

**PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS
VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE
POTENCIA**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS
VARIABLES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE
POTENCIA**

**AUTOR:
ALEX ANDRÉS BENAVIDES USIÑA**

**TUTOR:
JUAN ALBERTO BUCHELI ÁVILA**

Quito, noviembre del 2021

Datos de Catalogación Bibliográfica

Alex Andrés Benavides Usiña

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito-Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto:



Alex Andrés Benavides Usiña (Y'1983-M'11). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “José Julián Andrade” de la ciudad de San Gabriel, dónde obtuvo el título de Bachiller en Ciencias Especialización Físico Matemáticas. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se desarrolla en dirección a los estudios de planificación en la etapa de transmisión de los sistemas eléctricos de potencia y plantea una formulación matemática para modelar la incorporación de variadores de fase para el control de flujos de potencia.

abenavidesu@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



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

jbucheli@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS
©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Juan Alberto Bucheli Ávila declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA*, realizado por Alex Andrés Benavides Usiña, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., noviembre del 2021



Juan Alberto Bucheli Ávila.
C.C.: 1706576210

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Alex Andrés Benavides Usiña, con documento de identificación N° 0401244546, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Quito, D.M., noviembre de 2021



.....
Alex Andrés Benavides Usiña

C.C.: 0401244546

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	2
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 Planificación de la expansión de transmisión (PET).....	4
2.2 Control de flujos de potencia en la red de transmisión	9
PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN.....	11
3.1 Nomenclatura	11
3.2 Objetivo para la expansión de la red	12
3.3 Restricciones	12
3.4 Algoritmo de solución.....	13
IMPLEMENTACIÓN DE LA MODELACIÓN	14
4.1 Sistema Garver – 6 nodos.....	14
4.2 Modelo IEEE 24 nodos	15
4.3 Demanda para la expansión.....	16
4.4 Estudio de casos	17
ANÁLISIS DE RESULTADOS	17
5.1 Caso 1	18
5.2 Caso dos	20
5.3 Caso tres	21
CONCLUSIONES	23
6.1 Trabajos futuros.....	24
REFERENCIAS.....	24
7.1 Matriz de Estado del Arte.....	29
7.2 Resumen de Indicadores.....	34

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Expansión de la red con variadores de fase [autor].	3
Figura 2. Modelo básico DC de un transformador variador de fase.	11
Figura 3 . Diagrama unifilar 6 nodos – Garver [49].	14
Figura 4. Diagrama unifilar - Sistema IEEE 24 nodos [49].	15
Figura 5. Resultados Sistema Garver – Caso 1.	18
Figura 6. Diagrama unifilar IEEE 24 – Caso 1.	19
Figura 7. Resultados Sistema Garver – Caso 2.	21
Figura 8. Resultados Sistema IEEE24 – Caso 3.	23
Figura 9. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	34
Figura 10. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	35
Figura 11. Indicador de solución - Estado del arte.	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las técnicas de optimización clásicas.	8
Tabla 2. Ventajas y desventajas de las técnicas de optimización heurística.	8
Tabla 3. Ventajas y desventajas de las técnicas de optimización metaheurística.	9
Tabla 4. Algoritmo de solución.....	13
Tabla 5. Datos de generadores – Sistema Garver	14
Tabla 6. Datos de los nodos – Sistema Garver.....	14
Tabla 7. Vínculos de la red – Sistema Garver.....	15
Tabla 8. Parámetros de los enlaces IEEE 24 nodos	15
Tabla 9. Parámetros de los nodos - IEEE 24 nodos.	16
Tabla 10. Demanda futura Sistema Garver.	16
Tabla 11. Demanda futura - IEEE 24 nodos.	17
Tabla 12. Resultados Caso 1– Sistema Garver.	18
Tabla 13. Flujos entre vínculos Caso 1– Sistema Garver.	18
Tabla 14. Resultados Caso 1– Sistema IEEE 24.....	18
Tabla 15. Flujos Caso 1– Sistema IEEE 24 nodos.....	19
Tabla 16. Resultados Caso 2– Sistema Garver.	20
Tabla 17. Elementos incorporados Caso 2 – Sistema Garver	20
Tabla 18. Flujos entre vínculos Caso 2– Sistema Garver.	20
Tabla 19. Resultados Caso 2– Sistema IEEE 24 nodos.	21
Tabla 20. Elementos incorporados Caso 3 – IEEE 24 nodos.....	21
Tabla 21. Flujos Caso 3 Sistema IEEE 24 nodos.....	22
Tabla 22. Ubicación y valor de los variadores de fase – IEEE 24 nodos.	22
Tabla 23. Matriz de estado del arte	29

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LAS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA

Resumen

La dinámica de la demanda influye directamente sobre los flujos de potencia que circulan por las líneas de transmisión del sistema eléctrico, esta variación afecta al ángulo de fase del voltaje en cada enlace de la red perturbando la cargabilidad de las líneas, como respuesta a este efecto se incurre a la extensión de nuevas líneas significando considerables costos de inversión, razón por la cual es necesario considerar otras acciones dentro los estudios de planificación de expansión del sistema de transmisión para readecuar la red, una de estas es la implementación de elementos como los variadores de fase como medio de control del flujo de potencia y resulta económicamente más rentable pero también sin dejar de considerar la inclusión de nuevas líneas si es necesario. Por este motivo se desarrolla el presente trabajo de investigación planteando un modelo de optimización formulado en GAMS que minimiza los costos de inversión de la red y de operación en la generación considerando restricciones técnicas del sistema, determinado la ubicación de los variadores de fase y nuevos enlaces, resultado de lo cual, se obtiene una mejor operatividad al redistribuir los flujos de potencia amenorando la cargabilidad de las líneas con la incorporación de los elementos citados.

