

**PLANIFICACIÓN MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE
TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PLANIFICACIÓN MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE
TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

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

AUTOR: ELOY RICARDO ENRÍQUEZ LÓPEZ
TUTOR: ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ

Quito -Ecuador

2022

Eloy Ricardo Enríquez López

PLANIFICACIÓN MULTIOBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Eloy Ricardo Enríquez López (Y'1995-F'19). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Nacional “Madre de la Divina Gracia” de la ciudad de Quito, dónde obtuvo el título de Bachiller en Ciencias Especialidad Físico Matemático. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo propone la formulación de un modelo de optimización multiobjetivo que minimizará los costos inversión de nuevos vínculos y de operación de los generadores y minimizará pérdidas, aplicando la metodología de la Eficiencia de Pareto, para establecer la adecuada expansión de la red de transmisión considerando la aplicación de flujos óptimos de potencia AC. eenriquezl@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



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

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

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

Yo, Eloy Ricardo Enríquez López con documento de identificación N° 1720894441 manifiesto que:

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

Quito, 12 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Eloy Ricardo Enríquez López

1720894441

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

Yo, Eloy Ricardo Enríquez López con documento de identificación No. 1720894441, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Planificación multiobjetivo para la expansión de las redes de transmisión aplicando flujos óptimos de potencia AC”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 12 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Eloy Ricardo Enríquez López

1720894441

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC, realizado por Eloy Ricardo Enríquez López con documento de identificación N° 1720894441, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 12 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Ing. Alexander Águila Téllez, MSc
1755983184

ÍNDICE GENERAL

| | | |
|-------|----------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | Introducción | 2 |
| 2 | Marco teórico..... | 4 |
| 2.1 | Planeamiento de la expansión de las redes de eléctricas. | 4 |
| 2.1.1 | Modelamiento en PET..... | 4 |
| 2.1.2 | Método de solución | 5 |
| 2.1.3 | Confiabilidad y seguridad en la PET | 5 |
| 2.2 | Flujo de potencia AC | 6 |
| 2.3 | Optimización basada en varios objetivos..... | 7 |
| 2.3.1 | Optimización por eficiencia | 8 |
| 3 | Planificación multiobjetivo para la expansión aplicando FOP- AC | 8 |
| 3.1 | Funciones Objetivo para la formulación | 8 |
| 3.2 | Parámetros técnicos para la producción de energía de los generadores | 9 |
| 3.3 | Límites de voltaje..... | 10 |
| 3.4 | Balance en cada bus del sistema..... | 10 |
| 3.5 | Flujo de los vínculos de la red | 10 |
| 3.6 | Flujo de los vínculos de la red | 11 |
| 3.7 | Procedimiento para resolución del problema multiobjetivo | 11 |
| 3.8 | Pseudocódigo..... | 12 |
| 4 | Casos de estudio..... | 13 |
| 4.1 | Sistema Garver 6 nodos..... | 13 |
| 4.2 | Sistema IEEE 13 nodos..... | 14 |
| 5 | Análisis de resultados..... | 15 |
| 5.1 | Sistema Garver – Resultados..... | 15 |
| 5.2 | Sistema IEEE 13 nodos – Resultados..... | 18 |
| 6 | Conclusiones | 22 |
| 6.1 | Trabajos futuros..... | 23 |
| 7 | Referencias..... | 23 |
| 7.1 | Matriz de Estado del Arte..... | 30 |
| 7.2 | Resumen de Indicadores | 35 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Expansión de las redes de transmisión | 2 |
| Figura 2. Flujograma de la PET tradicional..... | 6 |
| Figura 3. Frente de Pareto con sus vectores de decisión..... | 8 |
| Figura 4. Diagrama Unifilar Sistema Garver | 13 |
| Figura 5. Diagrama Unifilar Sistema IEEE 13 nodos | 14 |
| Figura 6. Diagrama de Pareto – Sistema Garver..... | 15 |
| Figura 7. Expansión Óptimo de Pareto – Sistema Garver..... | 17 |
| Figura 8. Comparación de Potencia de Generación – Sistema Garver..... | 18 |
| Figura 9. Comparación de Pérdidas – Sistema Garver. | 18 |
| Figura 10. Comparación de perfiles de voltaje – Sistema Garver..... | 18 |
| Figura 11. Diagrama de Pareto – Sistema IEEE 13 nodos..... | 19 |
| Figura 12. Expansión Óptimo de Pareto – Sistema IEEE 13 nodos..... | 20 |
| Figura 13. Comparación de Potencia de Generación – Sistema IEEE 13 nodos. ... | 21 |
| Figura 14. Comparación de Pérdidas – Sistema IEEE 13 nodos. | 22 |
| Figura 15. Comparación de perfiles de voltaje – Sistema IEEE 13 nodos..... | 22 |
| Figura 16. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. | 35 |
| Figura 17. Indicador de formulación del problema - Estado del arte. | 35 |
| Figura 18. Indicador de solución - Estado del arte. | 35 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Ventajas y desventajas de los métodos matemáticos y metaheurísticos | 5 |
| Tabla 2. Ventajas y desventajas de los modelos AC/DC para flujos de potencia..... | 7 |
| Tabla 3. Pseudocódigo..... | 12 |
| Tabla 4. Datos del parque generador – Sistema Garver | 13 |
| Tabla 5. Datos de nodos – Sistema Garver..... | 13 |
| Tabla 6. Datos de la red – Sistema Garver..... | 13 |
| Tabla 7. Datos del parque generador – IEEE 13 nodos | 14 |
| Tabla 8. Datos de nodos – Sistema IEEE 13 nodos..... | 14 |
| Tabla 9. Datos de la red – Sistema IEEE 13 nodos..... | 14 |
| Tabla 10. Resultado de las funciones objetivo por cada escenario – Sistema Garver | 15 |
| Tabla 11. Max y Min de Funciones Objetivo – Sistema Garver..... | 15 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 12. Funciones de pertinencia de las funciones objetivo – Sistema Garver..... | 15 |
| Tabla 13. Mínimo de las Funciones de pertinencia – Sistema Garver..... | 16 |
| Tabla 14. Activación de vínculos – Sistema Garver. | 16 |
| Tabla 15. Voltaje – Sistema Garver..... | 16 |
| Tabla 16. Carga y Generación – Sistema Garver..... | 16 |
| Tabla 17. Flujo en los vínculos – Sistema Garver | 16 |
| Tabla 18. Costos – Sistema Garver..... | 18 |
| Tabla 19. Valores funciones objetivo – Sistema IEEE 13 nodos. | 18 |
| Tabla 20. Max y Min de Funciones Objetivo – Sistema IEEE 13 nodos | 19 |
| Tabla 21. Funciones de pertinencia de las funciones objetivo – Sistema IEEE 13 nodos..... | 19 |
| Tabla 22. Mínimo de las Funciones de pertinencia – Sistema IEEE 13 nodos..... | 19 |
| Tabla 23. Activación de vínculos–Sistema IEEE 13 nodos | 19 |
| Tabla 24. Voltaje – Sistema IEEE 13 nodos..... | 20 |
| Tabla 25. Carga y Generación – Sistema IEEE 13 nodos..... | 21 |
| Tabla 26. Flujo en los vínculos – Sistema IEEE 13 nodos. | 21 |
| Tabla 27. Costos – Sistema IEEE 13 nodos..... | 22 |
| Tabla 28: Matriz de estado del arte. | 30 |

PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

Resumen

Este artículo se encausa en lograr la efectiva expansión de las redes de un sistema de transmisión de energía eléctrica (PET), aplicando flujos óptimos de potencia AC y por medio de la ejecución de un modelo de optimización multiobjetivo (OM) que tiene como principales fines la minimización de los costos de inversión de las posibles nuevas líneas de transmisión, los costos de operación de las unidades de generación, así como también la minimización de pérdidas activas de la red. Para su apreciación este modelo se implementará el estándar de prueba de 6 nodos de Garver y el sistema de 13 nodos de IEEE modificado para que los parámetros de la red equivalgan a una red de transmisión y de esta forma hacer extensiva la investigación. Para el proceso de optimización se utilizará la metodología de la eficiencia de Pareto, que tiene en cuenta las restricciones técnicas propias del sistema tales como la cargabilidad de los vínculos de la red, así como también los límites de operación de las unidades de generación entre otros. Como resultado, se obtiene los nuevos enlaces a incorporarse en la red que garantizar el abastecimiento de la demanda incluyendo su crecimiento, determinados los costos de producción de energía y los costos de la inversión de la nueva infraestructura de transmisión, así como las variables eléctricas que se discuten en el análisis de los resultados.

Palabras Clave: Sistemas de Transmisión de potencia, Planificación de sistemas de potencia, Despacho de generación, Optimización de Pareto y Métodos de optimización

Abstract

This article is aimed at achieving the effective expansion of the networks of an electrical energy transmission system (PET), applying optimal AC power flows and through the execution of a multi-objective optimization (OM) model that has as its main purposes the minimization of the investment costs of possible new transmission lines, the operating costs of the generation units, as well as the minimization of active losses of the network. For your assessment, this model will be implemented the Garver 6-node test standard and the IEEE 13-node system modified so that the network parameters are equivalent to a transmission network and thus extend the research. For the optimization process, the Pareto efficiency methodology will be used, which takes into account the technical constraints of the system such as the loadability of the network links, as well as the operating limits of the generation units, among others. As a result, we obtain the new links to be incorporated into the network that guarantee the supply of demand including its growth, determined the costs of energy production and the costs of investing the new transmission infrastructure, as well as the electrical variables that are discussed in the analysis of the results.

Keywords: Power transmission, Power system planning, Power generation dispatch, Pareto optimization and Optimization methods.

1 Introducción

En la planificación de las redes eléctricas de potencia el enfoque es lograr procedimientos de óptimos que cumplan con el nivel requerido de confiabilidad y con las restricciones técnicas al menor costo posible. El mercado eléctrico se ve afectado cada vez más ante incertidumbres, el pronóstico de la carga, fluctuaciones en los precios horarios de electricidad, fiabilidad de los grupos de generación, incertidumbre del nivel económico y cambios ambientales y sociales [1]. Además de considerar estas incertidumbres, los planificadores también deben equilibrar los requisitos técnicos del sistema con los requisitos económicos de los inversores que buscan maximizar sus ganancias y estabilidad en el mercado. Todo esto hace que la programación de la transmisión sea un problema de optimización multipropósito muy complejo y restringido [2].

La Planificación de Expansión de Transmisión (PET) es un trama complicado

y crucial para el buen funcionamiento del sector eléctrico, un problema con todo tipo de incertidumbres. El desarrollo oportuno y rentable de expansión en el sistema de transmisión de energía es necesario para brindar a los clientes servicios de electricidad seguros y confiables, mejorar la competitividad y garantizar un mercado de electricidad eficiente [3], en la Figura 1 se visualiza un esquema básico de la PET en los sistemas de potencia. Dada la irreversibilidad y longevidad de las inversiones en líneas de transmisión la PET requiere mitigar las incertidumbres sobre las condiciones futuras del sistema durante los próximos años [4]. Es por este motivo que se han creado y desarrollado varios métodos y modelos de pronóstico y optimización para solventar este dilema tan importante en el campo de la ingeniería eléctrica.

La función del sistema de energía bajo criterios aceptables de operación es suministrar electricidad a los consumidores, manteniendo el voltaje y la frecuencia

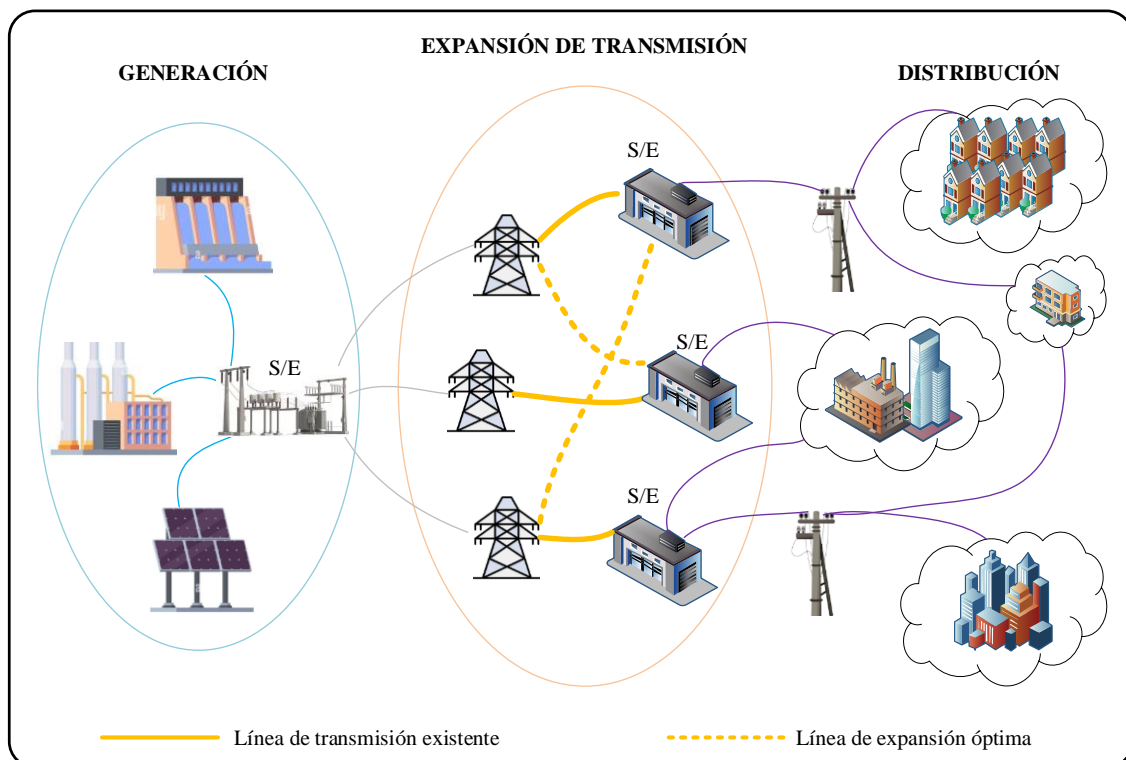


Figura 1. Expansión de las redes de transmisión [autor].

dentro de los límites especificados. Conocer el voltaje en cada barra y la potencia que fluye a través de la red de transmisión es esencial para una comprensión completa de un sistema eléctrico [5]. El análisis de flujo de potencia puede proporcionar esta información, luego se puede utilizar para modelar el rendimiento de futuros planes de expansión de la red simulando pruebas de sobrecarga de componentes durante ciertas horas de consumo [6]. El análisis de flujo de potencia también permite a los operadores y planificadores del sistema prepararse para eventos inesperados e impredecibles, como la pérdida de unidades de generación o fallas en las líneas eléctricas. Además, los resultados de las pruebas periódicas de flujo de potencia en tiempo real se utilizan para corregir el elemento denominado factor de potencia, para lo cual una alternativa corresponde a la compensación de potencia reactiva y la asignación óptima de las unidades de generación para minimizar las pérdidas en las redes de transmisión, así como los costos producidos en la operación de la de generación [7]. Por lo tanto, el análisis de flujos de potencia es de fundamental importancia para la operación y planificación del sistema de potencia.

Existen dos métodos generales para la obtención del flujo de potencia, el modelo AC y DC, siendo el modelado AC más completo, pero a su vez más complejo en el análisis, mientras que el modelado DC es más simple y fácil de implementar, pero tiene ciertas limitaciones por sus simplificaciones [8].

