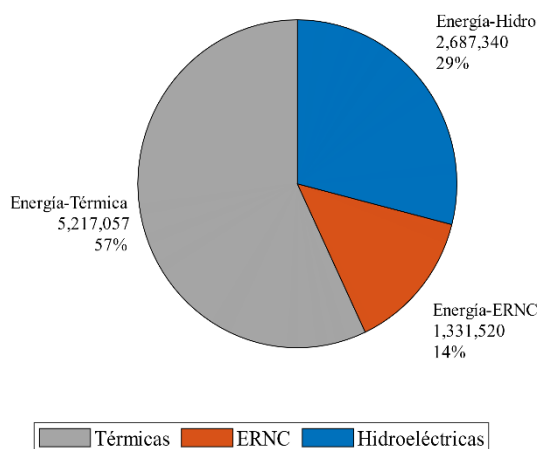


Figura 14. Energía asignada para la expansión (MWh) – Escenario base [autor].

Con base al despacho efectuado se procede a evaluar los costos involucrados en el abastecimiento, de lo cual se obtiene las Tabla 13.

Tabla 13. Costos de Inversión y Operación en valor presente – Escenario Base [autor].

| | Costo-I MMUSD | Costo-O MMUSD | Total MMUSD |
|----------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidro | 41.18 | 3.42 | 44.59 |
| ERNC | 35.39 | - | 35.39 |
| Térmica | 118.01 | 200.82 | 318.83 |
| TOTAL | 194.58 | 204.24 | 398.82 |

De la Tabla 13 se observa que el costo de inversión evaluada en valor presente de las centrales térmicas representa el 61% mientras que el 39% restante corresponde al costo de inversión de las centrales Hidroeléctricas y de ERNC. Por su parte, en los costos operativos evaluados en valor presente se observa que el 98% corresponde al costo operativo de las centrales térmicas. En términos globales, el costo de inversión corresponde al 49% del costo total, mientras que el costo operativo es del 51%.

5.2 Escenario dos

En el escenario dos se aplicará el modelo matemático de optimización para la expansión del sistema, para lo cual se procederá a aplicar la metodología épsilon, en tal sentido, se realizará la minimización de las dos funciones objetivo para 15 casos diferentes, es decir que se resolverá 15 problemas de optimización para establecer la expansión del sistema, hallándose los valores de las funciones objetivo y de esta forma se determinará el frente de Pareto correspondiente. Los resultados de cada caso y el valor de épsilon se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Metodología épsilon – Escenario dos [autor].

| | Eps Mil Ton | CT MMUSD | EM Mil Ton |
|------|-----------------------|--------------------|----------------------|
| cs1 | 138.29 | 398.82 | 138.29 |
| cs2 | 133.43 | 398.92 | 133.43 |
| cs3 | 128.57 | 399.04 | 128.57 |
| cs4 | 123.70 | 399.17 | 123.70 |
| cs5 | 118.84 | 399.36 | 118.84 |
| cs6 | 113.98 | 399.72 | 113.98 |
| cs7 | 109.11 | 400.22 | 109.11 |
| cs8 | 104.25 | 400.77 | 104.25 |
| cs9 | 99.39 | 401.41 | 99.39 |
| cs10 | 94.52 | 402.13 | 94.52 |
| cs11 | 89.66 | 402.93 | 89.66 |
| cs12 | 84.80 | 403.87 | 84.80 |
| cs13 | 79.94 | 405.05 | 79.94 |
| cs14 | 75.07 | 406.82 | 75.07 |
| cs15 | 70.21 | 410.88 | 70.21 |

De la Tabla 14 se obtiene el frente de Pareto correspondiente y del cual se hallará el óptimo de Pareto aplicando la metodología de satisfacción difusa y se observa en la Figura 15.

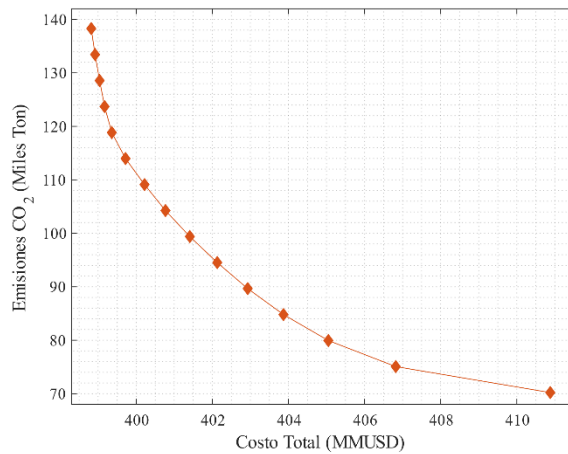


Figura 15. Frente de Pareto – Escenario dos [autor].

Aplicando la metodología de satisfacción difusa se procede a efectuar el proceso descrito en el numeral 4.3. Inicialmente se procede a determinar los máximos y mínimos de las funciones objetivo. Los valores se describen en la Tabla 15.

Tabla 15. Máximos y mínimos de las funciones – Escenario dos [autor].

| | CT MMUSD | EM Mil Ton |
|-----|--------------------|----------------------|
| Max | 421.84 | 138.29 |
| Min | 398.82 | 65.35 |

Usando los valores de la Tabla 15 se procede a determinar las funciones de pertinencia y luego se procede a determinar el mínimo de las funciones de pertinencia, los valores se tabulan en la Tabla 16.

Tabla 16. Funciones de pertinencia – Escenario dos [autor].

| | f_{CT} | f_{EM} | Min ($f_{CT}; f_{EM}$) |
|------|----------|----------|-------------------------------|
| cs1 | 1.000 | - | - |
| cs2 | 0.996 | 0.067 | 0.067 |
| cs3 | 0.991 | 0.133 | 0.133 |
| cs4 | 0.985 | 0.200 | 0.200 |
| cs5 | 0.977 | 0.267 | 0.267 |
| cs6 | 0.961 | 0.333 | 0.333 |
| cs7 | 0.939 | 0.400 | 0.400 |
| cs8 | 0.915 | 0.467 | 0.467 |
| cs9 | 0.887 | 0.533 | 0.533 |
| cs10 | 0.856 | 0.600 | 0.600 |
| cs11 | 0.821 | 0.667 | 0.667 |
| cs12 | 0.781 | 0.733 | 0.733 |
| cs13 | 0.729 | 0.800 | 0.729 |
| cs14 | 0.652 | 0.867 | 0.652 |
| cs15 | 0.476 | 0.933 | 0.476 |

Con los resultados establecidos en la Tabla 16, se procede a encontrar el caso que maximiza la satisfacción mínima entre todas las dos funciones objetivo, cuyo resultado corresponde al valor de 0,733 el cual corresponde al caso 12. Por tanto, el mencionado caso satisface de forma equitativa las dos funciones objetivo. Una vez definido el caso para el problema multiobjetivo, se procede a analizar los resultados de tipo técnico y económico, comenzando por la determinación de la capacidad seleccionada para la expansión, lo que se detalla en la Tabla 17.