Palabras Clave: Variadores de fase, Planificación de sistema de potencia, Programación óptima, Transmisión de potencia DC, Planificación de expansión de transmisión.

Abstract

The demand dynamics directly influences the power flows that circulate through the transmission lines of the electrical system, this variation affects the phase angle of the voltage in each link of the network, disturbing the chargeability of the lines, in response to this effect. The extension of new lines is incurred, meaning considerable investment costs, which is why it is necessary to consider other actions within the transmission system expansion planning studies to readjust the network, one of these is the implementation of elements such as variators phase as a means of controlling the power flow and it is economically more profitable but also without neglecting the inclusion of new lines if necessary. For this reason, the present research work is developed proposing an optimization model formulated in GAMS that minimizes the investment costs of the network and of operation in the generation considering technical restrictions of the system, determining the location of the phase variators and new links as a result, better operability is obtained by redistributing the power flows, reducing the chargeability of the lines with the incorporation of the aforementioned elements.

Keywords: Phase shifters, Power system planning, Optimal scheduling, DC power transmission, Transmission expansion planning.

1 Introducción

El aumento constante de la demanda eléctrica es un indicador claro del crecimiento político y económico de un país, ya que esto viene directamente relacionado con el desarrollo industrial-productivo del mismo. Por lo que el sistema de transmisión tiene que estar en constante planeación de crecimiento y perfección de la operación para brindar un óptimo servicio al momento de brindar energía y también poseer grandes cualidades de confiabilidad y seguridad ante fallas propias y ajenas del sistema [1].

La planificación de la expansión de transmisión es un asunto de suma importancia puesto a que de su buena implementación depende el abastecimiento de la creciente demanda eléctrica que puede aparecer en los diferentes puntos geográficos de un sistema eléctrico. La cuestión más importante al momento de planificar la expansión es determinar las nuevas líneas y los transformadores que se van a implementar para abastecer la demanda, optimizando siempre los costos de inversión y de operación. También se debe tener en cuenta que muchas de las veces un sistema de transmisión es un ente sumamente complejo el cual, de no ser controlado y operado de forma adecuada puede desembocar en fallas secuenciales en el sistema lo cual se traduce a una entrega de energía ineficiente y poco confiable para el usuario [2], [3].

La planificación de la expansión de transmisión puede clasificarse basándose en el límite temporal, el cual puede variar dependiendo del país o región. En Ecuador se puede definir como corto plazo un tiempo entre meses y un máximo de dos años, el mediano plazo entre dos a cinco años y el largo plazo entre cinco a diez años [4]. Teniendo en cuenta esta clasificación se puede dividir también la planificación de expansión de transmisión

en una planificación estática y dinámica. La planificación estática se proyecta como panorama único la búsqueda del circuito óptimo de operación para el despacho, en un escenario futuro, mientras que la planificación dinámica considera varios años de planificación y desarrollo (multietapa) para definir una estrategia de expansión óptima, tomando en cuenta restricciones temporales técnicas y económicas [5].

Al hablar de planeación de expansión de la red se debe considerar que este proceso es de naturaleza compleja puesto que viene definido por varios elementos que conllevan a un escenario de multi – solución. Es por esto que es pertinente dividir a la planificación de expansión de la transmisión en dos puntos principales. El primer enfoque se relaciona con el modelo matemático aplicado para representar la red de transmisión existente y el segundo es determinar la técnica de optimización que se va a aplicar para la resolución del modelo matemático previamente definido [5], [6].

Los modelos matemáticos son representaciones de sistemas existentes por medio de formulaciones algebraicas. En estos modelos se introducen distintas variables de decisión de diferentes tipos; normalmente entre más exacto es un modelo, más compleja es su implementación por lo que debe existir una correlación entre el modelo utilizado y la técnica de optimización aplicada. Para la resolución en la planificación de expansión de la red donde el problema principal existente es precisar que equipos se deben agregar al sistema y su ubicación puntual, tomando en cuenta la distribución geográfica de líneas, generadores y transformadores actuales del sistema para encontrar la estructura óptima que satisfaga la demanda futura de forma confiable y segura [7].

Dentro del desarrollo de los estudios de planificación en la transmisión existen

distintos modelos matemáticos que se han utilizado y perfeccionado a lo largo de los años, entre los cuales están; el modelo DC, que es el más utilizado por su asequible implementación y por entregar resultados confiables, el modelo de transporte, el modelo híbrido no lineal, y el modelo AC el cual es el más complejo y completo de todos. Cada uno de ellos con submodelos y modificaciones, como se describe en [8]. Las técnicas de optimización que se utilizan para la planificación de expansión del sistema de transmisión se pueden clasificar en tres grupos, los clásicos, heurísticos y las técnicas metaheurísticas [9]. En base a los modelos y técnicas especificados en este artículo se aplicará el modelo DC como modelo matemático, conjuntamente como

técnica de optimización se utilizará un método clásico, el de programación lineal entera mixta (PLEM).

En base a la problemática planteada se establece que para el control del flujo de potencia existen varios métodos y tecnologías que se han aplicado he investigado en numerosos artículos y casos de estudio, los métodos que existen pueden dividirse en dos tipos: según la tecnología aplicada y en base a la técnica de parámetros controlados [10].