En el proceso de planificación una vez determinados los valores del sistema mediante el flujo de potencia, se los debe optimizar. La optimización es el proceso por el cual se puede encontrar la mejor solución o el valor óptimo para un problema determinado [9]. Los problemas de optimización usualmente suelen determinarse por encontrar el valor máximo o mínimo con respecto a uno o más objetivos. Los problemas con más de un

objetivo se denominan optimización multiobjetivo; se han aplicado diferentes metodologías para estos problemas como [10] y [11] que usa algoritmos genéticos por conjuntos de Pareto para la solución multiobjetivo de minimización de costos de inversión y de emisiones, [12] establece un modelo multiobjetivo basado en la agrupación difusa para la minimización de la compensación reactiva y desviación de voltaje, [13] resuelve un problema de optimización de enjambre de partículas con generar un conjunto óptimo de Pareto para la maximización de la confiabilidad del sistema y minimización de costos del sistema, [14]–[16] también tratan funciones objetivo conjuntas aplicadas a las redes eléctricas de gran potencia.

En el ámbito asociado a la ingeniería eléctrica la optimización es aplicada especialmente en los problemas relacionados a la expansión del sistema, estos son problemas de optimización grandes, complejos y no lineales, que plantean desafíos para todos los enfoques de optimización conocidos. Las principales dificultades en la planificación se relacionan con su naturaleza combinatoria, que a menudo conduce a un fuerte aumento en el número de alternativas que deben analizarse incluso para sistemas de mediana envergadura [17].

Las técnicas de optimización se han aplicado en varias temáticas, de las cuales se pueden citar:

- Planificación de la operación [18]
- Planificación del mantenimiento [19],
- Despacho Económico [20],
- Flujo óptimo de potencia[21],
- Asignación de compensación [22],
- Reducción de emisiones de GEI [23], entre otros.

Las operaciones de optimización del sistema de potencia son diversas y se pueden clasificar por las peculiaridades del objetivo que se persigue o el arquetipo de

restricciones a usarse. A menudo se denominan problemas de optimización con restricciones lineales, no lineales, enteras y/o enteras mixtas. El costo es una función usada en este tipo de problemas matemáticos de optimización para las redes eléctricas de potencia [24]. En esta línea de estudio se propone en el presente trabajo establecer la expansión de los sistemas de transmisión de electricidad, empleando flujos de carga óptimos en corriente alterna, para lo que se desarrollara un modelo matemático multiobjetivo que será resuelto bajo mediante la metodología de la Eficiencia de Pareto, tomando en cuenta la reducción de los costos asociados a la inversión de los nuevos vínculos de la red; y, los costos de operación de las unidades generadoras y, la minimización de pérdidas activas de la red de transmisión; los modelos de ensayo son: el de 6 nodos de Garver y el sistema IEEE 13 bus modificado que equivalga a un sistema de transmisión, sobre los cuales se evaluará las alternativas operativas y las opciones que puede tener la planificación del sistema de transmisión en el mediano plazo.

Con el propósito de presentar y desarrollar el tema de investigación de Planificación multiobjetivo para extensión del sistema de transmisión de electricidad aplicando flujos óptimos de carga AC. Al presente trabajo se lo ha sistematizado de la siguiente manera: 1. Introducción a la temática de estudio, 2. Desarrollo del marco teórico que se enfoca en flujos de carga, optimización multiobjetivo y extensión de las redes de transporte 3. Modelo multiobjetivo para la determinación de los nuevos vínculos de las redes de transporte, 4. Aplicación de la propuesta matemática en los sistemas de prueba y detalle de los casos de análisis, 5. Evaluación de los resultados obtenidos, y 6. Detalle de aspectos concluyentes, trabajos a desarrollarse en un futuro y referencias asociadas a la investigación.

2 Marco teórico

En este capítulo se procederá a detallar con mayor énfasis los temas de planificación de la expansión de transmisión, modelos de flujos de potencia y optimización multiobjetivo. El objetivo de este planteamiento es profundizar estas temáticas para el mejor entendimiento y comprensión del tópico y objetivo de este artículo.

2.1 Planeamiento de la expansión de las redes de eléctricas.

La expansión óptima para la red eléctrica de transporte siempre ha sido un tema fundamental en la planificación del sistema eléctrico [25]. El desarrollo del sistema eléctrico puede tener lugar en áreas como la de producción de electricidad, así como en el transporte de energía. En este sentido, la Planificación de Expansión de la Transmisión (PET) ha sido ampliamente estudiada como parte integral de la planificación del sistema de potencia a largo plazo [26].

En PET, el objetivo es expandir la red eléctrica de transporte existente para compensar la creciente carga eléctrica evaluada en el futuro. El PET determina dónde, cuándo y cuántas líneas nuevas deben instalarse en la red de transporte para cubrir la carga. Dado que el problema PET es una programación no lineal limitada de enteros mixtos, el estudio puede orientarse desde distintas aristas, por tanto, los aspectos se pueden clasificar de la siguiente manera [27]:

- Modelamiento
- Método de solución
- Confiabilidad y seguridad en PET

2.1.1 Modelamiento en PET

En términos de modelado matemático, el PET es un programa de optimización no lineal dentro del cual se incluyen variables enteras mixtas. Los problemas de optimización clásicos como lo es la PET

usualmente constan de dos partes, una principal que funge como función objetivo y la otra en forma de restricciones [28]. Los PET evalúan varias funciones objetivo como pueden ser los costos de línea, confiabilidad, sobrecarga o costos del mercado eléctrico, entre otros. Las restricciones del PET se pueden dividir en dos partes: restricciones obligatorias y restricciones opcionales [29]. Las restricciones obligatorias se refieren a los límites operativos del sistema, como lo son, la energía horaria que entrega cada generador, el valor del fasor de voltaje y la potencia transmitida por los enlaces de la red de transmisión, mientras que las restricciones opcionales pueden ser, límites de inversión y seguridad o también los límites de impacto ambiental [30]. Para modelar los PET se utilizan el análisis de flujo de potencia AC o DC.

2.1.2 Método de solución

El dilema al momento de desarrollar los PET es que los objetivos de planificación suelen ser contradictorios por lo cual se vuelve un desafío significativo. La planificación tradicional tiene como objetivo minimizar costos de inversión, sin embargo, un tipo de planificación más completa debe tomar en cuenta objetivos como [31]:

- Mitigación de la congestión de los flujos de potencia [32], [33].
- Mejora de la confiabilidad y seguridad [34], [35].
- Minimización del impacto al medio ambiente [36].

Estos objetivos usualmente suelen estar en conflicto y no son copases de satisfacerse al mismo tiempo. Es por ello por lo que la PET se convierte en un problema multiobjetivo necesitando métodos de optimización más avanzados los cuales se pueden clasificar en dos: métodos matemáticos y metaheurísticos, cada uno de ellos con sus respectivas ventajas y

desventajas representadas en la Tabla 1 [37].

Los métodos matemáticos más aplicados para la PET son [38]–[41]:

- Programación lineal entera mixta
- Programación no lineal entera mixta
- Programación dinámica
- Teoría de juegos

Los métodos metaheurísticos más utilizados para la PET son [42]–[45]:

- Redes neuronales artificiales
- Colonia de hormigas
- Algoritmos genéticos
- Lógica difusa

Tabla 1. Aspectos relevantes de los métodos rigurosos y metaheurísticos

| | Ventajas | Desventajas |
|--------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Métodos Matemáticos | <ul style="list-style-type: none"> -La solución óptima suele ser precisa -Tiempo de resolución bajo -Converge adecuadamente | <ul style="list-style-type: none"> -Difícil aplicación para sistemas de gran escala -Reducido éxito en programación de múltiples niveles y de naturaleza combinatoria. |
| Métodos Metaheurísticos | <ul style="list-style-type: none"> -Fácil aplicación ya que codifica los SEP. -Soluciones de alta calidad en tiempos moderados. -Apto para sistemas de múltiples nodos no convexos -Solo necesitan las respuestas de salida de otros programas para su resolución | <ul style="list-style-type: none"> -Tiempo de simulación alto -Las soluciones son aproximaciones en un espacio de soluciones. -La posibilidad de divergencia es mayor que la de los modelos matemáticos |

2.1.3 Confiabilidad y seguridad en la PET

La lógica en la planificación de un sistema eléctrico típico se evalúa en términos macro y micro. La fase macro implica un estudio de planificación enfocado en los lineamientos estratégicos de tipo político, por su parte en la fase micro implica un

estudio de planificación alineado a un estudio de viabilidad técnica. El estudio de relevancia, seguridad y confiabilidad pertenece a la etapa macro, mientras que el análisis técnico, como el análisis de fallas y el análisis de estabilidad, pertenece a la etapa micro [46]. El proceso tradicional de planificación del sistema eléctrico se ilustra en la Figura 2.

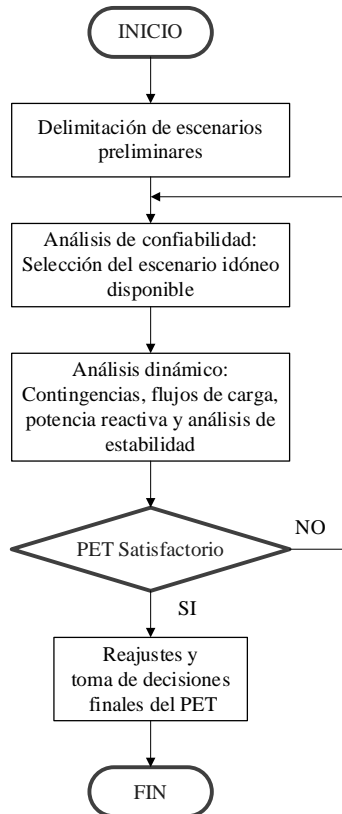


Figura 2. Flujograma de la PET tradicional [27].

Los análisis de confiabilidad e idoneidad deben estar completos antes del análisis de falla y estabilidad. EL PET debe cumplir con los criterios de confiabilidad y garantizar el cumplimiento de los parámetros de seguridad. Así mismo, el parámetro de confiabilidad del sistema se puede considerar como una restricción o parte de una función objetivo. Las métricas de confiabilidad más comunes se utilizan para evaluar la confiabilidad del sistema. Estas métricas son las siguientes [47]–[50]:

- Pérdida de carga esperada (LOLE)

- Estimación de la confiabilidad jerárquica
- Costo de pérdida de carga (LOLC)
- Escasez esperada de suministro de energía (EENS)
- Índice de Mejora de la Confiabilidad

El análisis de seguridad tiene por objeto presentar los requisitos de rendimiento bajo circunstancias imprevistas tales como contingencias. Los eventos n-1 y las interrupciones programadas se utilizan a menudo como restricciones en los PET. Otras restricciones de seguridad tomadas en cuenta en el desarrollo de la PET son los límites de estabilidad de voltaje, los flujos en la línea, la generación máxima disponible, la seguridad de voltaje en estado estacionario entre otros [51].

2.2 Flujo de potencia AC

El enfoque más preciso para el análisis de flujo de carga es modelar la red y el sistema utilizando el modelo AC, este se construye utilizando un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales y es necesario aplicar un algoritmo iterativo para su resolución [6]. El principal inconveniente con el modelo AC es que las ecuaciones no lineales pueden no converger sin una buena estimación inicial de la solución [52]. El modelo AC es computacionalmente complejo, especialmente cuando se analizan eventos aleatorios.

La formulación del flujo de carga AC corresponde a un estudio por cada uno de los nodos. Las ecuaciones por cada vínculo de la red corresponden a las siguientes[53]:

$$P_k = V_k \sum_{l=1}^L V_l [G_{kl} \cos(\theta_k - \theta_l) + B_{kl} \sin(\theta_k - \theta_l)] \quad (1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{l=1}^L V_l [G_{kl} \sin(\theta_k - \theta_l) - B_{kl} \cos(\theta_k - \theta_l)] \quad (2)$$

Las ecuaciones definidas en (1) y (2), respectivamente, contienen cuatro variables: ángulo del fasor voltaje,

inyecciones netas de potencia real y reactiva y magnitud de voltaje. Se conocen dos de las cuatro variables en cada barra, según su tipo. Las variables restantes se obtienen resolviendo un conjunto de ecuaciones no lineales resultantes. Estas ecuaciones se pueden formular según el tipo de bus o barra [53], [54].

- Barra de carga (PQ)

$$P_m^{esp} = V_m \sum_{l=1}^L V_l [G_{ml} \cos(\theta_m - \theta_l) + B_{ml} \sin(\theta_m - \theta_l)] \quad (3)$$

$$Q_m^{esp} = V_m \sum_{l=1}^L V_l [G_{ml} \sin(\theta_m - \theta_l) - B_{ml} \cos(\theta_m - \theta_l)] \quad (4)$$

- Barra de generación (PV)

$$P_m^{esp} = V_m \sum_{l=1}^L V_l [G_{ml} \cos(\theta_m - \theta_l) + B_{ml} \sin(\theta_m - \theta_l)] \quad (5)$$

Una vez definidas las ecuaciones dependiendo de las barras del sistema se puede este conjunto de incógnitas mediante el método de Newton-Raphson aplicado ampliamente para ecuaciones no lineales.

Las ventajas y desventajas entre el flujo de potencia AC y DC se pueden apreciar en la siguiente tabla [55]:

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los modelos AC/DC para flujos de potencia.

| | Ventajas | Desventajas |
|-----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Flujo de potencia AC | <ul style="list-style-type: none"> -Se considera la potencia reactiva. -Se puede incluir las pérdidas de potencia. -Se puede realizar estudios de estabilidad de voltaje. | <ul style="list-style-type: none"> -Complejo de aplicar. -Necesidad de técnicas de optimización eficientes y avanzadas. |
| Flujo de potencia DC | <ul style="list-style-type: none"> -Fácil de implementar. -Resultados con aproximaciones aceptables. -Se implementa en el análisis de grandes redes. | <ul style="list-style-type: none"> -No se puede incorporar la potencia reactiva. -Es complicado considerar pérdidas de potencia. -No se dispone del perfil de voltaje. |

2.3 Optimización basada en varios objetivos

La optimización multiobjetivo (OM), corresponde a la capacidad de localizar valores de solución óptimos para más de un objetivo deseado. La motivación para usar OM es que esta técnica no requiere ecuaciones complicadas, lo que simplifica el trabajo. La toma de decisiones en OM permite llegar a un tipo de compensación ante la aparición de una serie de temas contradictorios. En OM, no existe una mejor solución para todos los propósitos, hay muchas soluciones [9], [11].

La optimización multiobjetivo fue presentada por Vilfredo Pareto. OM tiene diversas funciones objetivo que corresponden a un de vector de decisión. Matemáticamente, las ecuaciones del problema OM se pueden escribir de la siguiente manera [56]:

$$\text{Min } \vec{h} = \vec{I}(\vec{u}) = [i_1(\vec{u}), i_2(\vec{u}), \dots, i_N(\vec{u})]^T$$

$$\text{Sujeto a } g_p(\vec{u}) \leq 0, p = 1, 2, \dots, P \quad (6)$$

$$\text{Donde } \vec{u} = [u_1, u_2, \dots, u_n]^T \in \varphi$$

\vec{h} corresponde a la matriz de funciones objetivo, las g_p representan restricciones, \vec{u} es un vector P-dimensional que simboliza las variables de decisión dentro de un área de parámetros φ . El área comprendida por las distintas funciones objetivo se conoce como área objetivo. Los vectores objetivos que satisfacen las restricciones determinan el área factible, cuya solución se puede interpretar de forma matemática[9].

$$\vec{u}_0^* \in \varphi : \forall \vec{u} \in \varphi, i_i(\vec{u}_0^*) \leq i_N(\vec{u}) \quad (7)$$

$$N \in \{1, 2, \dots, N\}$$

En el caso de la OM, no existe una solución utópica, dado que las diferentes $\vec{I}(\vec{u})$ a menudo se contradicen entre sí. No obstante, concurre la existencia de soluciones no dominantes donde un

objetivo no puede mejorarse sin agravar otro.