Tabla 17. Capacidad seleccionada para la expansión de generación – Escenario dos [autor].

| Central | Capacidad (MW) |
|---------|----------------|
| Hidro-1 | 500.00 |
| Hidro-2 | 506.20 |
| ERNCFV | 200.00 |
| ERNCEO | 400.00 |
| Term1 | 1,080.74 |
| Term2 | 929.41 |
| Term3 | 500.00 |
| Term4 | 249.96 |
| Term5 | 1,264.24 |

De la Tabla 17 se observa que a comparación de escenario base, existe una redistribución en la capacidad de los generadores térmicos, en este contexto, la capacidad adicional implementada corresponde a 506.2 MW de centrales hidroeléctricas, por su parte se incluyen 600 MW de energías renovables y se incorporan 3024.35 MW, el detalle se muestra en la Figura 16.

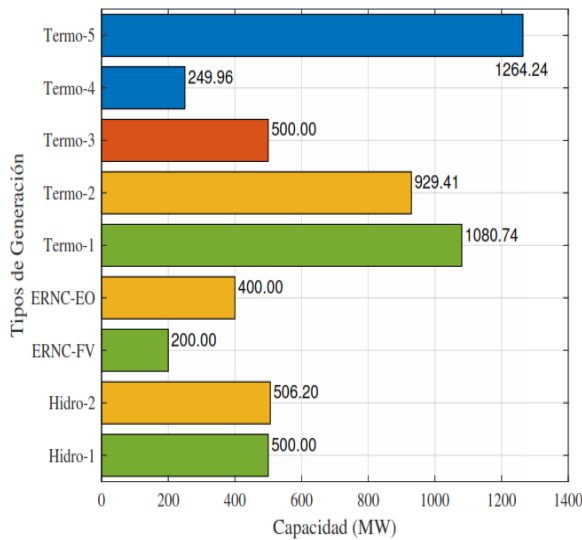


Figura 16. Capacidad Instalada para la expansión – Escenario dos [autor].

Determinada la capacidad de las centrales de generación a ser usadas para el abastecimiento de la demanda, se procede a analizar el despacho de energía y potencia del parque generador, de lo cual resulta la Tabla 18.

Tabla 18. Despacho de potencia de las centrales – Escenario dos [autor].

| | Central | Potencia (MW) |
|---------------------|---------|-----------------|
| Bloque Pico | ERNC-FV | 65.64 |
| | Term3 | 400.00 |
| | Term4 | 199.97 |
| | Term5 | 1,011.39 |
| | | 1,677.00 |
| Bloque Alto | ERNC-FV | 124.36 |
| | Term1 | 644.53 |
| | Term2 | 502.11 |
| | | 1,271.00 |
| Bloque Medio | ERNC-EO | 320.00 |
| | hydro-1 | 246.42 |
| | hydro-2 | 455.58 |
| | | 1,022.00 |
| Bloque Bajo | hydro-1 | 203.58 |
| | Term1 | 220.06 |
| | Term2 | 334.36 |
| | | 758.00 |

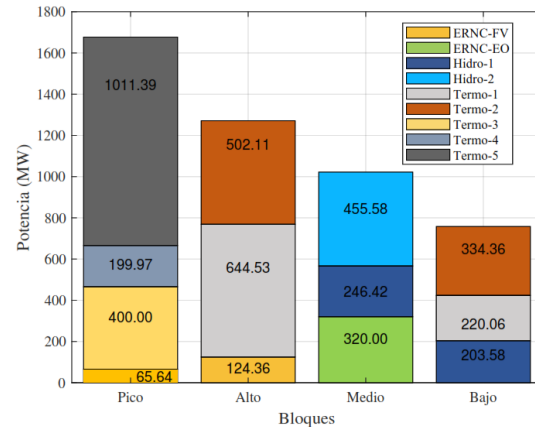


Figura 17. Potencia asignada para la expansión – Escenario dos [autor].

De la Figura 17 se puede citar que, a comparación del escenario base, existe una variación importante en el despacho de potencia de los generadores seleccionados, sin embargo, el despacho garantiza el balance de potencia correspondiente. Es importante señalar que este despacho obedece a la solución del problema multiobjetivo, cuyos resultados satisfacen equitativamente las funciones objetivo, el

análisis comparativo se abarcará en el siguiente apartado. Por su parte, el despacho energético para este escenario se presenta en la Tabla 19.

Tabla 19. Despacho de energía de las centrales – Escenario dos [autor].

| | Central | Energía (GWh) |
|---------------------|-----------------|-----------------|
| Bloque Pico | ERNC-FV | 34.53 |
| | Term3 | 210.40 |
| | Term4 | 105.18 |
| | Term5 | 531.99 |
| | Subtotal | 882.10 |
| Bloque Alto | ERNC-FV | 315.87 |
| | Term1 | 1,637.11 |
| | Term2 | 1,275.36 |
| | Subtotal | 3,228.34 |
| Bloque Medio | ERNC-EO | 981.12 |
| | Hidro-1 | 755.52 |
| | Hidro -2 | 1,396.81 |
| | Subtotal | 3,133.45 |
| Bloque Bajo | Hidro -1 | 535.01 |
| | Term1 | 578.32 |
| | Term2 | 878.70 |
| | Subtotal | 1,992.02 |

De la Tabla 19 se observa que se cumplen con los mismos porcentajes de aporte energético que en el escenario base, es decir, que la ERNC asciende a 1,331,52 GWh que corresponde al 29%, por su parte las Hidroeléctricas es de 2,687,34 GWh que pertenece al 14% y las Térmicas 5,217,06 GWh es del 57%. Lo cual es correcto, dado que el modelo reasigna la generación térmica para cumplir con la minimización de emisiones de CO₂, mientras que los demás generadores mantienen su producción, ya que no pueden producir más energía por sus restricciones operativas y del sistema. El desglose energético por tipo de tecnología se muestra en la Figura 18.

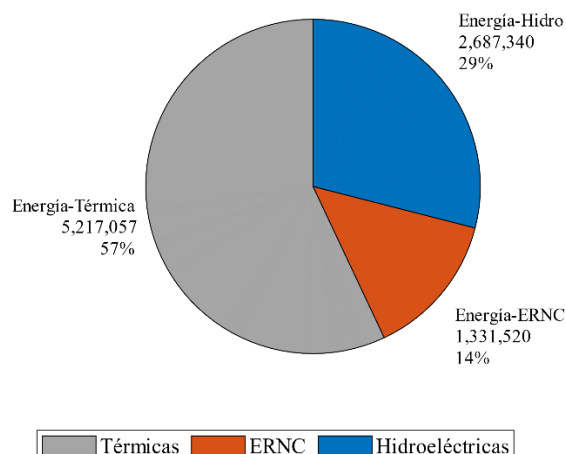


Figura 18. Energía asignada para la expansión (MWh) – Escenario dos [autor].

Como resultado de la expansión se procede a determinar los costos asociados que fueron incorporados como parte de la resolución del modelo de optimización.