El control de flujo mediante la aplicación de tecnologías se divide en tres grupos principales [11], [12]:

- Conmutación mecánica.
- Mediante tiristores.
- Conmutación rápida;

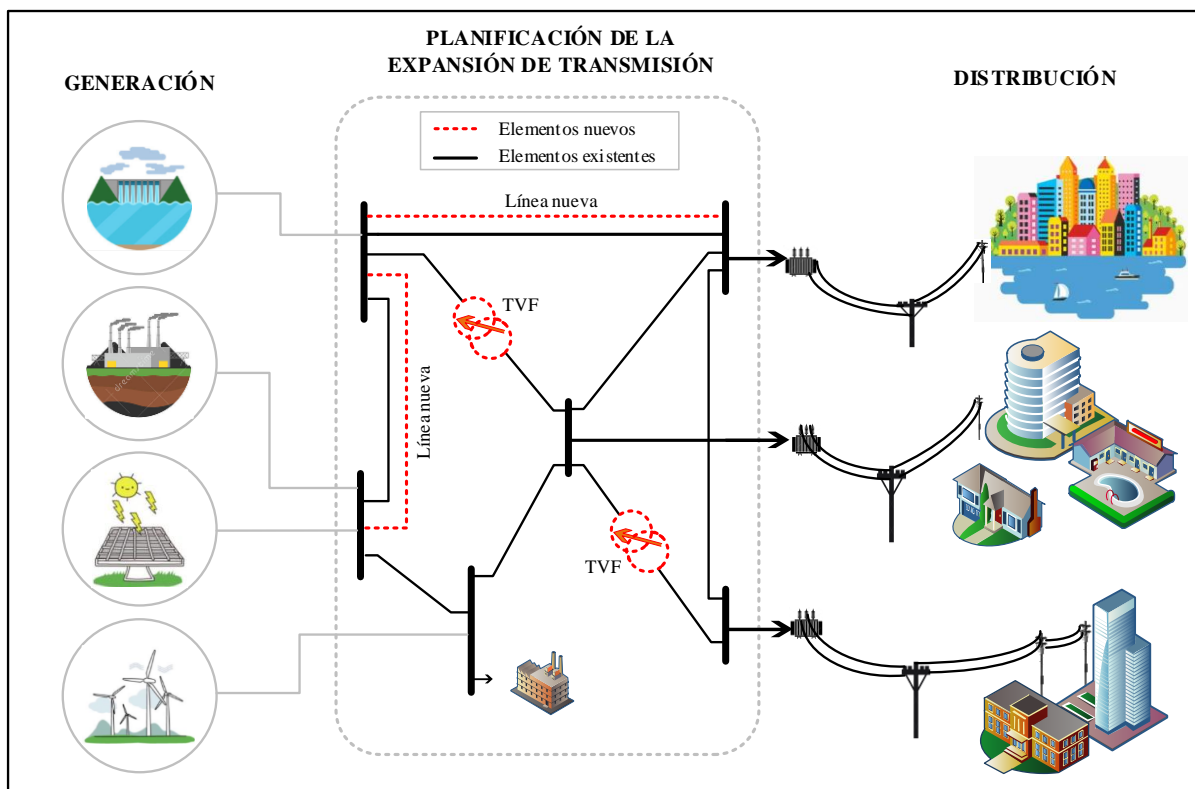


Figura 1. Expansión de la red con variadores de fase [autor].

Y el control del flujo por medio de técnicas de parámetros controlados se basa en el principio el cual promulga que, el flujo de las líneas de transmisión puede ser controlado por: [11], [13]

- Reactancia de línea,
- Voltajes de barra, y
- Ángulo de fase.

Estos métodos son funcionales dependiendo de las características del sistema y posteriormente se detalla brevemente su importancia e influencia en el sistema. En este artículo se utilizará la técnica de variación del ángulo de fase para el control del flujo de potencia, por medio de un modelamiento matemático que permite incluir estos elementos y líneas nuevas óptimamente en función de la minimización de costos y la reconfiguración de flujos de potencia para evitar la cargabilidad de la red y la adecuada expansión del sistema de transmisión, en la Figura 1 se visualiza el propósito del presente trabajo.

En el desarrollo de este estudio, con el fin de detallar completamente cada etapa de la investigación y desarrollo de la modelación, se ha optado por distribuir de la siguiente forma el trabajo:

En el Apartado 2 se describe teóricamente los tópicos más importantes relacionados con los métodos y técnicas usadas en los estudios de la planificación de expansión de la transmisión para el control de los flujos de potencia en específico se analizan a los variadores de fase; en el Apartado 3 se detalla la formulación del problema de optimización, seguido del Apartado 4 que procede a la implementación de la modelación para consecuentemente en el Apartado 5 mostrar los resultados obtenidos y realizar un análisis de los mismos. Finalmente se plantea conclusiones del estudio y trabajos futuros que pueden ser desarrollados.

2 Marco teórico

Debido al impacto que tiene la demanda sobre los sistemas eléctricos de potencia continuamente se toman decisiones y se implementan acciones para que no existan repercusiones negativas sobre el mismo que puedan ocasionar la suspensión del suministro de electricidad, en vista de las numerosas afectaciones que se presentan este estudio se centra en la afectación sobre la capacidad de las líneas, por lo tanto a continuación se describe los aspectos más relevantes a considerar cuando se quiere implementar un control de los flujos de potencia que pasan por las líneas de transmisión por medio de variadores de fase, y los métodos y técnicas que se usan para modelar e incorporar en la planificación de la expansión de transmisión estos elementos y la creación de nuevos vínculos entre los enlaces de conexión.

2.1 Planificación de la expansión de transmisión (PET)

Los sistemas eléctricos se componen principalmente de líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas, existiendo normalmente un equilibrio dinámico entre generación y consumo. Las redes son elementos generalmente interconectados, formando una topología geográfica extensa y compleja que suele ser controlada por un operador único. El flujo de potencia que existe en las líneas está definido por las características propias que estas poseen en base a sus materiales de construcción y la distancia geográfica que recorren. Es por ello que, tomando en cuenta estas características y las leyes eléctricas físicas se puede agregar, eliminar o modificar la red para optimizar el rendimiento y confiabilidad del sistema [14].