2.3.1 Optimización por eficiencia

Los principios y conceptos de optimización y dominancia de Pareto son usados frecuentemente para determinar las potenciales soluciones, en tal sentido, el principio de Pareto, establece que existe una solución, siempre y cuando, ésta no desfavorezca a las funciones objetivo [57].

Explícitamente un vector decisión $\vec{r} = [r_1, r_2, \dots, r_3]^T$ domina en términos de Pareto al vector de decisión $\vec{s} = [s_1, s_2, \dots, s_3]^T$ en un contexto de minimización solo en caso de que:

$$\begin{aligned} \forall i \in \{1, \dots, N\}, f_i(\vec{r}) &\leq f_i(\vec{s}) \\ \text{Y } \exists j \in \{1, \dots, N\} : f_j(\vec{r}) &\leq f_j(\vec{s}) \end{aligned} \quad (8)$$

En el contexto de OM, un estado de funciones es Pareto-óptimo (o Pareto-eficiente) si y solo si no hay un estado alternativo que mejoraría a algunas funciones sin empeorar a ésta.

Es decir que, un estado de funciones x es ineficiente en el sentido de Pareto (o subóptimo) si y solo si hay algún estado de funciones y tal que ninguna prefiere estrictamente x a y y al menos una función prefiere estrictamente y a x .

Por lo tanto, el concepto de optimización de Pareto supone que cualquiera preferiría una opción que sea más barata, más eficiente o más confiable o que mejore comparativamente su condición.

El conjunto de todos estos vectores dominantes forma el frente de Pareto [58], [59].

En la Figura 3 se observa los frentes de Pareto que se obtienen al maximizar y minimizar las funciones f_1 y f_2 .

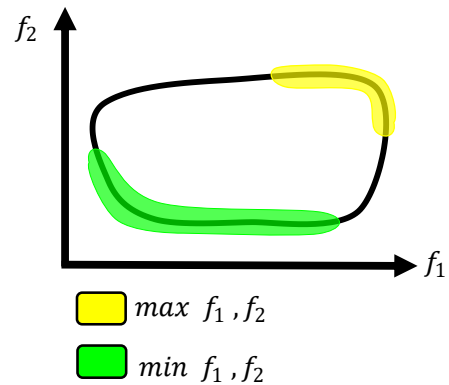


Figura 3. Frente de Pareto con sus vectores de decisión [27].

3 Planificación multiobjetivo para la expansión de las redes de transmisión aplicando FOP- AC

La formulación que se describe a continuación establece un modelamiento matemático multiobjetivo cuyos parámetros se describen a continuación.

3.1 Funciones Objetivo para la formulación

El modelado propuesto contiene dos funciones objetivo que corresponden a los costos totales y a las pérdidas de potencia activa de la red. La función de costos se divide en dos segmentos, el primero asociado a los costos creados por la producción de la energía del parque generador y la segunda relacionada con los costos anualizados de la nueva infraestructura del sistema de transmisión; mientras que el segundo segmento se relaciona con la determinación de pérdidas activas que se producen en el sistema de transporte de electricidad.

En este contexto, la ecuación (9) corresponde a la primera función objetivo que incumbe a la reducción de costos, los cuales son separados en dos partes que pertenecen a los costos operativos del parque de generación cuya ecuación corresponde a lo establecido en la ecuación (11) y a los costos por la nueva infraestructura de transmisión formulados

en la ecuación (12), para el efecto se usará el factor de anualidad de la inversión establecido en la ecuación (13).

$$\text{Función Obj1} = \text{Min Costos} \quad (9)$$

$$\text{Costos} = C_G + C_{RT} \quad (10)$$

$$C_G = Ht \cdot \left[\sum_G P_G \cdot CVP_G \right] \quad (11)$$

$$C_{RT} = \sum_i \sum_j \sum_l \text{Inv}_{i,j} \cdot y_{i,j} \cdot \vartheta_{i,j,l} \cdot U_{i,j} \quad (12)$$

$$y_{i,j} = \frac{\%d_{i,j} \cdot (1 + \%d_{i,i})^{U_{i,j}}}{(1 + \%d_{i,i})^{U_{i,j}} - 1} \quad (13)$$

Para la modelación de la segunda función objetivo, ecuación (14), se considera reducción de las pérdidas activas producidas en la red, la cual en su forma más general es determinada como la diferencia entre la generación total y la carga abastecida, lo cual se modela en la ecuación (15), para el caso de la carga esta es afectada por el crecimiento de demanda determinado según la ecuación (16).

$$\text{Función Obj2} = \text{Min Pérdidas} \quad (14)$$

$$\text{Pérdidas} = \left[\sum_G P_G - \sum_D P_D \cdot R_D \right] \quad (15)$$

$$R_D = [1 + \%c_D]^{Ht/8760} \quad (16)$$

Donde:

| | |
|---------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Costos | Costo coligado a la producción de los generadores y a la incorporación de nuevos vínculos en la red |
| G | Índice de generadores |
| D | Índice de la Demanda |
| i, j | Índice de los nodos i o j |
| l | Índice de los posibles vínculos |

| | |
|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| C_G | Costo resultante de la producción de energía de generadores G |
| C_{RT} | Costo resultante de la nueva infraestructura (enlaces o vínculos) de la transmisión |
| Ht | Período de análisis, para el caso 8760 h |
| P_G | Potencia asignada por el optimizador por cada generador G |
| CVP_G | Costo variable de producción por cada generador G |
| Inv_{i,j} | Valor de la inversión de los nuevos enlaces a ser incorporados entre el nodo i y el nodo j |
| y_{i,j} | Factor para determinar la anualidad de la inversión del nuevo enlace a ser ubicado entre nodos adyacentes |
| ϑ_{i,j,l} | Variable binaria que determina la decisión de incorporar un nuevo vinculo a la red entre el nodo i y j por cada conjunto de vínculos posibles l |
| %d_{i,j} | Tasa de rentabilidad a ser aplicada a cada nuevo vínculo dispuesto entre el nodo i y j. |
| U_{i,j} | Vida útil del nuevo vínculo del sistema de transmisión colocado entre el nodo i y j |
| P_D | Potencia de la carga D |
| R_D | Factor de crecimiento de la demanda D |
| %c_D | Porcentaje anual de crecimiento de la demanda D |

La modelación está sujeta a una serie de limitaciones que garantizan la operatividad del sistema, las cuales son detalladas en los siguientes numerales.

3.2 Parámetros técnicos para la producción de energía de los generadores

Cada generador tiene límites técnicos para que su producción de energía, sea activa o

reactiva, no sobrepase dichos parámetros, mismos que están asociados a la curva de capacidad, la formulación se muestra en las siguientes inecuaciones:

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (17)$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max} \quad (18)$$

Donde:

- P_G^{min} Cota mínima de potencia activa de cada generador G
- P_G^{max} Cota máxima de potencia activa de cada generador G
- Q_G^{min} Cota mínima de potencia reactiva de cada generador G
- Q_G^{max} Cota máxima de potencia reactiva de cada generador G

3.3 Límites de voltaje

La siguiente formulación garantiza que los voltajes nodales, tanto en módulo como en ángulo, se encuentren dentro de la banda operativa, según lo dispuesto en [60], [61], lo que permite mantener la estabilidad en estado estacionario del sistema.

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (19)$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max} \quad (20)$$

$$\delta_{slack} = 0 \quad (21)$$

Donde:

- V_i Módulo de la variable de voltaje en por unidad en el bus i
- δ_i Ángulo en el bus
- V_i^{min} Cota mínima del módulo del voltaje en cada bus
- V_i^{max} Cota máxima del módulo del voltaje en cada bus
- δ_i^{min} Cota mínima del ángulo en cada bus
- δ_i^{max} Cota máxima del ángulo en cada bus
- δ_{slack} Ángulo en el bus i que corresponde a la barra slack

3.4 Balance en cada bus del sistema

La modelación corresponde al cumplimiento de la ley de los nodos de Kirchoff, la cual se sustenta en el principio de la conservación de la carga, por tanto, la restricción se aplica por cada nodo y por cada potencia activa o reactiva.

$$\sum_{G \in i} P_G - \sum_{D \in i} P_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma P_{i,j,l} \quad (22)$$

$$\sum_{G \in i} Q_G - \sum_{D \in i} Q_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma Q_{i,j,l} \quad (23)$$

Donde:

- Q_D Carga reactiva ubicada en el bus
- Q_G Potencia entrega de tipo reactivo del generador G y que se encuentra colocada en el bus
- $\Gamma P_{i,j,l}$ Flujo de potencia real que transita por el enlace colocado entre el nodo i y nodo j por el conjunto de vínculos posibles l
- $\Gamma Q_{i,j,l}$ Flujo de potencia de tipo reactivo que transita por el enlace colocado entre el nodo i y nodo j por el conjunto de vínculos posibles l

3.5 Flujo de los vínculos de la red

Esta restricción modela los flujos de carga real y reactiva que pueden circular por cada vínculo sea este operativo o nuevo, para el efecto se usará la formulación del flujo de carga, en el que incluyen variables binarias para determinar el conjunto de vínculos posibles. Es importante citar que la variable binaria para la red original toma el valor de $l = 1$, para los diferentes conjuntos posibles, dicha variable dependerá del resultado de la optimización efectuada la representación matemática corresponde a la siguiente:

$$\Gamma P_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fp_{i,j} \quad (24)$$

$$Fp_{i,j} = \frac{V_i^2 \cos \theta_{ij} - V_i V_j \cos(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}} \quad (25)$$

$$\Gamma Q_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fq_{i,j} \quad (26)$$

$$Fq_{i,j} = \frac{V_i^2 \sin \theta_{ij} - V_i V_j \sin(\delta_{ij} + \theta_{ij})}{Z_{ij}} + \frac{bV_i^2}{2} \quad (27)$$

$$\vartheta_{i,j,l} = \vartheta_{j,i,l} \quad (28)$$

$$\vartheta_{i,j,l} = 1; \forall l = 1 \quad (29)$$

Donde:

- Fp_{ij} Flujo de potencia real que transita en el vínculo ubicado entre el nodo i, j
- Fq_{ij} Flujo de potencia reactivo que transita en el vínculo ubicado entre el nodo i, j
- θ_{ij} Ángulo resultante de la impedancia del vínculo ubicado entre i y j
- $\vartheta_{i,j,l}$ Variable binaria que selecciona el nuevo vínculo a incorporar del conjunto de vínculos posibles l y que se coloca entre los nodos i y j
- b** Susceptancia del vínculo la línea colocada entre dos nodos contiguos
- Z_{ij} Impedancia del vínculo la línea colocada entre dos nodos contiguos

3.6 Flujo de los vínculos de la red

Esta restricción permite que los flujos de potencia que circulan por los enlaces no sobre pasen el límite técnico, comúnmente denominado límite térmico; adicional, a esta restricción se incorpora la variable binaria $\vartheta_{i,j,l}$, la formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$\Gamma P_{i,j,l} \leq \frac{Smax_{ij} \cdot \vartheta_{i,j,l}}{Sb} \quad (30)$$

$$\Gamma Q_{i,j,l} \leq \frac{Smax_{ij} \cdot \vartheta_{i,j,l}}{Sb} \quad (31)$$

$$\Gamma P_{i,j,l} \geq \frac{-Smax_{ij} \cdot \vartheta_{i,j,l}}{Sb} \quad (32)$$

$$\Gamma Q_{i,j,l} \geq \frac{-Smax_{ij} \cdot \vartheta_{i,j,l}}{Sb} \quad (33)$$

Donde:

$Smax_{ij}$ Límite máximo de transferencia del enlace conectado entre el nodo i y el nodo j denominado comúnmente SIL – (Surge Impedance Loading).

3.7 Procedimiento para resolución del problema multiobjetivo

Para solucionar el problema de optimización multicriterio, cada función será resuelta a la vez, aspecto por lo que se requiere realizar de forma sucesiva el modelo para las diferentes funciones objetivo, resultado de lo cual se obtiene el frente de Pareto. Con el frente de Pareto establecido, se entiende que cada punto es óptimo, sin embargo, se procede a usar el método conocido como satisfacción difusa [57] para determinar el óptimo local que satisfaga ambas funciones objetivo, para lo que se ejecutará las siguientes acciones:

1. Solucionar el problema de optimización por cada función objetivo.
2. Fijar el valor mínimo de cada función.
3. A la función objetivo añadir una restricción relacionada con la minimización.

$$f_j \leq \varepsilon$$

4. Modificar ε entre f_j^{min} a f_j^{max} considerando el conjunto de escenarios a ser resueltos, ajustando en cada escenario la f_i .
5. La f_i incumbe a los costos y la f_j se asocia a las pérdidas.
6. ε pertenece a la diversificación de f_j y se calculará de la siguiente manera:

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

7. Cada escenario resuelto es una solución factible.
8. Aplicar la metodología propuesta para seleccionar una de las soluciones que sea adecuada para todos los propósitos, usando las funciones de pertinencia.

$$\rho^{f_m(X_v)} = \begin{cases} 0 \\ \frac{f_m^{max} - f_m(X_v)}{f_m^{max} - f_m^{min}} \end{cases}$$

$$si f_m^{min} \leq f_m(X_v) \leq f_m^{max}$$

El método finalmente determina el óptimo global aplicando la siguiente formulación matemática, la que determina la solución óptima entre los n casos ejecutados e igualmente factibles.

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

3.8 Pseudocódigo

El pseudocódigo correspondiente al modelo de optimización que se propone esta descrito en la Tabla 3.

Tabla 3. Pseudocódigo

| Expansión del sistema de transmisión mediante modelo de optimización multiobjetivo | |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Paso 1: | Recolectar datos de la red a utilizar, incluyendo la carga y el parque generador. |
| Paso 2: | Determinar los casos de análisis o de estudio |
| Paso 3: | Fijar factores asociados a la expansión de la transmisión: - Tasa de rentabilidad - Vida útil de los nuevos vínculos - Incremento de la carga - Costo de Inversión de los nuevos vínculos - Horizonte de análisis |
| Paso 4: | Determinar las variables Continuas: $P_G, Q_G, V_i, \delta_i, \Gamma P_{i,j,l}, \Gamma Q_{i,j,l}$ Binarias: $\vartheta_{i,j,l}$ |
| Paso 5: | Resolución del Modelo 1– Minimización de Costos |

$$Min Costos = C_G + C_{RT}$$

$$c_g = Ht \cdot \left[\sum_G P_G \cdot CVP_G \right]$$

$$c_{rr} = \sum_i \sum_j \sum_l Inv_{i,j} \cdot y_{i,j} \cdot \vartheta_{i,j,l} \cdot U_{ij}$$

Restricciones:

$$\sum_{G \in i} P_G - \sum_{D \in i} P_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma P_{i,j,l}$$

$$\sum_{G \in i} Q_G - \sum_{D \in i} Q_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma Q_{i,j,l}$$

$$\Gamma P_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fp_{i,j}$$

$$\Gamma Q_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fq_{i,j}$$

$$Fp_{i,j} = \frac{V_i^2 \cos \theta_{ij} - V_i V_j \cos(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}}$$

$$Fq_{i,j} = \frac{V_i^2 \sin \theta_{ij} - V_i V_j \sin(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}} + \frac{bV_i^2}{2}$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max}$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max}$$

$$\delta_{slack} = 0$$

Paso 6: De la resolución del Modelo 1 se obtienen el mínimo costo ($COSTO^{Min}$) y el máximo de pérdidas del sistema ($PERD^{Max}$).