De la Tabla 20 se observa que el costo de inversión evaluada en valor presente de las centrales térmicas representa el 63% mientras que el 37% restante corresponde al costo de inversión de las centrales Hidroeléctricas y de ERNC. Por su parte, en los costos operativos evaluados en valor presente se observa que el 98% corresponde al costo operativo de las centrales térmicas. En términos globales, el costo de inversión corresponde al 51% del costo total, mientras que el costo operativo es del 49%.

Tabla 20. Costos de Inversión y Operación en valor presente – Escenario dos [autor].

| | Costo-I MMUSD | Costo-O MMUSD | Total MMUSD |
|----------------|---------------|---------------|---------------|
| Hidro | 41.18 | 3.42 | 44.59 |
| ERNC | 35.39 | | 35.39 |
| Térmica | 128.74 | 195.14 | 323.88 |
| TOTAL | 205.31 | 198.56 | 403.87 |

5.3 Comparación de escenario

En este apartado se procede a realizar una comparación de los resultados obtenidos en los escenarios descritos. En primera

instancia se analiza la capacidad instalada en la Tabla 21.

Tabla 21. Comparativo de capacidad [autor].

| | Capacidad (MW) | | |
|--------------|-----------------|-----------------|--------------|
| | Esc. Base | Esc. dos | Delta |
| Hidro-1 | 500.00 | 500.00 | - |
| Hidro-2 | 506.20 | 506.20 | - |
| ERNC-FV | 200.00 | 200.00 | - |
| ERNC-EO | 400.00 | 400.00 | - |
| Term1 | 200.00 | 1,080.74 | 880.74 |
| Term2 | 1,712.29 | 929.41 | -782.88 |
| Term3 | 500.00 | 500.00 | - |
| Term4 | 1,514.20 | 249.96 | -1,264.24 |
| Term5 | | 1,264.24 | 1,264.24 |
| Total | 5,532.69 | 5,630.55 | 97.86 |

De la Tabla 21 se observa que la capacidad entre escenario 2 y el escenario base se incrementa un valor neto aproximadamente 98 MW. Complementario a lo anterior y como se muestra en los valores presentados, existe variaciones significativas en las centrales térmicas, pero todo es resultado con el objeto de llegar a un punto equitativo entre las funciones objetivo. En ese contexto, se procede a evaluar los costos y emisiones en los escenarios desarrollados en la Tabla 22.

Tabla 22. Comparativo de Costos y Emisiones [autor].

| | Costo-I MMUSD | Costo-O MMUSD | EM Mil Ton |
|-----------------------|------------------|------------------|---------------|
| Escenario base | 194.58 | 204.24 | 138.29 |
| Escenario 2 | 205.31 | 198.56 | 84.80 |

Como se puede observar de la Tabla 22 se muestra que el escenario dos tiene un incremento del costo de inversión en 10.73 millones de dólares, mientras que el costo operativo se reduce 5.68 millones de dólares, lo cual en el valor neto el escenario 2 es 5.05 millones más costoso que el

escenario base. Por otra parte, al evaluar las emisiones de CO₂, el escenario 2 reduce 53.49 mil toneladas de CO₂ a comparación del escenario base. Según [51] cada tonelada de CO₂ reducida, en base a los bonos de carbono, es compensada económicamente con un valor de 17660 USD, por tanto, la reducción de 53.49 mil toneladas equivale a un reembolso de 944,7 millones de dólares.

Por lo cual, a pesar que en el escenario 2 se incrementa un neto de 5.05 millones de dólares; por bonos de carbono, al sistema ingresa por la reducción del CO₂ un valor de 944,7 millones de dólares, por lo que el modelo multiobjetivo propuesto para la expansión de generación es válido y económicamente viable.

6 Conclusiones

El modelo matemático de optimización multiobjetivo propuesto determina la planificación óptima de la expansión del parque generador, aplicando dos funciones objetivo, la primera asociada con los costos de inversión y producción de las centrales de generación valorados en valor presente; y, la segunda se relaciona con la emisión de gases de CO₂.

De lo detallado en el marco teórico, la planificación de la expansión de la generación conlleva al abastecimiento eléctrico en un período evaluado en el mediano y largo plazo. Por tanto, los principales factores a observarse corresponden a la existencia de una amplia variedad de fuentes primarias y consecuentemente potenciales formas de generación de energía; el aumento de la demanda en el mediano plazo y largo plazo tomando en cuenta porcentajes de crecimiento; y, por último, es necesario tomar en consideración las preocupaciones ambientales que buscan principalmente mitigar las emisiones de CO₂ y preservar los recursos no renovables, aspectos que

están considerados y modelados en el problema de optimización propuesto en el presente documento.

En concordancia con lo anterior, la resolución del problema de optimización multiobjetivo determina la capacidad y la energía a ser introducida por las nuevas plantas de generación, el mencionado modelo satisface las restricciones técnicas asociadas a las unidades de generación y los balances energéticos para satisfacer la demanda, dado la caracterización del modelo multiobjetivo, su resolución y la determinación del óptimo de Pareto ha sido obtenido mediante el método de satisfacción difusa.

Como se ha citado, la determinación de la capacidad y energía de los proyectos de generación seleccionados para la expansión conlleva al establecimiento de costos del sistema, en tal sentido, la expansión clásica de generación que se presenta en el escenario arroja un valor de 398,82 millones de dólares, mientras que para el modelo multiobjetivo el valor asciende a 403,87 millones de dólares, por lo que, este último escenario es más costoso que el escenario base en 5.05 millones; sin embargo, las emisiones de CO₂ reducidas en el escenario 2 producen un valor de 944,7 millones de dólares de ingresos por bonos de carbono, por tal razón el modelo de optimización planteado satisface y encuentra el óptimo de Pareto y garantiza el abastecimiento de la demanda en el mediano plazo.

Por último, es necesario señalar que el modelo de optimización planteado puede ser escalable tanto en la cantidad de unidades de generación, así como el periodo de análisis, para lo cual es necesario establecer de forma precisa el crecimiento de la demanda, la curva de duración de la carga, la caracterización de los proyectos de generación, su tecnología y los costos asociados.

6.1 Trabajos futuros

Con base a lo desarrollado en el presente documento, se establece como temas a ser desarrollados a nivel investigativo, los siguientes:

- Modelo multinivel para la planificación de expansión de generación aplicando teoría de juegos.
- Expansión de los sistemas de generación incluyendo sistemas de almacenamiento usando algoritmos genéticos.
- Planificación a largo plazo de la generación con un alcance temporal reducido usando inteligencia artificial.
- Planificación de la expansión de la generación de bajas emisiones de carbono considerando la incertidumbre de la energía renovable en escalas de tiempo múltiples.
- Planificación de expansión integrada en las etapas de generación, transmisión y almacenamiento de energía eléctrica, para manejar una alta penetración de generación de energía eólica y solar.
- Planificación de expansión de generación con restricciones de respuesta de frecuencia primaria linealizada.