La técnica de obtener el tamaño óptimo, la ubicación y el tiempo apropiado para adicionar nuevos elementos a la red

existente se conoce como planificación de la expansión de transmisión (TEP). Hay que tomar en cuenta que esta técnica también tiene que prever, como lo menciona [2], la minimización de costos y a su vez todos los limitantes o restricciones ambientales, sociales, económicas y políticas que vienen ligadas directa o indirectamente en su desarrollo.

Es importante detallar que la planificación se basa principalmente en la necesidad de abastecer la demanda, la cual tiene un comportamiento incierto en el tiempo. El ente encargado de la planificación, por tanto, debe desarrollar modelos probabilísticos tomando en cuenta los datos históricos del crecimiento de la carga de cada región o estado y proyectar el posible aumento de la demanda a corto, medio y largo plazo, para realizar los correctivos adecuados y precisos, formando un equilibrio estable y confiable entre generación y demanda [15].

También se debe considerar al momento de planificar la expansión que la inserción de energías renovables no convencionales (ERNC) tienen un comportamiento estocástico por lo que las redes de transmisión y los componentes de control de flujo de potencia deben adecuarse a estos cambios por medio de compensadores que proveen confiabilidad y seguridad al momento de despachar la energía al usuario [16].

La planeación de la expansión de la red de transmisión crea por lo general un problema de optimización entera mixta no lineal, que tiene como objetivo la selección de la mejor ruta del flujo de potencia, los tipos y cantidad de nuevos circuitos que se adicionarán para abastecer la carga futura minimizando costos de inversión, operación y también los costos de confiabilidad aludiendo a sistemas de protección y compensación que ayuden a mantener la transmisión de energía estable ante fallas o

aumentos de carga imprevistos por el sistema.

2.1.1 Modelos matemáticos

Los modelos matemáticos son representaciones algebraicas de problemas cotidianos reales. Como ya se mencionó en el desarrollo de la expansión en la planificación del sistema de transmisión el problema consiste en determinar la ubicación y momento de instalación de nuevos equipos de control, generadores o líneas. Actualmente se manejan varios modelos matemáticos para simular sistemas de transmisión los cuales se detallan posteriormente.

2.1.1.1 Modelo de Transportes

Fue el primer modelo matemático propuesto para resolver problemas de planificación de expansión de la red de, fue formulado por Garver a inicios de la década de los setenta, su creación se debe principalmente por buscar alternativas a una representación de corriente alterna (AC) completa del sistema que presentaba muchas dificultades en su aplicación. Este modelo propone utilizar como restricción principal la primera ley de Kirchhoff para las sumatorias de los flujos de potencia activa de entrada y salida en las barras y como restricción secundaria considera los límites de producción máximo y mínimo de los generadores [17].

Este modelo por lo general utiliza como técnica de optimización una programación lineal entera mixta (PLEM). El nivel de dificultad de aplicar este modelo es directamente proporcional al tamaño del sistema. La ventaja de aplicar el modelo de transporte es que se puede utilizar tanto en topologías interconectadas como aisladas pues no ocupa las reactancias de las líneas. Como inconvenientes de este modelo se puede decir que los resultados son considerablemente distantes en comparación con otros modelos más

complejos y exactos, sin embargo, es un buen método para desarrollar una idea inicial para la expansión en la planeación de la transmisión [18].

2.1.1.2 Modelo DC

Este modelo será utilizado para la resolución del presente artículo, por tal motivo se lo presentará de forma más detallada.

El modelo DC es el más utilizado para solventar los problemas de la planificación de expansión de la red de transmisión, a diferencia del modelo de transportes, se basa en la utilización de las dos leyes de Kirchhoff, tanto para barras como para líneas. Generalmente es un problema matemático de programación no lineal entera mixta (PNLEM), no obstante, existen variantes que lo convierten en un modelo PLEM. El modelo DC en su generalidad establece condiciones para su modelación, entre las más relevantes se puede indicar que, los módulos de los voltajes se mantienen constantes, se deja de lado el modelamiento de flujos de potencia reactiva, el flujo de potencia activa depende de la variación de los ángulos y de la susceptancia del enlace y considera la cargabilidad de los vinculo, todo esto con el objeto de minimizar costos globales del sistema. La formulación general del modelo DC se ha tomado de [19] y se describen en las ecuaciones (1) y (2). Sin perjuicio de lo citado, en la sección 3 se detalla la formulación completa asociada a un OPF DC y enlazado a la expansión de redes de transmisión:

$$\text{Minimización } CI = \sum_{(a,b) \in \Omega} C_{ab} n_{ab} \quad (1)$$

$$f_{ab} - \gamma_{ab}(n_{ab}^0 + n_{ab})(\theta_a - \theta_b) = 0 \quad (2)$$

Donde:

CI Costo de inversión

C_{ab}	Costo de un circuito posiblemente adicionado en la ruta ab.
γ_{ab}	Susceptancia de la ruta ab.
n_{ab}	Número de circuitos anexados.
n_{ab}^0	Número de circuitos iniciales.
f_{ab}	Flujo de potencia total a través de la ruta ab.
θ_a	Ángulo de fase en la barra a.
θ_b	Ángulo de fase en la barra b.