Paso 7: Resolución del Modelo 2– Minimización de Pérdidas

$$Min Costos = Pérdidas$$

Restricciones:

$$\sum_{G \in i} P_G - \sum_{D \in i} P_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma P_{i,j,l}$$

$$\sum_{G \in i} Q_G - \sum_{D \in i} Q_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma Q_{i,j,l}$$

$$\Gamma P_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fp_{i,j}$$

$$\Gamma Q_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fq_{i,j}$$

$$Fp_{i,j} = \frac{V_i^2 \cos \theta_{ij} - V_i V_j \cos(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}}$$

$$Fq_{i,j} = \frac{V_i^2 \sin \theta_{ij} - V_i V_j \sin(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}} + \frac{bV_i^2}{2}$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max}$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max}$$

$$\delta_{slack} = 0$$

Paso 8: De la resolución del Modelo 2 se obtienen el máximo costo ($COSTO^{Max}$) y el mínimo de pérdidas del sistema ($Perd^{Min}$).

Paso 9 Determinar $\varepsilon_i = \text{Perd}^{Max} + \frac{[(\text{Perd}^{Min} - \text{Perd}^{Max}) \cdot c_i]}{c_n}$ siendo C_i los casos que formarán el frente de Pareto – Caso de Aplicación son seis casos.

Paso 10: Por cada ε_i aplicar el Modelo 3

Paso 11: Resolución del Modelo 3– Minimización de Costos con restricción de pérdidas mediante ε_i

$$Min Costos = C_G + C_{RT}$$

$$c_g = Ht \cdot \left[\sum_G P_G \cdot CVP_G \right]$$

$$c_{rr} = \sum_i \sum_j \sum_l Inv_{i,j} \cdot y_{i,j} \cdot \vartheta_{i,j,l} \cdot U_{ij}$$

Restricciones:

$$\sum_{G \in i} P_G - \sum_{D \in i} P_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma P_{i,j,l}$$

$$\sum_{G \in i} Q_G - \sum_{D \in i} Q_D \cdot R_D = \sum_j \sum_l \Gamma Q_{i,j,l}$$

$$\Gamma P_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fp_{i,j}$$

$$\Gamma Q_{i,j,l} = \vartheta_{i,j,l} \cdot Fq_{i,j}$$

$$Fp_{i,j} = \frac{V_i^2 \cos \theta_{ij} - V_i V_j \cos(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}}$$

$$Fq_{i,j} = \frac{V_i^2 \sin \theta_{ij} - V_i V_j \sin(\delta_{i,j} + \theta_{ij})}{Z_{ij}} + \frac{bV_i^2}{2}$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max}$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G \leq Q_G^{max}$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max}$$

$$\delta_{slack} = 0$$

$$P\u00e9rdidas \leq \varepsilon_i$$

Paso 12:

Obtener los valores de la funci\u00f3n objetivo una vez resuelto todos los escenarios se calcula la funci\u00f3n de pertinencia

$$\rho^{Costo(Esc)} = \frac{COSTO^{Max} - COSTO^{Esc}}{COSTO^{Max} - COSTO^{Min}}$$

$$\rho^{Perd(Esc)} = \frac{PERD^{Max} - PERD^{Esc}}{PERD^{Max} - PERD^{Min}}$$

Paso 13:

Por cada escenario se obtiene el m\u00ednimo entre las funciones de pertinencia del costo y las p\u00e9rdidas

$$Min(\rho^{Costo(Esc)}, \rho^{Perd(Esc)})$$

Paso 14:

Determinaci\u00f3n del \u00f3ptimo de Pareto, para lo cual se obtiene el m\u00e1ximo valor del Paso 13.

$$max(Min(\rho^{Costo(Esc)}, \rho^{Perd(Esc)}))$$

Paso 15:

An\u00e1lisis de resultados para el \u00f3ptimo de Pareto, enfoc\u00e1ndose en las variables t\u00e9cnicas y econ\u00f3micas

Paso 16:

Fin

4 Casos de estudio

La modelaci\u00f3n ser\u00e1 aplicado a dos casos de estudio, que corresponden para dos sistemas el\u00e9ctricos, el primero asociado al Sistemas Garver de 6 nodos [62] y el segundo relacionado con el sistema IEEE de 13 nodos [63]. Para ambos casos se ha usado datos gen\u00e9ricos obtenidos de [64]–[66] para la expansi\u00f3n de la red, entre ellos se se\u00f1ala que la tasa de rentabilidad corresponde a 9%, la vida \u00fatil de los nuevos v\u00ednculos asciende a 30 a\u00f1os, el per\u00edodo de an\u00e1lisis es de 5 a\u00f1os (43800 horas) y el crecimiento de la demanda corresponde al 7% anual. Adicional a estos datos generales, a continuaci\u00f3n, se detalla los datos t\u00e9cnicos y econ\u00f3micos de cada sistema.

4.1 Sistema Garver 6 nodos

Los datos del Sistema Garver [62] ajustados para la modelaci\u00f3n de este estudio se presentan en las siguientes tablas, mientras que el esquema general de la red se presenta en la Figura 4.

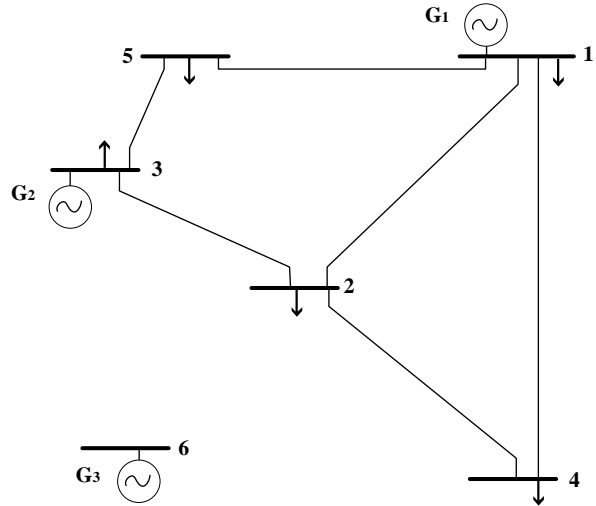


Figura 4. Diagrama Unifilar Sistema Garver [62].

Tabla 4. Datos del parque generador – Sistema Garver

| | Nodo | P^{max} MW | P^{min} MW | CVP \$/MWh | Q^{max} MVar | Q^{min} MVar |
|-----------|------|-----------------|-----------------|---------------|-------------------|-------------------|
| G1 | 1 | 200 | 0 | 20 | 180 | -180 |
| G2 | 3 | 360 | 0 | 30 | 300 | -300 |
| G3 | 6 | 600 | 0 | 10 | 520 | -520 |

Tabla 5. Datos de nodos – Sistema Garver.

| Nodo | Tipo | P_D MW | Q_D MVar | v^{max} pu | v^{min} pu |
|-----------|-------|-------------|---------------|-----------------|-----------------|
| N1 | Slack | 80 | 16 | 1.04 | 1.04 |
| N2 | PQ | 240 | 48 | 1.05 | 0.95 |
| N3 | PQ | 40 | 8 | 1.05 | 0.95 |
| N4 | PQ | 160 | 32 | 1.05 | 0.95 |
| N5 | PQ | 240 | 48 | 1.05 | 0.95 |
| N6 | PQ | 0 | 0 | 1.05 | 0.95 |

Tabla 6. Datos de la red – Sistema Garver

| Nodo i | Nodo j | R pu | X pu | Limite MVA | Costo MM\$ | Stat |
|--------|--------|---------|---------|---------------|---------------|------|
|--------|--------|---------|---------|---------------|---------------|------|

| | | | | | | |
|---|---|-------|-----|-----|----|---|
| 1 | 2 | 0.01 | 0.4 | 160 | 45 | 1 |
| 1 | 4 | 0.015 | 0.6 | 140 | 40 | 1 |
| 1 | 5 | 0.005 | 0.2 | 200 | 60 | 1 |
| 2 | 3 | 0.005 | 0.2 | 170 | 50 | 1 |
| 2 | 4 | 0.01 | 0.4 | 100 | 30 | 1 |
| 2 | 6 | 0.008 | 0.3 | 100 | 30 | 0 |
| 3 | 5 | 0.005 | 0.2 | 100 | 30 | 1 |
| 4 | 6 | 0.008 | 0.3 | 100 | 30 | 0 |

4.2 Sistema IEEE 13 nodos

Los datos del Sistema IEEE 13 nodos usados para el modelo propuesto han sido obtenidos luego de un tratamiento de los datos base contenidos en [63], todo esto con el objeto de que el sistema sea simétrico y balanceado, por tanto, se indica que las cargas son trifásicas balanceadas y la red corresponde a un sistema trifásico simétrico con enlaces que corresponden a líneas medias, los datos ajustados que se presentan en las siguientes tablas, mientras que el esquema se presenta en la Figura 5.

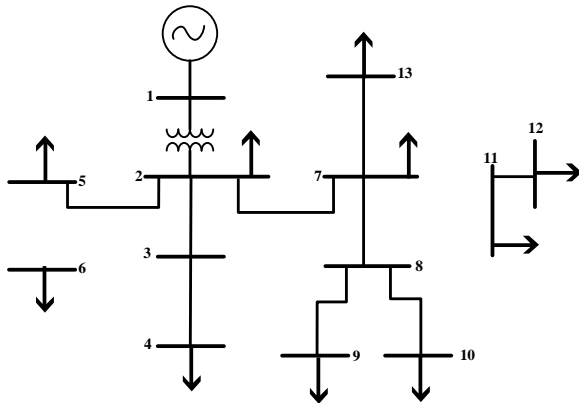


Figura 5. Diagrama Unifilar Sistema IEEE 13 nodos [63].

Tabla 7. Datos del parque generador – IEEE 13 nodos

| Nodo | p^{max} MW | p^{min} MW | CVP \$/MWh | Q^{max} MVar | Q^{min} MVar | |
|------|-----------------|-----------------|---------------|-------------------|-------------------|-----|
| G1 | 1 | 60 | 0 | 90 | 45 | -45 |

Tabla 8. Inputs de data de nodos – Sistema IEEE 13 nodos

| Nodo | Tipo | P_D MW | Q_D MVar | v^{max} pu | v^{min} pu |
|------|-------|-------------|---------------|-----------------|-----------------|
| N1 | Slack | 0 | 0 | 1.05 | 0.95 |
| N2 | PQ | 2.4 | 1.92 | 1.05 | 0.95 |
| N3 | PQ | 0 | 0 | 1.05 | 0.95 |
| N4 | PQ | 4.8 | 3.6 | 1.05 | 0.95 |
| N5 | PQ | 4.68 | 1.68 | 1.05 | 0.95 |
| N6 | PQ | 4.08 | 3.06 | 1.05 | 0.95 |
| N7 | PQ | 4.02 | 3.01 | 1.05 | 0.95 |
| N8 | PQ | 0 | 0 | 1.05 | 0.95 |
| N9 | PQ | 6.12 | 4.6 | 1.05 | 0.95 |
| N10 | PQ | 6.72 | 5.04 | 1.05 | 0.95 |
| N11 | PQ | 2.4 | 1.8 | 1.05 | 0.95 |
| N12 | PQ | 5.4 | 4.06 | 1.05 | 0.95 |
| N13 | PQ | 6.84 | 5.14 | 1.05 | 0.95 |

Tabla 9. Datos de la red – Sistema IEEE 13 nodos

| Nodo i | Nodo j | R pu | X pu | Limite MVA | Costo MM\$ | Stat |
|--------|--------|---------|---------|---------------|---------------|------|
| 1 | 2 | 0.0016 | 0.0129 | 60 | 40 | 1 |
| 2 | 3 | 0.0652 | 0.1023 | 60 | 60 | 1 |
| 5 | 2 | 0.12 | 0.3579 | 60 | 20 | 1 |
| 2 | 7 | 0.0018 | 0.0032 | 60 | 20 | 1 |
| 3 | 4 | 0.1149 | 0.1171 | 60 | 40 | 1 |
| 5 | 6 | 0.12 | 0.3579 | 60 | 30 | 0 |
| 7 | 8 | 0.0689 | 0.0702 | 60 | 20 | 1 |
| 7 | 11 | 0.0704 | 0.0714 | 60 | 30 | 0 |
| 7 | 13 | 0.0728 | 0.0381 | 60 | 20 | 1 |
| 8 | 9 | 0.0689 | 0.0702 | 60 | 20 | 1 |
| 8 | 10 | 0.0599 | 0.1786 | 60 | 40 | 1 |
| 11 | 12 | 0.1896 | 0.0724 | 60 | 30 | 1 |

5 Análisis de resultados

Dado el modelo multiobjetivo y los datos para cada uno de los casos modelo se ha procedido a determinar inicialmente el óptimo de Pareto y posteriormente los resultados desde el ámbito técnico y económico, lo indicado será detallado en los siguientes numerales por cada caso.

5.1 Sistema Garver – Resultados

De conformidad al pseudocódigo se procede a determinar el frente de Pareto, para el efecto se usa el método de satisfacción difusa. En tal sentido, consigue los valores de cada función objetivo por cada uno de los escenarios, que en este estudio se han establecido 6 escenarios, sus valores se exponen en la Tabla 10.

Tabla 10. Resultado de las funciones objetivo por cada escenario – Sistema Garver

| | Pérdidas MW | Costo MM\$ |
|-----------|----------------|---------------|
| c1 | 6.043 | 1,544.44 |
| c2 | 5.515 | 1,560.37 |
| c3 | 4.986 | 1,634.38 |
| c4 | 4.457 | 1,730.46 |
| c5 | 4.457 | 1,730.46 |
| c6 | 4.457 | 1,730.46 |

Para el período de análisis de 5 años y de la aplicación de la metodología para hallar el frente de Pareto se hallan los valores por cada escenario, mismos que se exponen en la Tabla 10, de lo cual se señala que, para el primer escenario C1 se obtiene el mínimo costo de 1,544.44 millones de dólares y el máximo de pérdidas que ascienden a 6.043 MW, mientras que, en el escenario C6 se obtiene el mínimo de pérdidas de 4.457 MW pero el costo es máximo, el cual se eleva a 1,730.46 millones de dólares, estos valores corresponden a los máximos y

mínimos donde se ubicará el frente de Pareto, el cual esta ilustrado en la Figura 6.

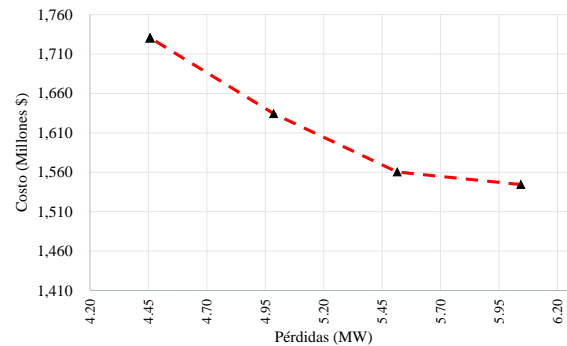


Figura 6. Diagrama de Pareto – Sistema Garver.