7 Referencias

- [1] A. F. Abdin, A. Caunhye, E. Zio, and M. Cardin, “Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty: A multistage adaptive robust approach,” *Appl. Energy*, vol. 306, no. PA, p. 118032, 2022.
- [2] R. Haghghi, H. Yektamoghadam, M. Dehghani, and A. Nikoofard,

- “Computers & Industrial Engineering Generation expansion planning using game theory approach to reduce carbon emission : A case study of Iran,” *Comput. Ind. Eng.*, vol. 162, p. 107713, 2021, doi: 10.1016/j.cie.2021.107713.
- [3] D. Sun, Z. Zheng, S. Liu, M. Wang, Y. Sun, and D. Liu, “Generation expansion planning considering efficient linear EENS formulation,” *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 4, no. 3, pp. 273–284, 2021, doi: 10.1016/j.gloi.2021.07.004.
- [4] R. Firmansyah, S. Budi, and S. P. Hadi, “Multi-level game theory model for partially deregulated generation expansion planning,” *Energy*, vol. 237, p. 121565, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121565.
- [5] Y. Mi, C. Liu, J. Yang, H. Zhang, and Q. Wu, “Low-carbon generation expansion planning considering uncertainty of renewable energy at multi-time scales,” *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 4, no. 3, pp. 261–272, 2021, doi: 10.1016/j.gloi.2021.07.005.
- [6] D. Kim, H. Ryu, J. Lee, and K. Kim, “Balancing risk : Generation expansion planning under climate mitigation scenarios,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 297, no. 2, pp. 665–679, 2022, doi: 10.1016/j.ejor.2021.06.001.
- [7] H. Arasteh, M. Kia, V. Vahidinasab, and M. Shafie-khah, “Electrical Power and Energy Systems Multiobjective generation and transmission expansion planning of renewable dominated power systems using stochastic normalized normal constraint,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 121, no. February, p. 106098, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106098.
- [8] J. Aghaei, M. A. Akbari, A. Roosta, and A. Baharvandi, “Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 102, pp. 8–19, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.04.001.
- [9] H. Kim, S. Lee, S. Han, and W. Kim, “Integrated Generation and Transmission Expansion Planning Using Generalized Bender ’ s Decomposition Method,” 2015, doi: 10.1109/CICT.2015.29.
- [10] J. Wu *et al.*, “Study on medium and long-term generation expansion planning method considering the requirements of green low-carbon development,” *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, vol. 2018-Octob, pp. 689–694, 2018, doi: 10.1109/APPEEC.2018.8566580.
- [11] B. Yuan, S. Wu, and J. Zong, “Multi-Area Generation Expansion Planning Model of High Variable Generation Penetration,” *2017 2nd Int. Conf. Power Renew. Energy*, pp. 645–648, 2017.
- [12] H. Akbarzade, “A Multi-Stage Generation Expansion Planning For Low Carbon Power Systems,” *Conf. Proc. - 2020 28th IEEE Int. Conf. Electr. Eng.*, 2020, doi: 10.1109/ICEE50131.2020.9260879.
- [13] W. Shengyu, C. Lu, Y. Xiaoqing, and Y. Bo, “Long-term Generation Expansion Planning under Uncertainties and Fluctuations of Multi-type Renewables,” *2015 IEEE 5th Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives*, vol. 5, pp. 612–616, doi: 10.1109/PowerEng.2015.7266387.
- [14] Q. Chen, C. Kang, S. Member, Q. Xia, and S. Member, “Power Generation Expansion Planning

- Model Towards Low-Carbon Economy and Its Application in China,” vol. 25, no. 2, pp. 1117–1125, 2010.
- [15] H. Akbarzade, “A Model for Generation Expansion Planning in Power Systems Considering Emission Costs,” *2018 Smart Grid Conf.*, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/SGC.2018.8777836.
- [16] H. Kim, S. Lee, S. Han, and W. Kim, “Integrated Optimization of Generation and Transmission Expansion Planning Using Decomposition Method,” *2015 12th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, 2015, doi: 10.1109/ISMS.2015.22.
- [17] F. Careri *et al.*, “Generation Expansion Planning in the Age of Green Economy,” *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, p. 1, 2011, doi: 10.1109/PTC.2011.6019441.
- [18] C. Chen, Z. Chen, and T. Lee, “Electrical Power and Energy Systems Multi-area economic generation and reserve dispatch considering large-scale integration of wind power,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 55, pp. 171–178, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.08.031.
- [19] Z. Chang, H. Wu, K. Pan, H. Zhu, and J. Chen, “Clean production pathways for regional power-generation system under emission constraints: A case study of Shanghai, China,” *J. Clean. Prod.*, vol. 143, pp. 989–1000, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2016.12.021.
- [20] B. Odetayo, J. MacCormack, W. D. Rosehart, and H. Zareipour, “A chance constrained programming approach to integrated planning of distributed power generation and natural gas network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 151, pp. 197–207, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.05.036.
- [21] M. Navidi, S. M. M. Tafreshi, and A. Anvari-Moghaddam, “A game theoretical approach for sub-transmission and generation expansion planning utilizing multi-regional energy systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, no. December 2019, p. 105758, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105758.
- [22] Y. Zhang, Y. Hu, J. Ma, and Z. Bie, “A Mixed-Integer Linear Programming Approach to Security-Constrained Co-Optimization Expansion Planning of Natural Gas and Electricity Transmission Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6368–6378, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2832192.
- [23] A. Wyrwa, W. Suwała, M. Pluta, M. Raczyński, J. Zyśk, and S. Tokarski, “A new approach for coupling the short- and long-term planning models to design a pathway to carbon neutrality in a coal-based power system,” *Energy*, p. 122438, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.122438.
- [24] H. Park and R. Baldick, “Multi-year stochastic generation capacity expansion planning under environmental energy policy,” *Appl. Energy*, vol. 183, pp. 737–745, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.164.
- [25] T. D. de Lima, A. Tabares, N. Bañol Arias, and J. F. Franco, “Investment & generation costs vs CO2 emissions in the distribution system expansion planning: A multi-objective stochastic programming approach,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, no. December 2019, 2021, doi:

- 10.1016/j.ijepes.2021.106925.
- [26] A. Covarrubias, “La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, p. 64, 1980.
- [27] X. Deng and T. Lv, “Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models,” *J. Clean. Prod.*, vol. 246, p. 118962, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118962.
- [28] N. Zhang, Z. Hu, C. Springer, Y. Li, and B. Shen, “A bi-level integrated generation-transmission planning model incorporating the impacts of demand response by operation simulation,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 123, pp. 84–94, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.06.020.
- [29] B. U. Schyska, A. Kies, M. Schlott, L. von Bremen, and W. Medjroubi, “The sensitivity of power system expansion models,” *Joule*, vol. 5, no. 10, pp. 2606–2624, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.07.017>.
- [30] J. Hernandez and R. Neiva, “Modelo para la planificación de la expansión del sistema eléctrico de generación con criterios de acotamiento de riesgo,” *III Congr. CIER la Energ.*, pp. 1–10, 2007, [Online]. Available: <http://www.iie.org.mx/boletin032009/art-inves.pdf>.
- [31] C. Li, A. J. Conejo, P. Liu, B. P. Omell, J. D. Siirola, and I. E. Grossmann, “Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems,” *Eur. J. Oper. Res.*, no. xxxx, 2021, doi: 10.1016/j.ejor.2021.06.024.
- [32] X. Zhang and A. J. Conejo, “Robust Transmission Expansion Planning Representing Long- and Short-Term Uncertainty,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 2, pp. 1329–1338, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2717944.
- [33] L. Ávila, M. R. M. Mine, E. Kaviski, and D. H. M. Detzel, “Evaluation of hydro-wind complementarity in the medium-term planning of electrical power systems by joint simulation of periodic streamflow and wind speed time series: A Brazilian case study,” *Renew. Energy*, vol. 167, pp. 685–699, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.11.141.
- [34] A. J. C. Pereira and J. T. Saraiva, “Generation expansion planning (GEP) – A long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (GAs),” *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 5180–5199, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.021>.
- [35] A. Singh, P. Das, A. Jain, R. Bhakar, and J. Mathur, “Long-term energy system planning considering short-term operational constraints,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 26, no. October 2018, p. 100383, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100383.
- [36] O. J. Guerra, D. A. Tejada, and G. V. Reklaitis, “An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems,” *Appl. Energy*, vol. 170, pp. 1–21, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.014.
- [37] Ministerio de Energía de Chile, “Planificación energética de largo plazo,” *Inf. Tecnol.*, pp. 1–80, 2022.
- [38] MERNNR, “Plan Maestro de la Electricidad- Expansión de la generación,” *Rev. Técnica*, vol. 2, 2020.

- [39] D. Santillán and F. Pallo, “Estudio de la Proyección de la Demanda Eléctrica y su Impacto en el Sistema de CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos en el periodo comprendido del 2019 al 2024,” *Tesis*, vol. 1, pp. 23–49, 2019.
- [40] K. Chen and M. Pan, “Operation optimization of combined cooling , heating , and power superstructure system for satisfying demand fluctuation,” *Energy*, vol. 237, p. 121599, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121599.
- [41] X. S. Musonye, B. Davíðsdóttir, R. Kristjánsson, E. I. Ásgeirsson, and H. Stefánsson, “Energy for Sustainable Development Environmental and techno-economic assessment of power system expansion for projected demand levels in Kenya using TIMES modeling framework,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 63, pp. 51–66, 2021, doi: 10.1016/j.esd.2021.05.006.
- [42] CELEC.EP, “Procedimiento para la elaboración del plan de expansión de transmisión,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 1–28, 2017.
- [43] P. Vásquez and A. Vargas, “Manejo de riesgo en planes de expansión de transmisión incorporando flexibilidad a través de inversiones en generación distribuida.,” *Rev. Técnica*, vol. 4, no. 1 SE-Artículos, pp. 49-58 pp., Jan. 2008, doi: 10.37116/revistaenergia.v4.n1.2008.255.
- [44] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo, “Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077, 2003.
- [45] J. Pablo and U. Wess, “Planificación de la expansión de sistemas eléctricos vía descomposición de Benders,” 1995.
- [46] L. Baringo and A. Baringo, “A stochastic adaptive robust optimization approach for the generation and transmission expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 792–802, 2017.
- [47] Y. Li *et al.*, “Optimal generation expansion planning model of a combined thermal – wind – PV power system considering multiple boundary conditions : A case study in Xinjiang , China,” vol. 7, pp. 515–522, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.01.020.
- [48] N. Achury *et al.*, “Long-term electrical planning methodology,” *J. Electr. Comput. Eng.*, pp. 1–12, 2017.
- [49] J. Arrianza, “Planificación de la expansión de generación y transmisión bajo incertidumbre utilizando técnicas de descomposición,” 2018.
- [50] J. Yáñez, “Planificación de la expansión en generación considerando sistemas de almacenamiento en escenarios con incertidumbre hidrológica,” 2020.
- [51] A. Pereira and E. Sauma, “Power systems expansion planning with time-varying CO2 tax,” *Energy Policy*, vol. 144, no. December 2019, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111630.
- [52] E. Llanes, “Análisis del ciclo de vida como herramienta para la evaluación del comportamiento ambiental de un proceso. Caso de estudio central eléctrica de fuel oil 110 kv en la provincia de Granma – Cuba.,” vol. IV, pp. 36–45, 2017.
- [53] L. Clarke, J. Edmonds, V. Krey, R. Richels, S. Rose, and M. Tavoni, “International climate policy

- architectures: Overview of the EMF 22 International Scenarios,” *Energy Econ.*, vol. 31, pp. S64–S81, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.10.013>.
- [54] Ministerio de ciencia y tecnología, “Impactos ambientales de la producción de electricidad,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol. IAEA*, vol. 1, pp. 7–28, 2014.
- [55] Y. Lei *et al.*, “Multi-objective stochastic expansion planning based on multi-dimensional correlation scenario generation method for regional integrated energy system integrated renewable energy,” *Appl. Energy*, vol. 276, no. April, p. 115395, 2020, doi: [10.1016/j.apenergy.2020.115395](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115395).
- [56] E. Valdés, “Metodología multiobjetivo para la planificación sostenible de la expansión de generación y transmisión del sector eléctrico,” 2019.
- [57] S. A. S. Mustafa, I. Musirin, M. K. M. Zamani, and M. M. Othman, “Pareto optimal approach in Multi-Objective Chaotic Mutation Immune Evolutionary Programming (MOCMIEP) for optimal Distributed Generation Photovoltaic (DGPV) integration in power system,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 10, no. 4, pp. 745–754, 2019, doi: [10.1016/j.asej.2019.04.006](https://doi.org/10.1016/j.asej.2019.04.006).
- [58] W. Feng, D. Gong, and Z. Yu, “Multi-objective evolutionary optimization based on online perceiving Pareto front characteristics,” *Inf. Sci. (Ny)*, vol. 581, pp. 912–931, 2021, doi: [10.1016/j.ins.2021.10.007](https://doi.org/10.1016/j.ins.2021.10.007).
- [59] R. Fonseca, “Métodos de escalarización en optimización multiobjetivo,” *Acad. Manag. Rev.*, pp. 0–96, 2018.
- [60] M. M. Begovic, B. Radibratovic, F. C. Lambert, and A. Ga, “On Multiobjective Volt-VAR Optimization in Power Systems,” *Proc. - 13th IEEE Int. Conf. Commer. Enterp. Comput. CEC 2011*, vol. 00, no. C, pp. 1–6, 2004.
- [61] H. A. N. Zhonghui, C. Tao, and A. Nomenclature, “Multi-Objective Optimal Scheduling for Hydro-Thermal-Wind Power System,” *TENCON 2015 - 2015 IEEE Reg. 10 Conf.*, pp. 1–5, 2015, doi: [10.1109/TENCON.2015.7372768](https://doi.org/10.1109/TENCON.2015.7372768).
- [62] B. Vedik and A. K. Chandel, “Power System State Estimation Using Weighted Least Trimmed Sum of Absolute Deviation,” *2015 Annu. IEEE India Conf.*, pp. 1–5, 2015, doi: [10.1109/INDICON.2015.7443722](https://doi.org/10.1109/INDICON.2015.7443722).
- [63] J. Niquepa, “Metodología de Toma de Decisiones En Energización de Zonas no Interconectadas Considerando Fuentes Renovables Solar Fotovoltaica y Eólica,” *Tesis*, 2018.
- [64] F. Yang, M. Ling-he, Z. Lan, and C. Jia-lin, “The application of Pareto Ant Colony Algorithm in Multi-Objective Power Network Planning,” *IEEE Power Energy Mag.*, pp. 796–800, 2008, doi: [10.1109/PACIA.2008.31](https://doi.org/10.1109/PACIA.2008.31).
- [65] R. Turvey and D. Anderson, *Electricity Economics - Essays and Case Studies*. 1977.
- [66] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2020.
- [67] R. Uria-Martinez, M. Johnson, and S. Rui, “U.S Hydropower Market Report - Water power technologies office,” *Off. Energy Effic. Renew. Energy*, no. January, 2021, [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/04/f51/Hydropower>