Como se puede ver en la ecuación (1) la generalización de la función objetivo consiste en la minimización de costos de inversión de los vínculos, la cual viene definida por el producto entre el costo de instalación del circuito y la cantidad de circuitos candidatos aprobados a instalar. La restricción más notable y que diferencia al modelo DC del modelo de Transportes, es la inserción de la segunda ley de Kirchhoff (2), donde se verifica que el flujo de potencia activa entre dos barras adyacentes debe ser igual a la multiplicación de la variación de los ángulos del voltaje en las barras, multiplicado por la susceptancia entre los nodos.

2.1.1.3 Modelos Híbridos

Los modelos híbridos son la combinación entre el modelo DC y el de transportes, es decir que utiliza la segunda ley de Kirchhoff, pero no para todos los circuitos, creando modelos no tan simples como el de transportes ni tan complejo como el de DC. Los modelos híbridos se clasifican en lineales y no lineales [20].

a) Lineales

Su nombre se debe a que su formulación resulta en una programación lineal entera mixta (PLEM). En este modelo solo los nuevos circuitos anexos al sistema deben cumplir la primera ley de Kirchhoff mientras que los circuitos originales o base deben cumplir las

dos leyes, formando un sistema superpuesto [21].

b) No Lineales

El modelo no lineal dictamina que los circuitos base originales del sistema deben cumplir las dos leyes de Kirchhoff mientras que solo los circuitos nuevos donde no existían conexiones base deben cumplir solo la primera ley, este modelo es relativamente muy parecido al modelo DC original por lo que no se realizan muchas aplicaciones en la literatura [22].

2.1.1.4 Modelos AC

Los modelos AC son los más completos y complejos dentro del análisis de planificación de expansión de la transmisión porque toman más variables reales como la impedancia y la reactancia de las líneas de transmisión, las potencias activas y reactivas entre otros, por tal motivo su técnica de solución puede ser empleando: i) modelos matemáticos tal como Newton Raphson, Gauss Seidel, punto interior, entre otros; ii) métodos optimización clásica aplicando programación no lineal (OPF-AC); iii) métodos de optimización heurística o metaheurística como por ejemplo la optimización de enjambre de partículas. Por esta razón, es pertinente el uso de procesadores de datos más avanzados y eficientes que de ser correctamente implementados consiguen resultados mucho más exactos en comparación con modelos como el DC y los híbridos que suelen determinar varios resultados de forma empírica [23]. La desventaja que presenta el modelo AC es su convergencia con sistemas de gran tamaño y con diversos elementos modelados, por lo que es necesario considerar en primera instancia variables de inicialización acertadas, a fin de que el modelo converja y sea consistente, por otra

parte, también se ha demostrado que los modelos AC funcionan de forma bastante optima en sistemas de pequeño y mediano tamaño sin modelación excesiva de componentes adicionales [24].

2.1.2 Técnicas de optimización

La optimización es el procedimiento por el cual se puede encontrar la respuesta más favorable ante un problema planteado. Esto se da principalmente cuando existen varias respuestas factibles puesto que si solo constara una solución la optimización no sería necesaria ni posible de desarrollar [25].

El alto grado de complejidad de los sistemas eléctricos, han hecho que los profesionales de esta rama busquen alternativas para poder realizar la planificación de expansión de la red de manera óptima y confiable. Por tal motivo las técnicas de optimización se han implementado por medio de mecanismos informáticos, softwares especialmente desarrollados para desarrollar modelos de optimización como por ejemplo: GAMS, Xcos, OpenModelica, MATLAB Simulink, entre otros, que han permitido ir desarrollando grandes modelos de optimización de forma tal que han conseguido resultados prácticamente imposibles de obtener de forma manual [26].

Las técnicas de optimización pueden dividirse en tres grupos cada uno de ellos con diferentes modelos los cuales se han aplicado en los estudios de expansión de transmisión obteniendo diferentes resultados y niveles de aplicación, los cuales se detallan a continuación.

2.1.2.1 Técnicas algebraicas clásicas

Las técnicas matemáticas se consideran clásicas por ser las pioneras en su aplicación en conjunto con las ciencias informáticas. Aun así, no han perdido relevancia en su utilización puesto que brindan resultados

confiables por medio de técnicas relativamente simples. Una técnica se basa principalmente en la utilización de un algoritmo o la combinación de dos o más para resolver problemas relacionados a la ingeniería [27]. Durante las últimas décadas se han aplicado y desarrollado diferentes algoritmos de optimización matemática en problemas de planificación de la expansión del sistema de transmisión dando resultados variados, cada uno con sus ventajas y desventajas mostradas en la Tabla 1 [28]–[30].

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las técnicas de optimización clásicas.

Técnicas de optimización clásicas		
Técnicas	Ventajas	Desventajas
Programación lineal	Buenos resultados en modelos a pequeña escala.	Se encuentran problemas en la inversión de matrices.
PLEM	Excelentes resultados en modelos de gran escala.	Necesidad de un procesador eficiente debido a su robustez.
Descomposición de Bender	Ayuda a correlacionar los objetivos primarios de los secundarios.	Incapacidad de resolver la convexidad de los PET.

2.1.2.2 Técnicas heurísticas

La heurística es una representación genérica para la resolución de problemas de optimización. Esta técnica explota los recursos existentes para encontrar una solución óptima o por lo menos viable para un problema específico. [31]

En la resolución del análisis de expansión del sistema de transmisión las técnicas heurísticas son procedimientos graduales y sistémicos, que encuentran una buena resolución de los problemas de expansión a partir de una configuración inicial. En cada momento $t+1$ se adiciona al sistema uno o varios elementos de tal manera que la topología extendida pueda trabajar de manera adecuada quedando como resultado un estado actual y de la

misma forma sigue iterando el algoritmo hasta encontrar un estado final óptimo o viable [32]. En base a estudios realizados en las últimas décadas se pueden observar las ventajas o desventajas en la aplicación de las distintas técnicas de optimización heurísticas existentes, detalladas en la Tabla 2 [33]–[35].