Usando el método solución de problemas multiobjetivo se fija el máximo y mínimo de las ecuaciones que se catalogan con objetivo, los resultados están tabulados en la Tabla 11.

Tabla 11. Max y Min de Funciones Objetivo – Sistema Garver

| | Pérdidas MW | Costo MM \$ |
|------------|----------------|----------------|
| Max | 6.04 | 1,730.46 |
| Min | 4.46 | 1,544.44 |

Se continúa con el cálculo de las ecuaciones uniformes, usando los resultados tabulados en la Tabla 10, para el efecto se aplicará $\rho^{f_m(X_v)} = \frac{f_m^{max} - f_m(X_v)}{f_m^{max} - f_m^{min}}$.

Tabla 12. Funciones de pertinencia de las funciones objetivo – Sistema Garver.

| | $u^{f_{perd}}$ | $u^{f_{costos}}$ |
|-----------|----------------|------------------|
| c1 | - | 1.000 |
| c2 | 0.333 | 0.914 |
| c3 | 0.667 | 0.516 |
| c4 | 1.000 | - |
| c5 | 1.000 | - |
| c6 | 1.000 | - |

Una vez determinadas las funciones de pertenencia por cada uno de las funciones, se aplica la expresión: $\min \rho^{f_m(X_v)}$ para

determinar el valor mínimo entre las funciones de pertenencia, lo que se expone a continuación.

Tabla 13. Mínimo de las Funciones de pertinencia – Sistema Garver.

| | <i>Min</i> ($u^{f_{perd}}$, $u^{f_{costos}}$) |
|-----------|-----------------------------------------------------|
| c1 | - |
| c2 | 0.333 |
| c3 | 0.516 |
| c4 | - |
| c5 | - |
| c6 | - |

Finalmente, se obtiene el valor máximo de la Tabla 13, el cual asciende a 0.516 y corresponde al Escenario 3, este punto es denominado el óptimo de Pareto, cuyo costo corresponde a 1,634.38 millones de dólares y las pérdidas ascienden a 4.986 MW. Por lo tanto, esta solución es eficiente para ambas funciones objetivo considerando la metodología propuesta y se realiza el análisis de las variables técnicas y económicas para este escenario. Inicialmente se determina la expansión del sistema, lo cual esta expuesto en la Tabla 14.

Tabla 14. Activación de vínculos – Sistema Garver.

| Nodo i | Nodo j | Decisión |
|--------|--------|----------|
| 2 | 6 | 4.00 |
| 3 | 5 | 2.00 |
| 4 | 6 | 3.00 |

Como se observa, la cantidad de nuevos vínculos responde a un incremento de la demanda, en ese contexto, para la demanda inicial, ésta asciende 520.24 MW; sin embargo, al producir el incremento exponencial en 5 años, la demanda se incrementa un 205% con respecto al inicial,

lo que equivale a 1065.94 MW, por tanto, la red debe ser lo suficientemente robusta para sostener este incremento, todo esto más aun cuando los límites de cargabilidad imponen restricciones relevantes, es por tal motivo, que se refuerza la red que interconecta el nodo 6 con los nodos 2 y 4, a fin de evacuar la energía de este generador y satisfacer la demanda.

El diagrama unifilar del sistema Garver con la expansión de transmisión en el óptimo de Pareto con las variables técnicas correspondiente se muestra en la Figura 7 y sus valores se tabulan las tablas siguientes.

Tabla 15. Voltaje – Sistema Garver

| Nodo i | Voltaje (pu) | Ang (°) |
|----------|--------------|---------|
| 1 | 1.040 | - |
| 2 | 0.994 | -1.148 |
| 3 | 1.050 | 0.548 |
| 4 | 0.985 | -0.655 |
| 5 | 0.996 | -8.826 |
| 6 | 1.050 | 11.820 |

Tabla 16. Carga y Generación – Sistema Garver

| Nodo i | Carga (MW) | Carga (Mvar) | PGen (MW) | QGen (Mvar) |
|--------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|
| 1 | 112.20 | 22.44 | 200.00 | 75.14 |
| 2 | 336.61 | 67.32 | | |
| 3 | 56.10 | 11.22 | 330.24 | 140.37 |
| 4 | 224.41 | 44.88 | | |
| 5 | 336.61 | 67.32 | | |
| 6 | | | 540.68 | 192.73 |
| Total | 1,065.94 | 213.19 | 1,070.93 | 404.08 |

Tabla 17. Flujo en los vínculos – Sistema Garver

| Nodo i | Nodo j | Flujo Activo (MW) | Flujo Reactivo (Mvar) |
|----------|----------|-------------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 5.475 | 11.970 |
| 1 | 4 | 2.189 | 9.505 |

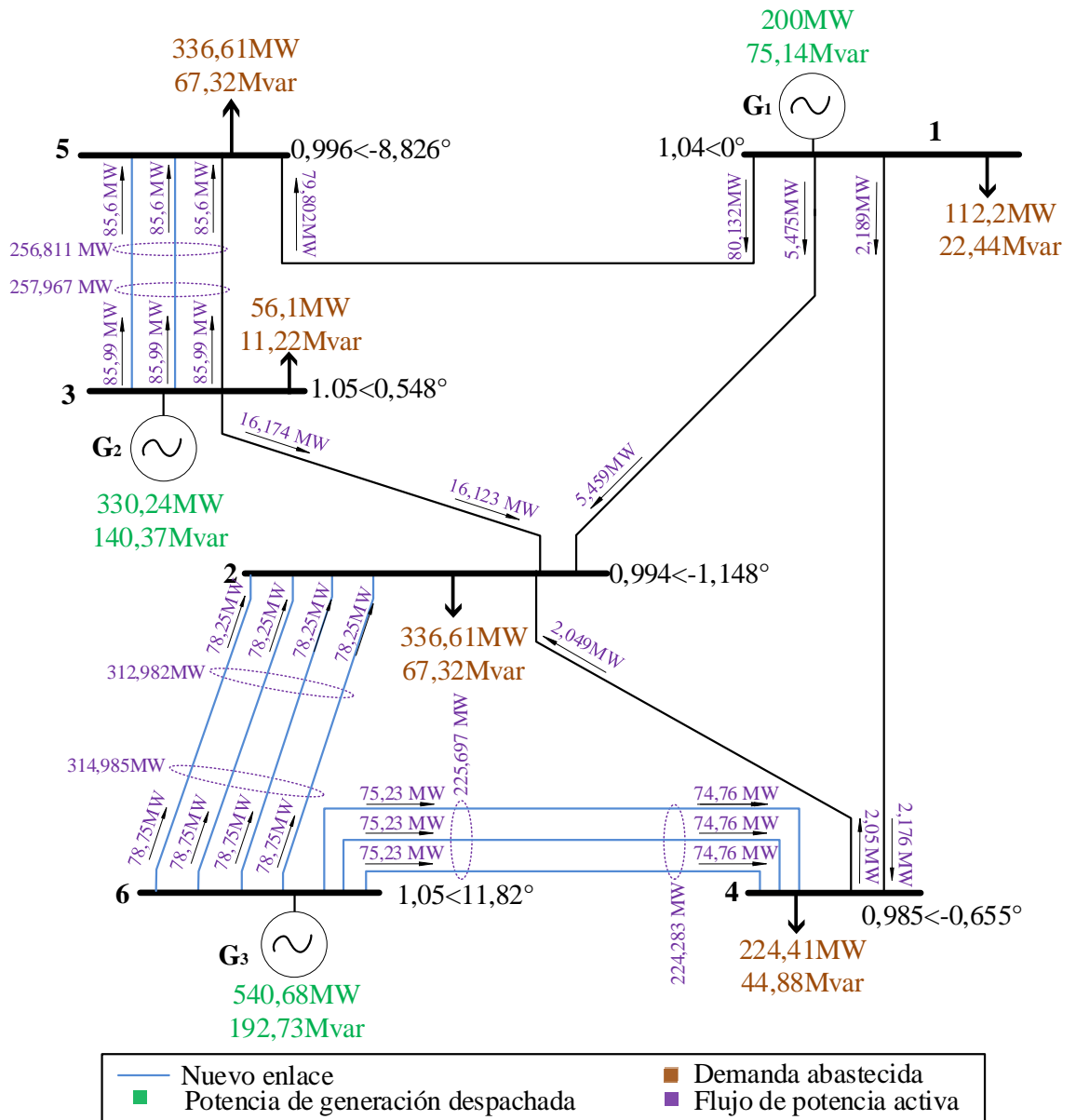


Figura 7. Expansión Óptimo de Pareto – Sistema Garver.

| | | | | | | | |
|---|---|----------|---------|---|---|----------|---------|
| 1 | 5 | 80.132 | 27.071 | 4 | 6 | -224.283 | -33.713 |
| 2 | 1 | -5.459 | -11.329 | 5 | 1 | -79.802 | -13.842 |
| 2 | 3 | -16.123 | -27.371 | 5 | 3 | -256.811 | -53.480 |
| 2 | 4 | -2.049 | 2.228 | 6 | 2 | 314.985 | 105.986 |
| 2 | 6 | -312.982 | -30.851 | 6 | 4 | 225.697 | 86.741 |
| 3 | 2 | 16.174 | 29.415 | | | | |
| 3 | 5 | 257.967 | 99.735 | | | | |
| 4 | 1 | -2.176 | -8.978 | | | | |
| 4 | 2 | 2.050 | -2.191 | | | | |

Al comparar los resultados entre el problema de optimización de expansión de transmisión cuando solo se minimiza costos a comparación del resultado obtenido con el

óptimo de Pareto, se procede a evaluar la potencia de generación en la Figura 11.

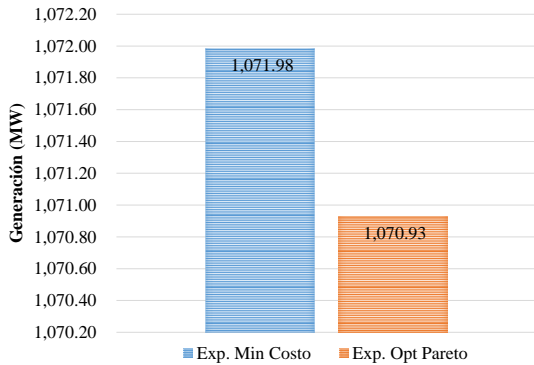


Figura 8. Comparación de Potencia de Generación – Sistema Garver.

De la potencia entregada y al evaluarla con la carga, se obtienen las pérdidas, las cuales se presentan en la Figura 9 y que corresponden al resultado del modelo de optimización al minimizar costos con respecto al modelo con el óptimo de Pareto.

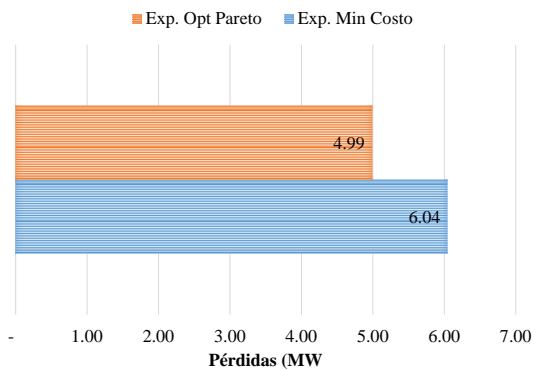


Figura 9. Comparación de Pérdidas – Sistema Garver.

Como parte final del análisis técnico, se compara los perfiles de voltaje entre el resultado del problema de optimización cuando solo se minimiza costos a comparación del resultado obtenido a nivel del óptimo de Pareto, dicha comparación se muestra en la Figura 10.

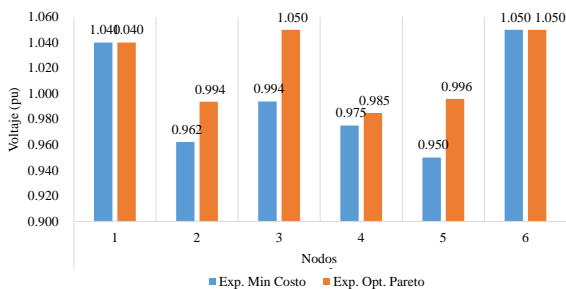


Figura 10. Comparación de perfiles de voltaje – Sistema Garver.

Para culminar el análisis se obtienen los costos los cuales se tabulan en la Tabla 18.

Tabla 18. Costos – Sistema Garver

| Nodo i | Cost Op -Gen (MM \$) |
|----------------|----------------------|
| 1 | 175.20 |
| 3 | 433.94 |
| 6 | 236.82 |
| Total | 845.96 |
| | Costo (MM \$) |
| Nuevo Vínculos | 788.42 |
| Total | 1,634.38 |

De la Tabla 18 se observa que los costos generados por la obtención de energía corresponden al 51.8% del valor total del costo, mientras que, los costos anualizados de la inversión de los nuevos vínculos durante la vida útil corresponden al 48.2% restante.

5.2 Sistema IEEE 13 nodos – Resultados

De forma similar al caso de estudio anterior, se procede a determinar el frente de Pareto para el plazo de 5 años, los resultados alcanzados por cada escenario se exponen en la Tabla 19.

Tabla 19. Valores funciones objetivo–Sistema IEEE 13 nodos.

| | Pérdidas MW | Costo MM\$ |
|-----------|-------------|------------|
| c1 | 1.383 | 501.46 |
| c2 | 1.300 | 559.53 |
| c3 | 1.078 | 704.66 |
| c4 | 1.078 | 704.66 |
| c5 | 0.676 | 1,403.90 |
| c6 | 0.676 | 1,403.90 |

De lo cual se señala que, para el primer escenario C1 se obtiene el mínimo costo de 501.46 millones de dólares y el máximo de pérdidas que ascienden a 1.383 MW, mientras que, en el escenario C6 se obtiene el mínimo valor de pérdidas de 0.676 MW pero el costo es máximo, el cual se eleva a 1,403.90 millones de dólares, estos valores corresponden a los máximos y mínimos donde se ubicará el frente de Pareto, el cual esta ilustrado en la Figura 11.

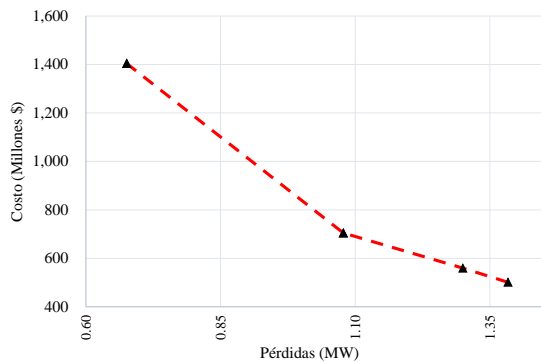


Figura 11. Diagrama de Pareto – Sistema IEEE 13 nodos.

Usando el método de satisfacción difusa se halla el máximo y mínimo de las ecuaciones que constan como objetivo, sus valores se exhiben en la Tabla 20.

Tabla 20. Max y Min– Sistema IEEE 13 nodos

| | Pérdidas MW | Costo MM \$ |
|------------|----------------|----------------|
| Max | 1.38 | 1,403.90 |
| Min | 0.68 | 501.46 |

De forma similar al anterior caso, se prosigue con el cálculo de las funciones de pertinencia, usando la siguiente ecuación $u^f = \frac{f_m^{max} - f_m(X_v)}{f_m^{max} - f_m^{min}}$ y sus valores se exponen en la Tabla 21.