- Market Report.pdf.
- [68] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *Minist. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 23. Matriz de estado del arte

| MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|------|--|-------|---|-------------------|---------------------------------|---------------------|----------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|----------------------------------|--|--|--|--|
| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | |
| | | | | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Minimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Minimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación |
| 1 | 2022 | Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty : A multistage adaptive robust approach | 0 | ☒ | | | ☒ | | | | | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | | ☒ |
| 2 | 2021 | Computers & Industrial Engineering Generation expansion planning using game theory approach to reduce carbon emission : A case study of Iran | 0 | ☒ | | | | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | | | | ☒ | |
| 3 | 2021 | Generation expansion planning considering efficient linear EENS formulation | 2 | ☒ | | | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ |
| 4 | 2021 | Multi-level game theory model for partially deregulated generation expansion planning | 6 | | ☒ | | ☒ | | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ | | | | | | | ☒ | | |
| 5 | 2019 | Low-carbon generation expansion planning considering uncertainty of renewable energy at multi-time scales | 20 | | | | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | | | |
| 6 | 2021 | Balancing risk : Generation expansion planning under climate mitigation scenarios | 2 | ☒ | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | ☒ |
| 7 | 2020 | Electrical Power and Energy Systems Multiobjective generation and transmission expansion planning of renewable dominated power systems using stochastic normalized normal constraint | 9 | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | | | | ☒ | | | | |
| 8 | 2013 | Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy | 62 | | ☒ | | | | ☒ | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | |

MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

| ITEM | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | | |
|------|-------|---|-------|---|-------------------|---------------------------------|---------------------|----------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|----------------------------------|--|--|--|--|--|--|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Minimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Minimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación | Determinación del despacho energético de las centrales seleccionadas | Evaluación técnica y económica de la expansión de generación |
| 9 | 2018 | Study on medium and long-term generation expansion planning method considering the requirements of green low-carbon development | 9 | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | ☒ | | | |
| 10 | 2017 | Multi-Area Generation Expansion Planning Model of High Variable Generation Penetration | 3 | | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | ☒ |
| 11 | 2020 | A Multi-Stage Generation Expansion Planning For Low Carbon Power Systems | 1 | | | | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | ☒ | | | | ☒ | |
| 12 | 2010 | Power Generation Expansion Planning Model Towards Low-Carbon Economy and Its Application in Chin | 214 | | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | | | |
| 13 | 2018 | A Model for Generation Expansion Planning in Power Systems Considering Emission Costs | 4 | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | ☒ | |
| 14 | 2015 | Integrated Optimization of Generation and Transmission Expansion Planning Using Decomposition Method | 3 | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | ☒ | | | | | | ☒ | | |
| 15 | 2011 | Generation Expansion Planning in the Age of Green Economy | 132 | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | ☒ | |
| 16 | 2017 | A chance constrained programming approach to integrated planning of distributed power generation and natural gas network | 47 | | | | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | |
| 17 | 2020 | A game theoretical approach for sub-transmission and generation expansion planning utilizing multi-regional energy systems | 17 | ☒ | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | | | |

MODELO MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

| ITEM | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | | | |
|------|-------|--|-------|---|-------------------|---------------------------------|---------------------|----------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|----------------------------------|--|--|--|--|--|--|---|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Minimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Minimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación | Determinación del despacho energético de las centrales seleccionadas | Evaluación técnica y económica de la expansión de generación | |
| 18 | 2018 | A Mixed-Integer Linear Programming Approach to Security-Constrained Co-Optimization Expansion Planning of Natural Gas and Electricity Transmission Systems | 47 | | | | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | ☒ | | | |
| 19 | 2021 | A new approach for coupling the short- and long-term planning models to design a pathway to carbon neutrality in a coal-based power system | 2 | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | ☒ | | |
| 20 | 2016 | Multi-year stochastic generation capacity expansion planning under environmental energy policy | 57 | | | | | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | |
| 21 | 2021 | Investment & generation costs vs CO2 emissions in the distribution system expansion planning: A multi-objective stochastic programming approach | 1 | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | |
| 22 | 1980 | La planificación de la ampliación de sistemas eléctricos | 1 | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | ☒ | | ☒ |
| 23 | 2020 | Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models | 76 | | | | | | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | |
| 24 | 2016 | A bi-level integrated generation-transmission planning model incorporating the impacts of demand response by operation simulation | 49 | | | | | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | ☒ |
| 25 | 2021 | The sensitivity of power system expansion models | 2 | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | |
| 26 | 2007 | Modelo para la planificación de la expansión del sistema eléctrico de generación con criterios de acotamiento de riesgo | 1 | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ |

MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

| ITEM | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | |
|------|-------|--|-------|---|-------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|-------------------------------------|--|--|--|--|--|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Mínimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Mínimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación | Determinación del despacho energético de las centrales seleccionadas |
| 27 | 2021 | Mixed-integer linear programming models and algorithms for generation and transmission expansion planning of power systems | 2 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 28 | 2017 | Robust Transmission Expansion Planning Representing Long- and Short-Term Uncertainty | 78 | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | |
| 29 | 2021 | Evaluation of hydro-wind complementarity in the medium-term planning of electrical power systems by joint simulation of periodic streamflow and wind speed time series: A Brazilian case study | 4 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 30 | 2011 | Generation expansion planning (GEP) – A long-term approach using system dynamics and genetic algorithms (GAs) | 135 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 31 | 2019 | Long-term energy system planning considering short-term operational constraints | 13 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | |
| 32 | 2016 | An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems | 95 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 33 | 2019 | Planificación energética de largo plazo | 0 | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | |
| 34 | 2019 | Estudio de la Proyección de la Demanda Eléctrica y su Impacto en el Sistema de CNEL EP - Unidad de Negocio Los Ríos en el periodo comprendido del 2019 al 2024 | 0 | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | |
| 35 | 2021 | Operation optimization of combined cooling , heating , and power superstructure system for satisfying demand fluctuation | 2 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> |