Tabla 2. Ventajas y desventajas de las técnicas de optimización heurística.

Técnicas de optimización heurísticas con aplicación en inteligencia artificial		
Técnicas	Ventajas	Desventajas
Algoritmo basado en índice de sensibilidad	Encuentra soluciones óptimas en cada paso del proceso.	No se ha implementado en un sistema abierto para comprobarlo.
Redes neuronales artificiales	Define de forma óptima el número de líneas en cada derecho de paso de la red.	Solo funciona como modelo de compensación de otro ya existente.
Algoritmos genéticos.	Resuelven de buena forma los problemas no convexos.	Costos de inversión altos.

2.1.2.3 Técnicas metaheurísticas

Las técnicas metaheurísticas son métodos de aproximación delineados para solventar problemas de optimización mixtos o compuestos. Esta técnica parte de una base general y fomenta la creación de algoritmos híbridos, armonizando conceptos de los mecanismos matemáticos clásicos y los heurísticos [36].

La planificación de la expansión en la red de transmisión es generalmente un problema de optimización bastante complejo debido a su naturaleza no convexa y aleatoria, se recalca que un problema de expansión de transmisión tiene varias objetivos y restricciones entre ellos prever de energía confiable y segura al usuario, y al mismo tiempo tiene que ocuparse de minimizar costos [37].

Teniendo en cuenta lo ya mencionado se han implementado en los últimos años

modelos metaheurísticos los cuales son relativamente nuevos a comparación de los clásicos y heurísticos, y han demostrado un gran desempeño en la obtención de resultados económicos y técnicos. Su éxito se debe con la capacidad que tienen de evitar óptimos locales mediante una exploración más precisa de la estructura básica de cada problema identificado. Los métodos metaheurísticos por su obvio carácter global se vuelven más complejos de desarrollar por lo que necesitan de programas computacionales avanzados para poder manejar las variables enteras mixtas y no enteras de forma rápida [38].

Las ventajas y desventajas encontradas en la aplicación de modelos metaheurísticos en problemas de planeación de expansión de la transmisión se detallan en la Tabla 3 [39]–[41].

Tabla 3. Ventajas y desventajas de las técnicas de optimización metaheurística.

Técnicas de optimización metaheurísticas		
Técnicas	Ventajas	Desventajas
Enjambre de partículas.	El rango de convergencia es ideal para un análisis rápido de los vectores solución	La diversidad en los resultados decrece de forma rápida cuando existen múltiples iteraciones.
Búsqueda Tabú	Obtiene una mejor continuidad de soluciones en términos de confiabilidad en un horizonte temporal.	Necesita de otros modelos heurísticos de soporte para la solución óptima del PET.
Algoritmos de Ranas Saltarinas	Obtiene la mejor locación y el número de nuevas líneas a instalar	No es posible determinar si los resultados son los óptimos exactos.

2.2 Control de flujos de potencia en la red de transmisión

Para el control del flujo de potencia que pasan por la líneas de transmisión existen varias técnicas y procesos que se han trabajado he investigado en gran número de

artículos y casos de estudio, los métodos que existen pueden clasificarse en dos tipos: según la tecnología aplicada y en base a la técnica de parámetros controlados [10].

En función de la tecnología aplicada el control de flujo se divide en los siguientes métodos [11], [12]:

- a) *Conmutación mecánica:* Es utilizado en sistemas donde la velocidad no es problema, sin embargo, es obvio que el control automático dinámico no es posible, su mayor ventaja es la facilidad de su aplicación y su confiabilidad.
- b) *Mediante tiristores:* Estos elementos son conmutadores más rápidos que los mecánicos, sin embargo, no pueden controlar un sistema de múltiples operaciones de conmutación dentro de la mitad de un período de señal de voltaje de línea. Se usan con mayor frecuencia en el control de sistemas HVDC.
- c) *Conmutación rápida:* También conocidos como convertidores de fuente de voltaje por sus siglas en inglés (VSCs). Son equipos que utilizan transistores IGBTs que son capaces de conmutar en encendido o apagado, independientemente de la línea de voltaje, adaptados para el control de modulación PWM.

Y para las técnicas de parámetros controlados y su aplicación para el control del flujo se basa en el principio que dice que el flujo de las líneas de transmisión puede ser controlado por [11], [13]:

- a) *Reactancia de línea:* La potencia activa es inversamente proporcional a la reactancia de la línea. Se conoce que es imposible cambiar la reactancia puesto que esto es un parámetro físico propio, pero puede ser compensado por medio de bancos de capacitores en serie.

- b) *Voltajes de barra*: Es el control más limitado puesto que el voltaje no puede desviarse demasiado de 1 p.u. Sin embargo, al modelar flujos DC los voltajes en la barra pierden interés dado que estos asumen un valor de 1 p.u.
- c) *Ángulo de fase*: Esta técnica es relativamente simple, puesto que se controla el flujo por medio de la inyección de voltaje de cuadratura. Esto se logra mediante el uso de transformadores de cambio de fase por sus siglas en inglés PST, que aplican una parte del voltaje entre dos fases en la tercera fase por medio de una derivación variable.

En el caso del presente estudio se utiliza la técnica de variación del ángulo de fase, que comercialmente se implementa en los transformadores variadores de ángulo de fase, para el control del flujo de potencia que circula por las líneas de transmisión, a través de la formulación de un modelo matemático que permite incluir estos elementos y nuevos vínculos en los enlaces del sistema óptimamente con el objetivo de minimizar costos de inversión de la red del sistema y los costos de operación, además se obtiene una reconfiguración de flujos de potencia para evitar la cargabilidad de la red y la adecuada determinación de la expansión del sistema de transmisión.