Tabla 21. Funciones de pertinencia de las funciones objetivo – Sistema IEEE 13 nodos

| | $u^{f_{perd}}$ | $u^{f_{costos}}$ |
|-----------|----------------|------------------|
| c1 | - | 1.000 |

| | | |
|-----------|-------|-------|
| c2 | 0.118 | 0.936 |
| c3 | 0.432 | 0.775 |
| c4 | 0.432 | 0.426 |
| c5 | 1.000 | - |
| c6 | 1.000 | - |

Se procede a la determinación del mínimo valor al comparar las funciones de pertinencia usando la expresión $\min \rho^{f_m(X_v)}$.

Tabla 22. Mínimo de las Funciones de pertinencia – Sistema IEEE 13 nodos

| | Min $(u^{f_{perd}}, u^{f_{costos}})$ |
|-----------|------------------------------------------------|
| c1 | - |
| c2 | 0.118 |
| c3 | 0.432 |
| c4 | 0.426 |
| c5 | - |
| c6 | - |

Finalmente, se obtiene el valor máximo de la Tabla 22, el cual asciende a 0.432 y corresponde al Escenario 3, este punto es denominado el óptimo de Pareto, en el cual el costo es de 704.66 millones de dólares y las pérdidas ascienden a 1.078 MW. Por lo tanto, esta solución es eficiente para ambas funciones objetivo y se procede a realizar el análisis de las variables técnicas y económicas. Inicialmente se determinan la expansión de la red, lo cual se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23. Activación de vínculos–Sistema IEEE 13 nodos

| Nodo i | Nodo j | Decisión |
|--------|--------|----------|
| 2 | 5 | 1 |
| 5 | 6 | 1 |
| 7 | 8 | 1 |
| 7 | 11 | 2 |
| 7 | 13 | 1 |

De forma similar al anterior análisis, la cantidad de nuevos vínculos responde a un incremento significativo de la demanda. La

demanda inicial corresponde a 47,46 MW, sin embargo, al producir el incremento exponencial en 5 años, la demanda se incrementa un 140% con respecto al inicial, lo que equivale a 66.57 MW, por tanto, la red debe ser lo suficientemente robusta para sostener este incremento, todo esto más aun cuando los límites de cargabilidad imponen restricciones relevantes.

El diagrama unifilar del sistema IEEE 13 nodos con la expansión de transmisión en el óptimo de Pareto con las variables técnicas correspondiente se muestra en la Figura 12 y sus valores se tabulan las tablas siguientes.

Tabla 24. Voltaje – Sistema IEEE 13 nodos.

| Nodo i | Voltaje (pu) | Ang (°) |
|--------|--------------|---------|
| 1 | 1.04 | - |

| | | |
|----|------|--------|
| 2 | 1.03 | -0.423 |
| 3 | 1.02 | -0.619 |
| 4 | 1.01 | -0.735 |
| 5 | 1.01 | -1.408 |
| 6 | 0.99 | -2.283 |
| 7 | 1.03 | -0.467 |
| 8 | 1.02 | -0.555 |
| 9 | 1.01 | -0.643 |
| 10 | 1.00 | -1.261 |
| 11 | 1.02 | -0.524 |
| 12 | 1.01 | -0.229 |
| 13 | 1.03 | -0.424 |

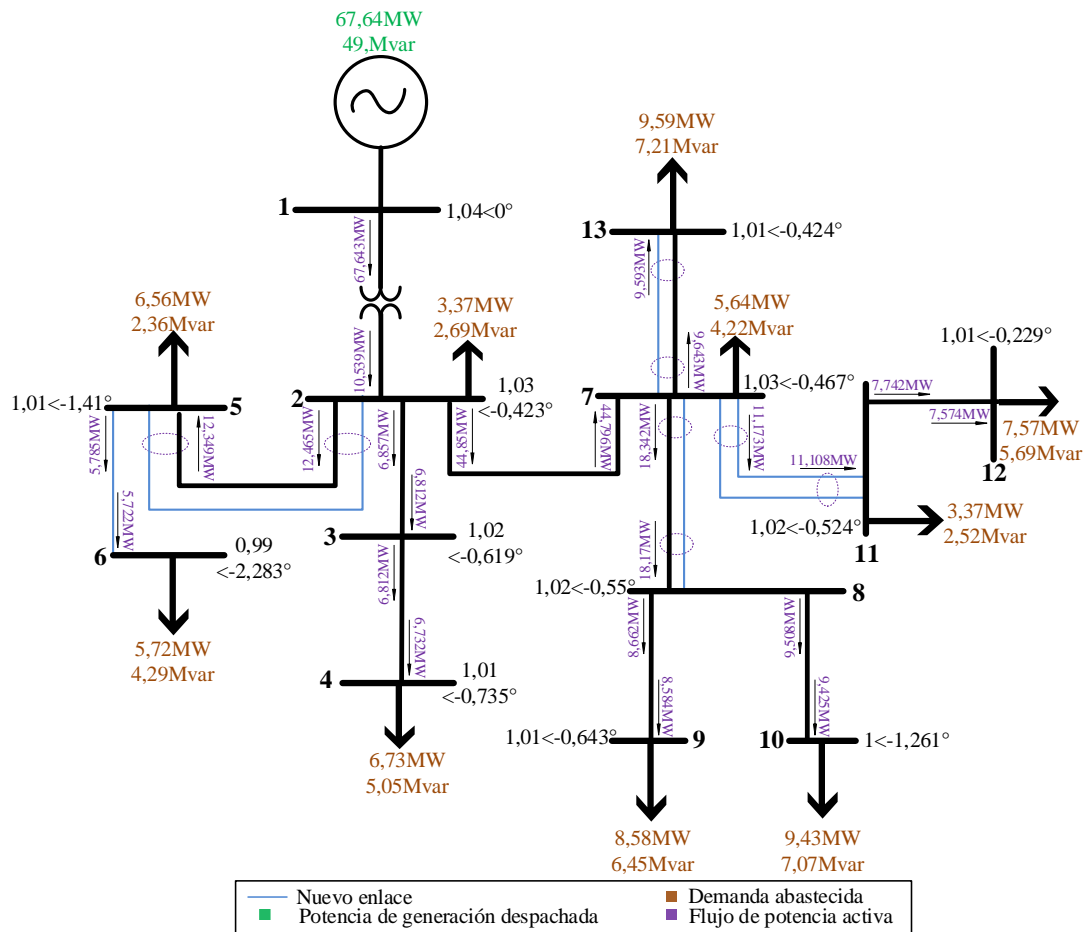


Figura 12. Expansión Óptimo de Pareto – Sistema IEEE 13 nodos.

Tabla 25. Carga y Generación – Sistema IEEE 13 nodos

| Nodo i | Carga (MW) | Carga (Mvar) | PGen (MW) | QGen (Mvar) |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | | | 67.64 | 49.84 |
| 2 | 3.37 | 2.69 | | |
| 3 | | | | |
| 4 | 6.73 | 5.05 | | |
| 5 | 6.56 | 2.36 | | |
| 6 | 5.72 | 4.29 | | |
| 7 | 5.64 | 4.22 | | |
| 8 | | | | |
| 9 | 8.58 | 6.45 | | |
| 10 | 9.43 | 7.07 | | |
| 11 | 3.37 | 2.52 | | |
| 12 | 7.57 | 5.69 | | |
| 13 | 9.59 | 7.21 | | |
| Total | 66.57 | 47.56 | 67.64 | 49.84 |

Tabla 26. Flujo en los vínculos – Sistema IEEE 13 nodos.

| Nodo i | Nodo j | Flujo Activo (MW) | Flujo Reactivo (Mvar) |
|--------|--------|-------------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 67.643 | 49.842 |
| 2 | 1 | -67.539 | -49.000 |
| 2 | 3 | 6.857 | 5.202 |
| 2 | 5 | 12.465 | 7.182 |
| 2 | 7 | 44.850 | 33.923 |
| 3 | 2 | -6.812 | -5.131 |
| 3 | 4 | 6.812 | 5.131 |
| 4 | 3 | -6.732 | -5.049 |
| 5 | 2 | -12.349 | -6.835 |
| 5 | 6 | 5.785 | 4.478 |
| 6 | 5 | -5.722 | -4.292 |
| 7 | 2 | -44.796 | -33.828 |
| 7 | 8 | 18.342 | 14.023 |

| | | | |
|----|----|---------|---------|
| 7 | 11 | 11.173 | 8.349 |
| 7 | 13 | 9.643 | 7.235 |
| 8 | 7 | -18.170 | -13.847 |
| 8 | 9 | 8.662 | 6.531 |
| 8 | 10 | 9.508 | 7.316 |
| 9 | 8 | -8.584 | -6.452 |
| 10 | 8 | -9.425 | -7.069 |
| 11 | 7 | -11.108 | -8.283 |
| 11 | 12 | 7.742 | 5.759 |
| 12 | 11 | -7.574 | -5.694 |
| 13 | 7 | -9.593 | -7.209 |

Al comparar los resultados entre el problema de optimización cuando solo se minimiza costos es decir el escenario C1 (Minimización de Costos) a comparación del resultado obtenido a nivel del óptimo de Pareto, que para el caso corresponde al C3 (óptimo de Pareto), se obtiene analiza de manera inicial la potencia de generación en la Figura 13.

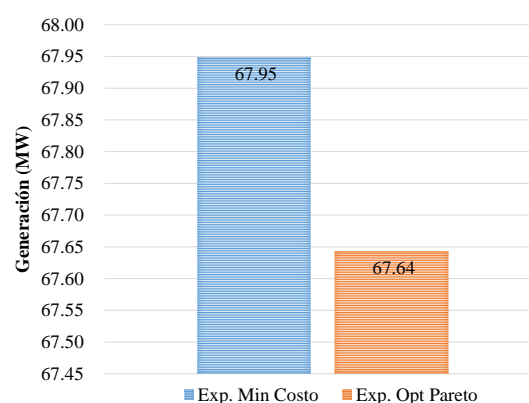


Figura 13. Comparación de Potencia de Generación – Sistema IEEE 13 nodos.

De la potencia entregada y al evaluarla con la carga, se obtienen las pérdidas, las cuales se presentan en la Figura 14 y que corresponden al resultado del modelo de optimización al minimizar costos con respecto al modelo con el óptimo de Pareto.

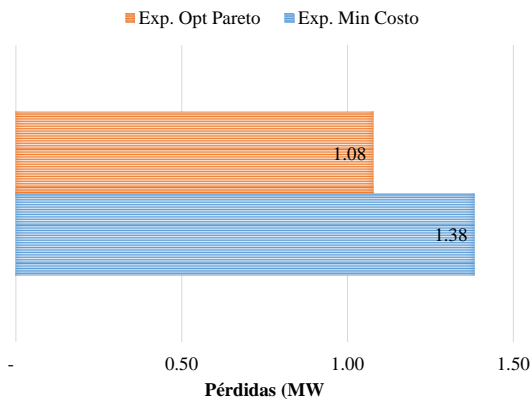


Figura 14. Comparación de Pérdidas – Sistema IEEE 13 nodos.

Como parte final del análisis técnico, se compara los perfiles de voltaje entre el resultado del problema de optimización cuando solo se minimiza costos a comparación del resultado obtenido a nivel del óptimo de Pareto, dicha comparación se muestra en la Figura 15.

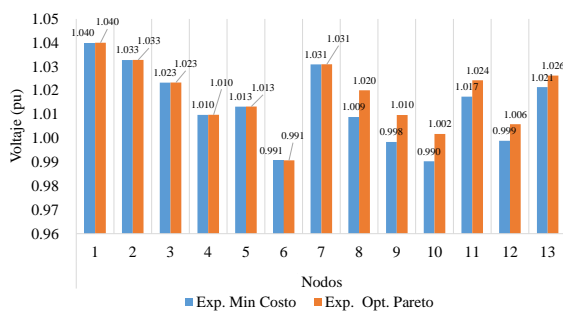


Figura 15. Comparación de valores de voltaje –IEEE 13 nodos.

Para culminar el análisis se obtienen los costos los cuales se tabulan en la Tabla 27.

Tabla 27. Costos – Sistema IEEE 13 nodos

| Nodo i | Cost Op -Gen (MM \$) |
|----------------------|----------------------|
| 1 | 266.65 |
| Total | 265.14 |
| Costo (MM \$) | |
| Nuevo Vínculos | 438.01 |
| Total | 704.66 |

De la Tabla 27 se observa que los costos coligados a la generación de electricidad corresponden al 37.8% del valor total del costo mientras que los costos anualizados de la inversión de los nuevos vínculos corresponden al 62.2% restante.

6 Conclusiones

De lo comprendido en el presente documento, así como lo tratado, se señala las siguientes conclusiones:

El modelo de optimización multiobjetivo desarrollado ha cumplido con los objetivos planteados, determinando el óptimo de Pareto, solución que brinda la expansión del sistema eléctrico modelo satisfaciendo las funciones objetivo, que corresponden a la minimización de las pérdidas y costos. Para el caso que compete, el Sistema Garver, el óptimo de Pareto se alcanza cuando la función objetivo del costo asciende 1,634.38 millones de dólares y las pérdidas ascienden a 4.986 MW. De forma similar, para el sistema IEEE 13 nodos, el óptimo de Pareto se alcanza cuando el costo asciende a los 704.66 millones de dólares y las pérdidas ascienden a 1.078 MW.

Para el sistema Garver, la expansión evaluada en el mediano plazo (5 años) bajo un crecimiento exponencial, corresponde a 9 vínculos, los cual al incorporarse al sistema las pérdidas asciende a 4.986 MW, y acumulan un costo anualizado equivalente 788.42 millones de dólares que, en el total del costo evaluado, corresponde al 48.2%, siendo el 51.8% restante el costo por la producción de energía de los generadores que en el sistema se encuentra disponible.

Por su parte, para el sistema IEEE 13 nodos, la expansión corresponde a 6 vínculos, los cual al incorporarse al sistema las pérdidas asciende a 1.078 MW, y acumulan un costo anualizado equivalente 438.01 millones de dólares que, en el total del costo evaluado, corresponde al 37.8%, siendo el 62.2% restante el costo por la producción de energía del generador ubicado en la cabecera del sistema.

Es requirente indicar que para el caso del sistema de Garver, al resolver el escenario C1 que corresponde netamente a la minimización del costo, éste asciende a 1,544.44 millones de dólares, por su parte, las pérdidas en este caso corresponden al máximo valor el cual asciende a 6.043 MW, mientras que para el escenario C6, se obtiene un mínimo de pérdidas de 4.457 MW el costo se eleva a 1,730.46 millones de dólares, por tanto, se puede concluir que la reducción de 1.586 MW de pérdidas conlleva el incremento de 186.02 millones de dólares, lo cual permite señalar que la aplicación de este modelo de optimización toma principal relevancia cuando se pretende minimizar pérdidas que están muy elevadas con respecto a los índices regulados del sistema eléctrico, mientras que, cuando el sistema se encuentra con índices de perdidas menores a los establecidos normativamente, se podría aplicar una expansión basada únicamente en la minimización de costos, ya que el reducir las pérdidas conlleva a inversiones significativas produciendo posiblemente sobre costos a la demanda.