MODELO MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | |
|------|------|---|-------|---|-------------------|---------------------------------|---------------------|----------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|----------------------------------|--|--|--|--|
| | | | | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Minimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Minimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación |
| 36 | 2021 | Energy for Sustainable Development Environmental and techno-economic assessment of power system expansion for projected demand levels in Kenya using TIMES modeling framework | 0 | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | | | |
| 37 | 2018 | Procedimiento para la elaboración del plan de expansión de transmisión | 0 | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | | | ☒ |
| 38 | 2008 | Manejo de riesgo en planes de expansión de transmisión incorporando flexibilidad a través de inversiones en generación distribuida | 6 | ☒ | | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | ☒ | |
| 39 | 2003 | Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach | 578 | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | | | ☒ | ☒ |
| 40 | 1995 | Planificación de la expansión de sistemas eléctricos vía descomposición de Benders | 4 | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | | | ☒ |
| 41 | 2017 | A stochastic adaptive robust optimization approach for the generation and transmission expansion planning | 95 | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | | | |
| 42 | 2021 | Optimal generation expansion planning model of a combined thermal – wind – PV power system considering multiple boundary conditions: A case study in Xinjiang | 2 | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | ☒ |
| 43 | 2015 | Multistage long-term expansion planning of electrical distribution systems considering multiple alternatives | 95 | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | ☒ | ☒ | ☒ |
| 44 | 2018 | Planificación de la expansión de generación y transmisión bajo incertidumbre utilizando técnicas de descomposición | 0 | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | ☒ | ☒ |

MODELO MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

| ITEM | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | |
|------|-------|--|-------|---|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|-------------------------------------|--|--|--|--|--|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Minimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Minimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación | Determinación del despacho energético de las centrales seleccionadas |
| 45 | 2020 | Planificación de la expansión en generación considerando sistemas de almacenamiento en escenarios con incertidumbre hidrológica | 0 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 46 | 2020 | Power systems expansion planning with time-varying CO2 tax | 6 | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 47 | 2017 | Análisis del ciclo de vida como herramienta para la evaluación del comportamiento ambiental de un proceso. Caso de estudio central eléctrica de fuel oil 110 kv en la provincia de Granma – Cuba | 1 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | |
| 48 | 2009 | International climate policy architectures: Overview of the EMF 22 International Scenarios | 643 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 49 | 2003 | Impactos ambientales de la producción de electricidad | 2 | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | |
| 50 | 2020 | Multi-objective stochastic expansion planning based on multi-dimensional correlation scenario generation method for regional integrated energy system integrated renewable energy | 17 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | |
| 51 | 2019 | Metodología multiobjetivo para la planificación sostenible de la expansión de generación y transmisión del sector eléctrico | 2 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 52 | 2019 | Pareto optimal approach in Multi-Objective Chaotic Mutation Immune Evolutionary Programming (MOCMIEP) for optimal Distributed Generation Photovoltaic (DGPV) integration in power system | 17 | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | | | |

MODELO MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

| ITEM | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | | |
|-----------|-------|---|-------|---|-------------------|---------------------------------|---------------------|----------------------------|---|--|--|--|--|---|--|--|--|----------------------------------|--|--|--|--|--|--|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Planificación de la expansión de generación | Emissiones de CO2 | Costos de inversión y operación | Energías Renovables | Optimización multiobjetivo | Implementación de modelos de optimización multiobjetivo | Reducción de costos de inversión y operativos en el abastecimiento de la demanda | Optimización de recursos de generación | Evaluación de las variables técnicas y económicas de los sistemas eléctricos | Abastecimiento de la demanda en el largo plazo | Restricción de capacidad de centrales de generación | Restricciones energéticas para condiciones técnicas de los generadores | Restricción para cumplimiento de reserva | Minimización de costos de inversión y operativos para abastecimiento de la demanda | Minimización de emisiones de CO2 | Determinación de la capacidad de las plantas generadoras seleccionadas | Determinación de la energía de las plantas generadoras seleccionadas | Modelo de optimización multiobjetivo para la expansión de generación | Selección de capacidad de las unidades de generación | Determinación del despacho energético de las centrales seleccionadas | Evaluación técnica y económica de la expansión de generación |
| 53 | 2021 | Multi-objective evolutionary optimization based on online perceiving Pareto front characteristics | 0 | | | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | ☒ | | | | ☒ |
| 54 | 2004 | On Multiobjective Volt-VAR Optimization in Power Systems | 32 | ☒ | | | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | |
| 55 | 2015 | Multi-Objective Optimal Scheduling for Hydro-Thermal-Wind Power System | 7 | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | | | | | ☒ | | | | | ☒ | ☒ | | | |
| 56 | 2015 | Power System State Estimation Using Weighted Least Trimmed Sum of Absolute Deviation | 0 | | ☒ | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | ☒ |
| 57 | 2018 | Metodología de Toma de Decisiones En Energización de Zonas no Interconectadas Considerando Fuentes Renovables Solar Fotovoltaica y Eólica | 1 | | | | ☒ | | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | | ☒ | ☒ | | |
| 58 | 1977 | Electricity Economics - Essays and Case Studies | 356 | ☒ | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | | | ☒ | | | | ☒ | | ☒ | | | | |
| 59 | 2017 | U.S Hydropower Market Report - Water power technologies office | 39 | ☒ | ☒ | | | | | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | | ☒ | ☒ | |
| CANTIDAD: | | | | 18 | 16 | 11 | 20 | 13 | 15 | 8 | 13 | 10 | 5 | 26 | 10 | 4 | 14 | 7 | 4 | 17 | 15 | 12 | 12 | 16 |