2.2.1 Transformadores variadores de ángulo de fase.

A los transformadores que cambian el ángulo de fase y su magnitud en determinado momento del sistema eléctrico se les denomina transformadores reguladores. Su principal aplicación es el de controlar el nivel de voltaje en las barras y de esta forma manipular de forma consiente y planificada el flujo de potencia [42].

La idea general de este tipo de transformadores es el de poder modificar la

diferencia del ángulo de fase de la tensión entre los diferentes nodos existentes en la topología de un sistema eléctrico de potencia. Su principio de funcionamiento básico es el de inyectar distintos niveles de voltaje a cada fase por medio de transformadores conectados en serie, a estos elementos se los puede alimentar por medio de un transformador de derivación. Las diferentes configuraciones entre estos dos equipos son principalmente las que producen la variación del ángulo de fase [43].

Un transformador variador de fase o por sus siglas en inglés (PST) es un componente fundamental que se necesita para incrementar los niveles de eficiencia y seguridad en una red eléctrica. Estos transformadores por tanto controlan el flujo de potencia dentro del sistema de transmisión de forma independiente a la generación por lo cual, evitan sobrecargas e inestabilidades protegiendo a los equipos de alta tensión y a las líneas de cambios térmicos bruscos [44].

Este tipo de transformadores son bastante más complejos en comparación a los transformadores regulares puesto que cuentan con distintas configuraciones, tomas y devanados que deben ser previamente analizados por un operador calificado para su correcto funcionamiento.

2.2.2 PST aplicados en la planificación de la expansión.

Los transformadores variadores de fase son elementos importantes para tomar en cuenta cuando se habla de planificación de la expansión en la transmisión ya que de su correcto dimensionamiento y ubicación se pueden crear sistemas eléctricos más eficientes y confiables. Es decir que por lo general un estudio de expansión de transmisión básico solo planifica la inserción de nuevas líneas para prever y abastecer el aumento de la demanda, sin

embargo, una planificación que adjunte a este modelo básico la aplicación de equipos de compensación y protección es más confiable y óptimo, es por esto por lo que existen varios estudios y modelos que integran el uso de transformadores variadores de fase en la planificación de la expansión, obteniendo resultados favorables [45].

2.2.3 PST en flujos DC

Los flujos de potencia en corriente continua (DC) es un método que se utiliza aproximaciones para evitar los procesos iterativos que se aplican en los flujos AC. Este método da como resultado un conjunto lineal de ecuaciones que puede ser resuelto de forma sencilla por métodos algebraicos. Este método toma en cuenta las siguientes consideraciones [10].

- Se deduce que el perfil de voltaje es plano, es decir, que todos los voltajes de barra son cercanos a 1 pu.
- Se desprecia la resistencia puesto que la relación X/R es grande.
- Se supone que la diferencia de ángulo entre los nodos es pequeña.
- Se estima que los flujos de potencia reactiva se desprecian, a fin de únicamente valorar los flujos de potencia activa.

Por tanto, un diagrama básico de un modelo de flujo DC utilizando PST sería el indicado en la Figura 2 [46]:

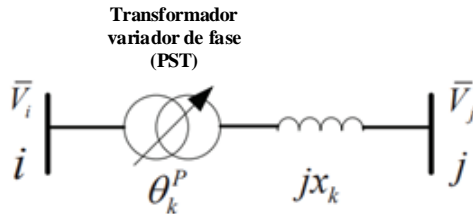


Figura 2. Modelo básico DC de un transformador variador de fase.

Este modelo puede ser expresado según [44] como:

$$P_k = b_k(\theta_k + \sigma_k \theta_k^p) \quad (3)$$

$$\theta_k^{p,min} \leq \theta_k^p \leq \theta_k^{p,max} \quad (4)$$

Donde:

$$b_k = \frac{1}{x_k} \quad (5)$$

En la ecuación (8) una variable binaria asignada como σ_k es usada para definir la instalación de un transformador variador de fase (PST) en la línea de transmisión k. Puede observarse que la ecuación (8) no es lineal por la multiplicación entre σ_k y θ_k^p . Para linealizar este término, se introduce la variable auxiliar φ_k^p y las ecuaciones (8) y (9) puede ser reformuladas como [47]:

$$P_k = b_k \theta_k + b_k \varphi_k^p \quad (6)$$

$$\sigma_k^{p,min} \leq \varphi_k^p \leq \sigma_k^{p,max} \quad (7)$$

Si la línea k no es selecta para instalar el PST $\sigma_k = 0$, φ_k^p será 0, caso contrario φ_k^p será delimitado por el ángulo de desplazamiento de fase máximo $\sigma_k^{p,max}$ y mínimo $\sigma_k^{p,min}$.

3 Problema de optimización

El problema de optimización propuesto resolverá la expansión de una red de transmisión tomando en cuenta la implementación de nuevos vínculos y la incorporación de variadores de fase usando flujos óptimos de potencia DC, todo esto para minimizar los costos operativos de los generadores y los costos de inversión asociados a los nuevos enlaces y los variadores de fase y satisfacer las restricciones operativas de la red y el sistema de generación.

3.1 Nomenclatura

El presente numeral describe la nomenclatura de las variables, datos o demás parámetros a ser usados en la modelación.