Para el sistema IEEE 13 nodos modificado, al resolver el escenario C1 que corresponde netamente a la minimización del costo, éste asciende a 501.46 millones de dólares, por su parte, las pérdidas en este caso corresponden al máximo valor el cual asciende a 1.38 MW, mientras que para el escenario C6, se obtiene un mínimo de pérdidas de 0.68 MW el costo se eleva a 1,403.90 millones de dólares, por tanto, se puede concluir que la reducción de 0.7 MW de pérdidas conlleva el incremento de 902.44 millones de dólares, lo cual ratifica que la aplicación de este modelo de optimización toma principal relevancia cuando se pretende minimizar pérdidas que están muy elevadas con respecto a los índices regulados del sistema eléctrico, mientras que, cuando el sistema se encuentra con índices de pérdida menores a los establecidos normativamente, se podría

aplicar una expansión basada únicamente en la minimización de costos.

Para concluir y como ya se ha citado, el modelo multiobjetivo desarrollado ha demostrado cumplir con los objetivos previstos, además de demostrar que puede ser extrapolado a sistemas de mayor elemento con lo que se valida la robustez del modelo, por lo que se puede indicar que este modelo puede ser una herramienta totalmente viable para que pueda ser usada en la expansión de redes de los sistemas de transmisión; y, de ser el caso seguir perfeccionándolo en función de los requerimientos.

6.1 Trabajos futuros

En la línea de lo investigado, se pueden citar las siguientes investigaciones futuras:

- Esparcimiento de las redes de transporte considerando la penetración de fuentes intermitentes.
- Evaluación de reservas de energía para control primario en los sistemas eléctricos considerando la expansión de la red bajo un mecanismo multiobjetivo.
- Planificación multiobjetivo de la expansión de las redes de transporte tomando en cuenta la incorporación de variadores de fase y la inclusión de PMU.
- Programación estocástica para expandir las redes de transmisión bajo el contexto de la frecuencia de interrupciones.
- Modelo de optimización para redes de transporte en bajo voltaje motivadas en la penetración de GD y SA.

7 Referencias

- [1] M. Lu, Z. Y. Dong, and T. K. Saha, "Transmission expansion planning flexibility," *7th International Power Engineering Conference, IPEC2005*, vol. 2005, 2005, doi: 10.1109/IPEC.2005.207035.

- [2] G. Latorre, R. Darío Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publications and models on transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, May 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.811168.
- [3] C. Velasquez, D. Watts, H. Rudnick, and C. Bustos, "A Framework for Transmission Expansion Planning: A Complex Problem Clouded by Uncertainty," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 4, pp. 20–29, Jul. 2016, doi: 10.1109/MPE.2016.2547278.
- [4] D. S. Kirschen Goran Strbac, "Fundamentals of Power System Economics, 2nd Ed.," 2018, Accessed: Jun. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.wiley.com/en-us/Fundamentals+of+Power+System+Economics%2C+2nd+Edition-p-9781119213253>
- [5] J. Li, L. Dueñas-Osorio, C. Chen, and C. Shi, "AC power flow importance measures considering multi-element failures," *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 160, pp. 89–97, Apr. 2017, doi: 10.1016/J.RESS.2016.11.010.
- [6] B. Stott, "Review of Load-Flow Calculation Methods," *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 916–929, 1974, doi: 10.1109/PROC.1974.9544.
- [7] E. Cengiz, C. Yilmaz, E. N. Yilmaz, and H. Tolga Kahraman, "Importance of Power Flow and Load Analysis in Pre-Installation Power Systems," *3rd International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies, ISMSIT 2019 - Proceedings*, Oct. 2019, doi: 10.1109/ISMSIT.2019.8932900.
- [8] P. V. Gomes and J. T. Saraiva, "Evaluation of the performance of space reduction technique using AC and DC models in Transmission Expansion problems," *International Conference on the European Energy Market, EEM*, vol. 2016-July, Jul. 2016, doi: 10.1109/EEM.2016.7521351.
- [9] N. Gunantara, "A review of multi-objective optimization: Methods and its applications," *http://www.editorialmanager.com/cogenteng*, vol. 3, 2018, doi: 10.1080/23311916.2018.1502242.
- [10] M. O. W. Grond, N. H. Luong, J. Morren, and J. G. Slootweg, "Multi-objective optimization techniques and applications in electric power systems," *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2012, doi: 10.1109/UPEC.2012.6398417.
- [11] H. Tamaki, H. Kita, and S. Kobayashi, "Multi-objective optimization by genetic algorithms: a review," *Proceedings of the IEEE Conference on Evolutionary Computation*, pp. 517–522, 1996, doi: 10.1109/ICEC.1996.542653.
- [12] Y. Zeng *et al.*, "Multi objective optimization of microgrid based on Improved Multi-objective Particle Swarm Optimization," in *2022 International Seminar on Computer Science and Engineering Technology (SCSET)*, 2022, pp. 80–83. doi: 10.1109/SCSET55041.2022.00027.
- [13] S. Pant, A. Kumar, A. Kishor, D. Anand, and S. B. Singh, "Application of a multi-objective particle article swarm optimization technique to solve reliability optimization problem," in *2015 1st International Conference on Next Generation Computing Technologies (NGCT)*, 2015, pp. 1004–1007. doi: 10.1109/NGCT.2015.7375272.

- [14] G. Chiandussi, M. Codegone, S. Ferrero, and F. E. Varesio, "Comparison of multi-objective optimization methodologies for engineering applications," *Computers & Mathematics with Applications*, vol. 63, no. 5, pp. 912–942, Mar. 2012, doi: 10.1016/J.CAMWA.2011.11.057.
- [15] L. Yin and Z. Sun, "Distributed multi-objective grey wolf optimizer for distributed multi-objective economic dispatch of multi-area interconnected power systems," *Applied Soft Computing*, vol. 117, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.asoc.2021.108345.
- [16] R. Marler and J. Arora, "Survey of multi-objective optimization methods for engineering," *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 26, no. 6. Springer, pp. 369–395, Apr. 2004. doi: 10.1007/s00158-003-0368-6.
- [17] M. O. W. Grond, N. H. Luong, J. Morren, and J. G. Slootweg, "Multi-objective optimization techniques and applications in electric power systems," *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2012, doi: 10.1109/UPEC.2012.6398417.
- [18] M. Nazari-Heris and B. Mohammadi-Ivatloo, *Application of Robust Optimization Method to Power System Problems. Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*. Academic Press, 2018.
- [19] M. Erfanian and M. Pirayesh, "Integration aggregate production planning and maintenance using mixed integer linear programming," in *2016 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management (IEEM)*, 2016, pp. 927–930. doi: 10.1109/IEEM.2016.7798013.
- [20] F. N. al Farsi, M. H. Albadi, N. Hosseinzadeh, and A. H. al Badi, "Economic Dispatch in power systems," *2015 IEEE 8th GCC Conference and Exhibition, GCCCE 2015*, Mar. 2015, doi: 10.1109/IEEEGCC.2015.7060068.
- [21] A. Jalali and M. Aldeen, "Novel continuation power flow algorithm," in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Sep. 2016, no. i, pp. 1–6. doi: 10.1109/POWERCON.2016.7754067.
- [22] L. Gyugyi and W. E. Corporation, "Dynamic Compensation of Ac Transmission Lines," *Power*, vol. 9, no. 2, pp. 904–911, 1994.
- [23] S. der Chen and J. F. Chen, "A direct Newton–Raphson economic emission dispatch," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, no. 5, pp. 411–417, Jun. 2003, doi: 10.1016/S0142-0615(02)00075-3.
- [24] R. C. Bansal, "Optimization methods for electric power systems: An overview," *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 2, no. 1, Jan. 2005, doi: 10.2202/1553-779X.1021.
- [25] C. Ruiz and A. J. Conejo, "Robust transmission expansion planning," *European Journal of Operational Research*, vol. 242, no. 2, pp. 390–401, Apr. 2015, doi: 10.1016/J.EJOR.2014.10.030.
- [26] A. S. Sousa and E. N. Asada, "Long-term transmission system expansion planning with multi-objective evolutionary algorithm," *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 149–156, Feb. 2015, doi: 10.1016/J.EPSR.2014.09.013.
- [27] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "State-of-the-art of transmission expansion

- planning: Comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 312–319, Jul. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2013.03.015.
- [28] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, “A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178000.
- [29] Niharika, S. Verma, and V. Mukherjee, “Transmission expansion planning: A review,” *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, ICEETS 2016*, pp. 350–355, Oct. 2016, doi: 10.1109/ICEETS.2016.7583779.
- [30] I. Alhamrouni, A. Khairuddin, M. Salem, and A. Alnajjar, “Review on Transmission Expansion Planning Models,” *Applied Mechanics and Materials*, vol. 818, pp. 129–133, Jan. 2016, doi: 10.4028/WWW.SCIENTIFIC.NET/AMM.818.129.
- [31] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. Oloomi Buygi, and M. Shahidehpour, “A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 470–478, Feb. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2048930.
- [32] Y. Wang *et al.*, “Pareto optimality-based multi-objective transmission planning considering transmission congestion,” *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 9, pp. 1619–1626, Sep. 2008, doi: 10.1016/J.EPSR.2008.02.004.
- [33] O. B. Tor, A. N. Guven, and M. Shahidehpour, “Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 781–789, May 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.919248.
- [34] A. M. Leite Da Silva, L. S. Rezende, L. A. da Fonseca Manso, and L. C. de Resende, “Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 10, pp. 1077–1084, Dec. 2010, doi: 10.1016/J.IJEPES.2010.06.003.
- [35] B. Alizadeh and S. Jadid, “Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, no. 9, pp. 948–960, Sep. 2011, doi: 10.1049/IET-GTD.2011.0122/CITE/REFWORK S.
- [36] C. A. Correa, R. A. Bolanos, and A. Garces, “Environmental Transmission Expansion Planning using non-linear programming and evolutionary techniques,” *2012 IEEE International Symposium on Alternative Energies and Energy Quality, SIFAE 2012 - Conference Proceedings*, 2012, doi: 10.1109/SIFAE.2012.6478893.
- [37] E. G. Morquecho, S. P. Torres, and C. A. Castro, “An efficient hybrid metaheuristics optimization technique applied to the AC electric transmission network expansion planning,” *Swarm and Evolutionary Computation*, vol. 61, p. 100830, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.SWEVO.2020.100830.
- [38] A. El-Abiad, “Transmission planning using discrete dynamic optimizing,” *IEEE Transactions on*

- Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 4, pp. 1358–1371, 1973, doi: 10.1109/TPAS.1973.293543.
- [39] Z. M. Al-Hamouz and A. S. Al-Faraj, “Transmission-expansion planning based on anon-linear programming algorithm,” *Applied Energy*, vol. 76, no. 1–3, pp. 169–177, Sep. 2003, doi: 10.1016/S0306-2619(03)00060-6.
- [40] L. Bahiense, G. C. Oliveira, M. Pereira, and S. Granville, “A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 3, pp. 560–565, Aug. 2001, doi: 10.1109/59.932295.
- [41] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo, “Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077, Aug. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814891.
- [42] T. S. Chung, K. K. Li, G. J. Chen, J. D. Xie, and G. Q. Tang, “Multi-objective transmission network planning by a hybrid GA approach with fuzzy decision analysis,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 187–192, Mar. 2003, doi: 10.1016/S0142-0615(02)00079-0.
- [43] A. Silva Sousa and E. N. Asada, “Combined heuristic with fuzzy system to transmission system expansion planning,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 1, pp. 123–128, Jan. 2011, doi: 10.1016/J.EPSR.2010.07.021.
- [44] T. Kuo, Z. Ming, Y. Fan, and L. Na, “Notice of Retraction: Chance constrained transmission system expansion planning method based on chaos quantum honey bee algorithm,” *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2010.
- [45] T. Al-Saba and I. El-Amin, “The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem,” *Electric Power Systems Research*, vol. 62, no. 2, pp. 117–126, Jun. 2002, doi: 10.1016/S0378-7796(02)00037-8.
- [46] M. Majidi and R. Baldick, “Definition and theory of transmission network planning,” *Lecture Notes in Energy*, vol. 79, pp. 17–67, 2020, doi: 10.1007/978-3-030-47929-9_2/TABLES/10.
- [47] J. H. Zhao, Z. Y. Dong, P. Lindsay, and K. P. Wong, “Flexible transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 479–488, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2008681.
- [48] A. M. Leite Da Silva, L. S. Rezende, L. A. da Fonseca Manso, and L. C. de Resende, “Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 10, pp. 1077–1084, Dec. 2010, doi: 10.1016/J.IJEPES.2010.06.003.
- [49] B. Alizadeh and S. Jadid, “Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, no. 9, pp. 948–960, Sep. 2011.
- [50] R. A. Hooshmand, R. Hemmati, and M. Parastegari, “Combination of AC Transmission Expansion Planning and Reactive Power Planning in the restructured power system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 55, pp. 26–35, Mar. 2012.
- [51] A. M. L. da Silva, L. S. Rezende, L. A. F. Manso, and G. J. Anders,

- “Transmission expansion planning: A discussion on reliability and ‘N-1’ security criteria,” *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2010*, pp. 244–251, 2010.
- [52] S. Iwamoto and Y. Tamura, “A load flow calculation method for ill-conditioned power systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 4, pp. 1736–1743, 1980.
- [53] A. Araposthatis, S. Sastry, and P. Varaiya, “Analysis of power-flow equation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 115–126, Jul. 1981.
- [54] D. K. Molzahn and I. A. Hiskens, “A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations,” *Foundations and Trends® in Electric Energy Systems*, vol. 4, no. 1–2, pp. 1–221, 2019, doi: 10.1561/31000000012.
- [55] H. Kile, K. Uhlen, L. Warland, and G. Kjølle, “A comparison of AC and DC power flow models for contingency and reliability analysis,” *Proceedings - 2014 Power Systems Computation Conference, PSCC 2014*, Feb. 2014.
- [56] M. Ehrgott, “Multicriteria optimization: Second edition,” *Multicriteria Optimization: Second Edition*, pp. 1–323, 2005, doi: 10.1007/3-540-27659-9/COVER.
- [57] P. Ngatchou, A. Zarei, and M. A. El-Sharkawi, “Pareto multi objective optimization,” *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, ISAP’05*, vol. 2005, pp. 84–91, 2005.
- [58] T. Blanchet, J. Fournier, and T. Piketty, “Generalized Pareto Curves: Theory and Applications,” *Review of Income and Wealth*, vol. 68, no. 1, pp. 263–288, Mar. 2022.
- [59] T. Tusar and B. Filipic, “Visualization of Pareto Front Approximations in Evolutionary Multiobjective Optimization: A Critical Review and the Prosection Method,” *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 19, no. 2, pp. 225–245, Apr. 2015, doi: 10.1109/TEVC.2014.2313407.
- [60] CONELEC, “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado-Regulación No. CONELEC 003/08,” 2008.
- [61] IEEE, “1159-1995 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality - IEEE Standard,” *IEEE*, pp. 1–80, 1995, Accessed: Dec. 19, 2021. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/475495>
- [62] L. Garver, “Transmission Network Estimation Using Linear Programming,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688–1697, 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292825.
- [63] B. Vaagensmith, J. Ulrich, J. Welch, T. McJunkin, and C. Rieger, “IEEE 13 Bus Benchmark Model for Real-Time Cyber-Physical Control and Power Systems Studies,” in *2019 Resilience Week (RWS)*, 2019, vol. 1, pp. 112–120. doi: 10.1109/RWS47064.2019.8971978.
- [64] CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), “Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica,” *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*, vol. 2, p. 206, 2013.
- [65] CFN, “Normativa sobre Operaciones-Manual de Productos Financieros,” 2018.