7.2 Resumen de Indicadores

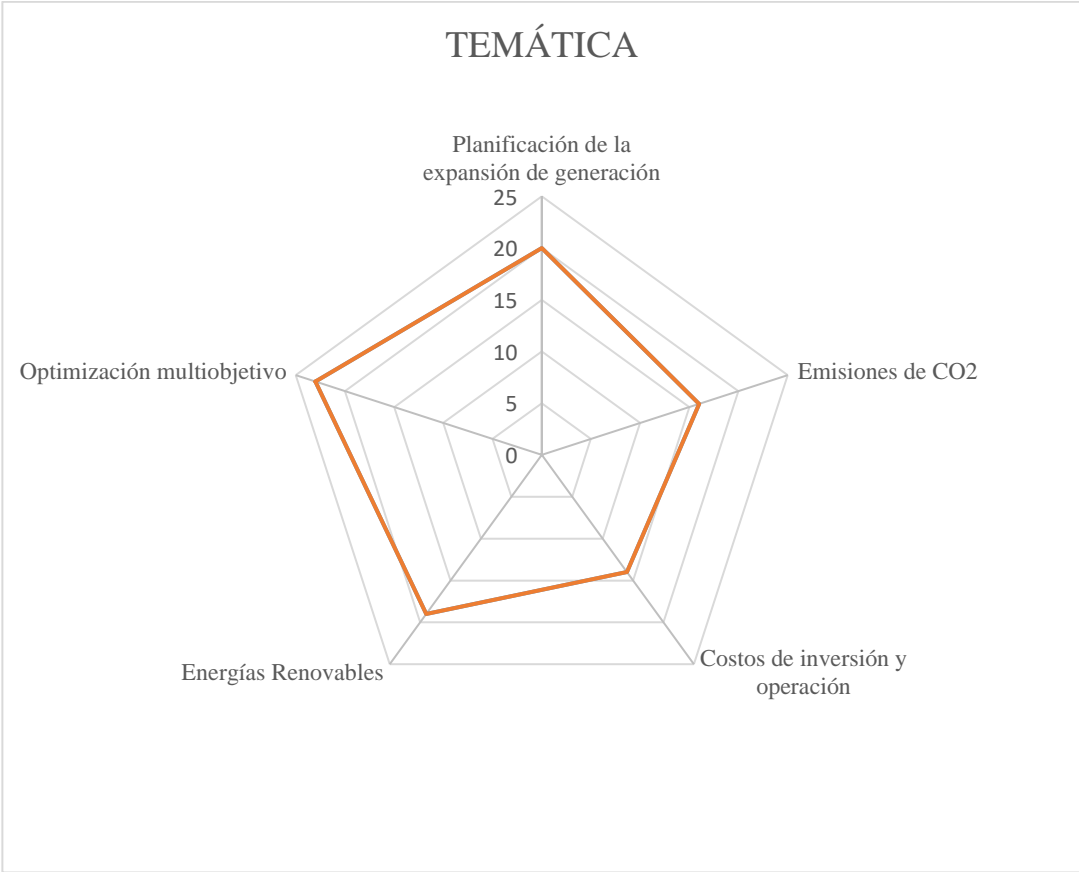


Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del art

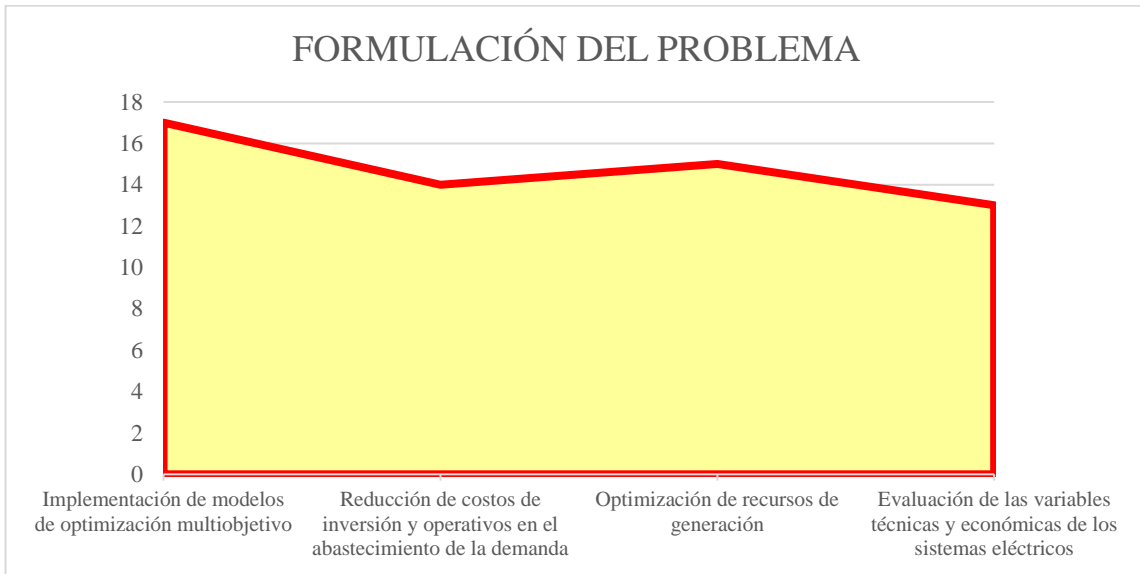


Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

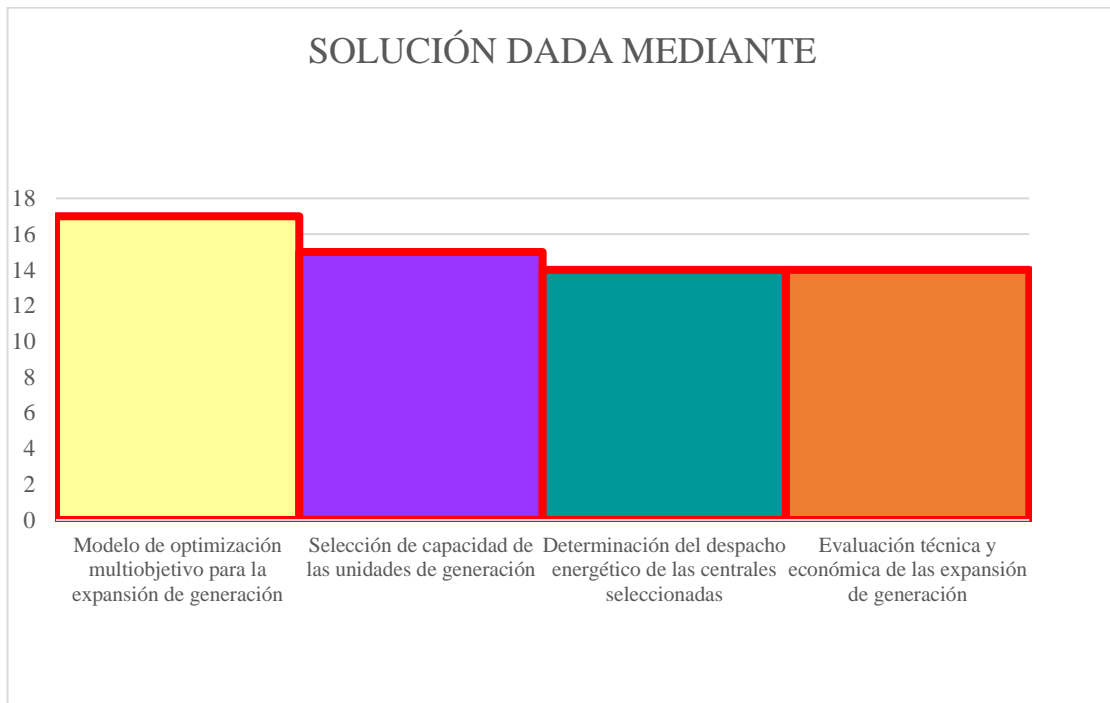


Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.