- [66] A. S. A. el Enien, “Efficient electricity markets,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2013.6652391.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 28: Matriz de estado del arte.

| PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------|----------------------|--------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|--------------------------------------------------|
| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | TEMÁTICA | | | | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | |
| | | | | Abastecimiento de la demanda | Modelo Multiobjetivo | Expansión del sistema de transmisión | Costos del sistema eléctrico | Pérdidas de potencia activa | Modelación del sistema eléctrico | Determinación de los parámetros para la expansión de la red | Modelo de optimización multiobjetivo | Aplicación en sistemas eléctricos modelo | Restricciones de capacidad de los vínculos | Restricción de balance nodal de potencia activa y reactiva | Restricción operativa de los generadores | Restricción para selección de nuevos enlaces | Modelación de la red eléctrica y parámetros para la expansión de la red | Aplicación del modelo de optimización multiobjetivo | Definición del frente de Pareto | Evaluación de las variables técnicas y económicas | Determinación de nuevos vínculos de la red | Asignación de generación | Flujos de potencia en la red | Evaluación entre el costo y pérdidas del sistema |
| 1 | 2015 | Transmission expansion planning flexibility | 24 | | | ☒ | | ☒ | | ☒ | | | | | | | ☒ | | ☒ | | | | | |
| 2 | 2013 | Classification of publications and models on transmission expansion planning | 939 | ☒ | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | | ☒ | |
| 3 | 2016 | A Framework for Transmission Expansion Planning: A Complex Problem Clouded by Uncertainty | 25 | ☒ | | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | ☒ | | |
| 4 | 2018 | Fundamentals of Power System Economics, 2nd Ed | 2106 | | | | ☒ | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | ☒ | |
| 5 | 2017 | AC power flow importance measures considering multi-element failures | 40 | | | | | ☒ | | | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | |
| 6 | 1974 | Review of Load-Flow Calculation Methods | 982 | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | |
| 7 | 2019 | Importance of Power Flow and Load Analysis in Pre-Installation Power Systems | 1 | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 8 | 2016 | Evaluation of the performance of space reduction technique using AC and DC models in Transmission Expansion problems | 15 | | | | | | | | ☒ | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | | |
| 9 | 2018 | A review of multi-objective optimization: Methods and its applications | 256 | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | |
| 10 | 2016 | Multi-objective optimization techniques and applications in electric power system | 323 | | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | ☒ | |
| 11 | 1996 | Multi-objective optimization by genetic algorithms: a review | 420 | | ☒ | | | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | |
| 12 | 2022 | Multi objective optimization of microgrid based on Improved Multi-objective Particle Swarm Optimization | 0 | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | ☒ | | | | |

PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

| ITEM | DATOS | | | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | |
|------|-------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------|----------------------|--------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|--------------------------------------------------|
| | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Abastecimiento de la demanda | Modelo Multiobjetivo | Expansión del sistema de transmisión | Costos del sistema eléctrico | Pérdidas de potencia activa | Modelación del sistema eléctrico | Determinación de los parámetros para la expansión de la red | Modelo de optimización multiobjetivo | Aplicación en sistemas eléctricos modelo | Restricciones de capacidad de los vínculos | Restricción de balance nodal de potencia activa y reactiva | Restricción operativa de los generadores | Restricción para selección de nuevos enlaces | Modelación de la red eléctrica y parámetros para la expansión de la red | Aplicación del modelo de optimización multiobjetivo | Definición del frente de Pareto | Evaluación de las variables técnicas y económicas | Determinación de nuevos vínculos de la red | Asignación de generación | Flujos de potencia en la red | Evaluación entre el costo y pérdidas del sistema |
| 13 | 2015 | Application of a multi-objective particle article swarm optimization technique to solve reliability optimization problem | 25 | ☒ | | | | | | ☒ | | | | | | | ☒ | | | | | | | |
| 14 | 2012 | Comparison of multi-objective optimization methodologies for engineering applications | 345 | | | | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | | |
| 15 | 2022 | Distributed multi-objective grey wolf optimizer for distributed multi-objective economic dispatch of multi-area interconnected power systems | 2 | | | | | | | | ☒ | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | |
| 16 | 2014 | Survey of multi-objective optimization methods for engineering | 4997 | ☒ | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | |
| 17 | 2012 | Multi-objective optimization techniques and applications in electric power systems | 23 | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 18 | 2018 | Application of Robust Optimization Method to Power System Problems. Classical and Recent Aspects of Power System Optimization. | 31 | ☒ | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 19 | 2016 | Integration aggregate production planning and maintenance using mixed integer linear programming | 22 | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | ☒ | | |
| 20 | 2007 | Economic Dispatch in power systems | 58 | ☒ | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | ☒ | | |
| 21 | 2016 | Novel continuation power flow algorithm | 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 22 | 1994 | Dynamic Compensation of Ac Transmission Lines | 746 | | | | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | |
| 23 | 2013 | A direct Newton–Raphson economic emission dispatch | 96 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | |
| 24 | 2005 | Optimization methods for electric power systems: An overview | 234 | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | ☒ | | | | | |
| 25 | 2015 | Robust transmission expansion planning | 216 | | | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | |
| 26 | 2015 | Long-term transmission system expansion planning with multi-objective evolutionary algorithm | 29 | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 27 | 2013 | State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review | 235 | ☒ | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | |

PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | TEMÁTICA | | | | FORMULACION DEL PROBLEMA | | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | |
|------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------|----------------------|--------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|
| | | | | Abastecimiento de la demanda | Modelo Multiobjetivo | Expansión del sistema de transmisión | Costos del sistema eléctrico | Pérdidas de potencia activa | Modelación del sistema eléctrico | Determinación de los parámetros para la expansión de la red | Modelo de optimización multiobjetivo | Aplicación en sistemas eléctricos modelo | Restricciones de capacidad de los vínculos | Restricción de balance modal de potencia activa y reactiva | Restricción operativa de los generadores | Restricción para selección de nuevos enlaces | Modelación de la red eléctrica y parámetros para la expansión de la red | Aplicación del modelo de optimización multiobjetivo | Definición del frente de Pareto | Evaluación de las variables técnicas y económicas | Determinación de nuevos vínculos de la red | Asignación de generación | Flujos de potencia en la red |
| 28 | 2011 | A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning | 279 | | | | | | | ☒ | | | | | | | | | ☒ | | ☒ | | |
| 29 | 2016 | Transmission expansion planning: A review | 27 | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | 2016 | Review on Transmission Expansion Planning Models, | 7 | | | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | |
| 31 | 2010 | A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning | 221 | | ☒ | | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | |
| 32 | 2008 | Pareto optimality-based multi-objective transmission planning considering transmission congestion | 69 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 33 | 2018 | Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion | 148 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 34 | 2011 | Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system | 10 | ☒ | | ☒ | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | |
| 35 | 2011 | Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming | 144 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 36 | 2012 | Environmental Transmission Expansion Planning using non-linear programming and evolutionary techniques | 19 | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 37 | 2021 | An efficient hybrid metaheuristics optimization technique applied to the AC electric transmission network expansion planning | 4 | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | ☒ | | | | | | | | |
| 38 | 1973 | Transmission planning using discrete dynamic optimizing | 238 | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | | | ☒ | |
| 39 | 2013 | Transmission-expansion planning based on non-linear programming algorithm | 38 | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 2001 | A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion | 463 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 41 | 2013 | Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach | 600 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 42 | 2003 | Multi-objective transmission network planning by a hybrid GA approach with fuzzy decision analysis | 84 | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

| PLANIFICACIÓN MULTI OBJETIVO PARA LA EXPANSIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN APLICANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------|----------------------|--------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|--------------------------------------------------|
| DATOS | | TEMÁTICA | | | | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA | | | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA | | | ALGORITMO DE RESOLUCIÓN | | | SOLUCIÓN PROPUESTA | | | | | | | | | |
| ITEM | AÑO | TÍTULO DEL ARTÍCULO | CITAS | Abastecimiento de la demanda | Modelo Multiobjetivo | Expansión del sistema de transmisión | Costos del sistema eléctrico | Pérdidas de potencia activa | Modelación del sistema eléctrico | Determinación de los parámetros para la expansión de la red | Modelo de optimización multiobjetivo | Aplicación en sistemas eléctricos modelo | Restricciones de capacidad de los vínculos | Restricción de balance nodal de potencia activa y reactiva | Restricción operativa de los generadores | Restricción para selección de nuevos enlaces | Modelación de la red eléctrica y parámetros para la expansión de la red | Aplicación del modelo de optimización multiobjetivo | Definición del frente de Pareto | Evaluación de las variables técnicas y económicas | Determinación de nuevos vínculos de la red | Asignación de generación | Flujos de potencia en la red | Evaluación entre el costo y pérdidas del sistema |
| 43 | 2011 | Combined heuristic with fuzzy system to transmission system expansion planning | 39 | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | | ☒ | | | | |
| 44 | 2010 | Notice of Retraction: Chance constrained transmission system expansion planning method based on chaos quantum honey bee algorithm | 7 | | | | | | | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | |
| 45 | 2012 | The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem, | 96 | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 46 | 2020 | Definition and theory of transmission network planning | 1 | | | | | | | | | | ☒ | | ☒ | ☒ | | | | | | | | |
| 47 | 2019 | Flexible transmission expansion planning with uncertainties in an electricity market | 218 | | | | | | | | | | | | | | ☒ | | | | | | | |
| 48 | 2010 | Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system | 111 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ |
| 49 | 2011 | Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming | 144 | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | |
| 50 | 2012 | Combination of AC Transmission Expansion Planning and Reactive Power Planning in the restructured power system | 110 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 51 | 2010 | Transmission expansion planning: A discussion on reliability and 'N-1' security criteria | 50 | ☒ | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 52 | 1981 | A load flow calculation method for ill-conditioned power systems | 551 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | |
| 53 | 2016 | Analysis of power-flow equation | 50 | | | | | | | | | | ☒ | ☒ | | | | | | | | | | |
| 54 | 2019 | A Survey of Relaxations and Approximations of the Power Flow Equations | 232 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ☒ | ☒ |
| 55 | 2014 | A comparison of AC and DC power flow models for contingency and reliability analysis | 20 | | | | | ☒ | | | | | | | | | | | | | | | | |

7.2 Resumen de Indicadores

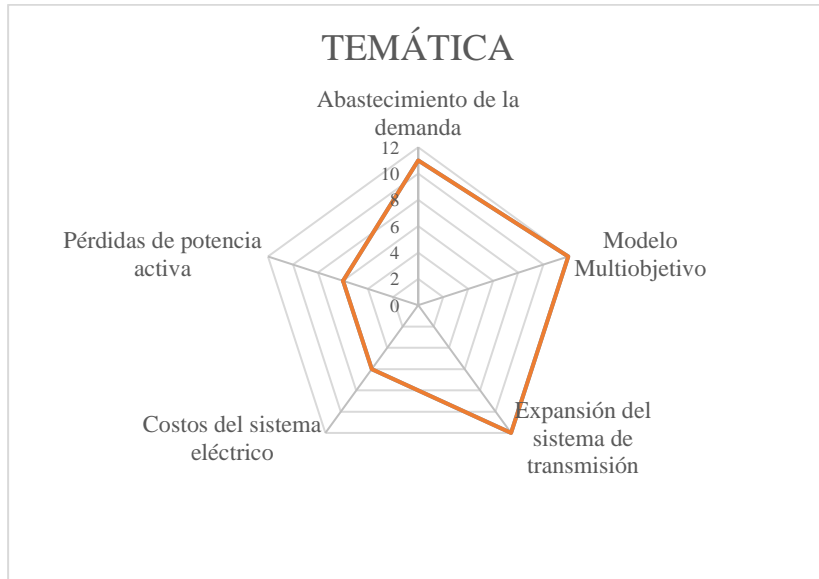


Figura 16. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

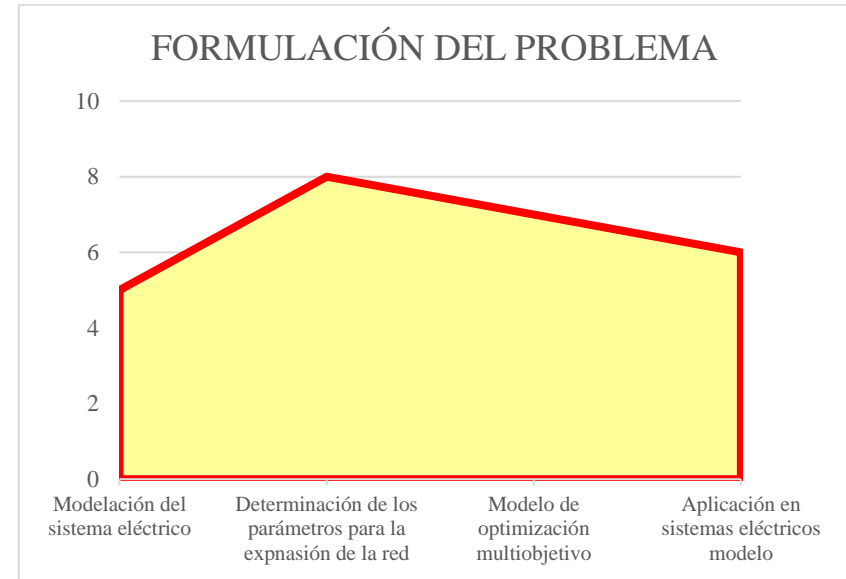


Figura 17. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

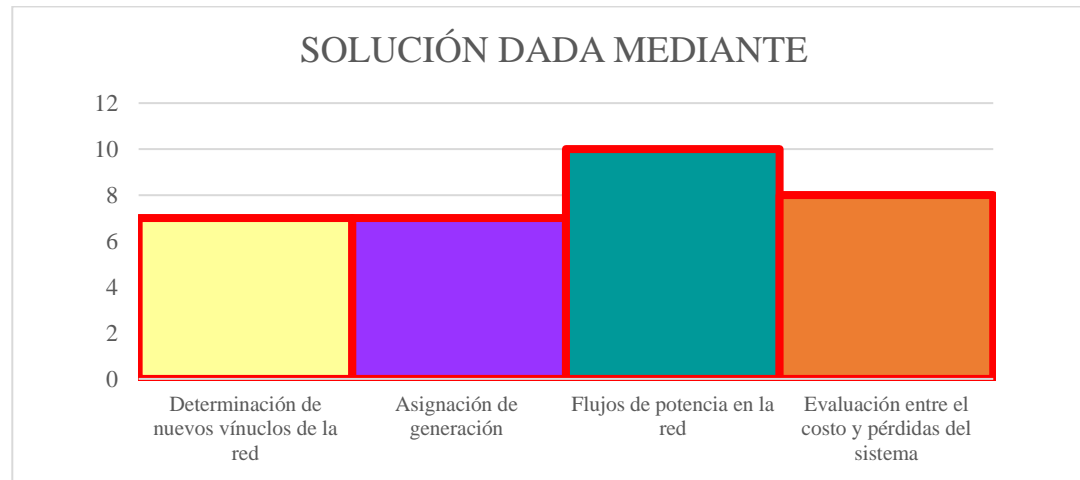


Figura 18. Indicador de solución - Estado del arte.