$Cost_{op}$	Costo operativo total.
$Inver_{comp}$	Costo total de inversión.
T	Duración del período de planificación.
$Costo\ Total$	Costo total a minimizar.
b_g	Costo operativo resultante de la producción de energía del generador h.
P_g	Potencia del generador g.
CI_{ij}	Costo de inversión del enlace ij
α_{ij}^k	Variable binaria para modelar la decisión de inversión con respecto a la línea k en el enlace ij.
I_{ij}^k	Variable binaria para modelar la decisión de inversión con respecto al cambiador de fase en la línea k en el enlace ij.
φ_{ij}^k	Costo de inversión del cambiador de fase en la línea ij.
\aleph_g	Conjunto de generadores modelados.
P_{ij}^k	Flujo de potencia activa del ramal k que conecta el bus i al j (MW).
B_{ij}^k	Susceptancia del enlace k que conecta el bus i al j.
ϑ_{ij}^k	Cambio de fase en la línea k que conecta el bus i al bus j.
δ_i	Ángulo de voltaje del nodo i.
δ_j	Ángulo de voltaje del nodo j.
B_{ij}	Susceptancia del enlace que conecta el nodo i al j.
M	Número obtenido de método "Big M".
ϑ_{ij}^{max}	Desplazamiento máximo de fase en la línea que conecta el nodo i al bus j.
I_{ij}^k	Variable binaria para modelar la decisión de inversión con respecto al cambiador de fase en la línea k a ser ubicado en el enlace ij.
P_{ij}^{max}	Límites máximos del flujo de potencia de la rama que conecta el bus i al j.
P_g^{min}	Límite mínimo de generación de energía de la unidad g.
P_g^{max}	Límite máximo de generación de energía de la unidad g.

3.2 Objetivo para la expansión de la red

La ecuación que modela matemáticamente el objetivo del problema, toma en cuenta el costo operativo del parque generador y el costo de inversión de los nuevos vínculos y la incorporación de elementos variadores de fase, la fórmula matemática que debe ser minimizada se describe a continuación:

$$Costo\ Total = T \cdot Cost_{op} + Inver_{comp} \quad (8)$$

$$Cost_{op} = \sum_{g \in \aleph_g} b_g \cdot P_g \quad (9)$$

$$Inver_{comp} = \sum_{k,ij} CI_{ij} \cdot \alpha_{ij}^k + \sum_{k,ij} I_{ij}^k \cdot \varphi_{ij}^k \quad (10)$$

3.3 Restricciones

La modelación matemática para el problema de expansión bajo las consideraciones del estudio, imponen restricciones necesarias para poder obtener el objetivo deseado, en tal sentido, a continuación, se establecen las ecuaciones o inecuaciones que se aplicación al problema de optimización.

a) **Restricción para flujos de potencia DC en el enlace:** Esta restricción determina el flujo de potencia en el enlace tomando en cuenta el variador de fase aplicando el modelo Big M, el cual garantiza la igualdad de las variables solo cuando una determinada variable binaria toma un valor [48]. La formulación corresponde a:

$$P_{ij}^k - B_{ij}^k \cdot (\delta_i - \delta_j + \vartheta_{ij}^k) \leq (1 - \alpha_{ij}^k) \cdot M \quad (11)$$

$$P_{ij}^k - B_{ij}^k \cdot (\delta_i - \delta_j + \vartheta_{ij}^k) \geq -(1 - \alpha_{ij}^k) \cdot M \quad (12)$$

$$M = \max_{ij} [B_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)] \quad (13)$$

b) Restricción para decisión de implementación del cambiador de fase:

Esta restricción permite determinar la selección y ubicación del cambiador de fase usando variables binarias. Esta restricción se complementa con una condición asociada al valor que se asignará como parte del proceso de optimización, el cual estará limitado entre un máximo y mínimo, lo cual modela las restricciones técnicas constitutivas del variador de fase y adicional considera la estabilidad angular.

$$-\vartheta_{ij}^{max} \cdot I_{ij}^k \leq \vartheta_{ij}^k \leq \vartheta_{ij}^{max} \cdot I_{ij}^k \quad (14)$$

$$\vartheta_{ij}^k = -\vartheta_{ji}^k \quad (15)$$

c) Restricción para ubicación de variadores de fase:

Esta restricción garantiza que los variadores de fase se ubiquen o instalen en enlaces existentes o en los que se construyen.

$$I_{ij}^k \leq \alpha_{ij}^k \quad (16)$$

d) Restricción para decisión de implementación del vínculo nuevo:

Esta restricción permite determinar la selección y ubicación del nuevo enlace usando variables binarias.

$$-P_{ij}^{max} \cdot \alpha_{ij}^k \leq P_{ij}^k \leq P_{ij}^{max} \cdot \alpha_{ij}^k \quad (17)$$

e) Restricción para límites de generación:

Esta restricción garantiza que la producción de energía de los generadores disponibles se encuentre dentro de los límites establecidos por condiciones físicas de estos elementos.

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

f) Restricción de Balance nodal: Esta restricción permite garantizar que la energía entregada en un determinado nodo corresponde a la energía que absorbe el sistema en el mismo nodo.

$$\sum_{g \in \mathcal{N}_i} P_g - Carga_i = \sum_j P_{ij} \quad (19)$$

3.4 Algoritmo de solución

El algoritmo de solución del problema de optimización para la expansión de redes contiene actividades ordenadas y sistemáticas, que en resumen se pueden sintetizar en: 1) Adquisición de los datos de las redes a modelar; 2) Obtención de datos técnicos de la generación y demanda del sistema; 3) Determinación de aspectos técnicos y económicos para la implementación de los nuevos vínculos y de los variadores de fase; 4) Aplicación del modelo de optimización; y, 5) Resultado del modelo y análisis de resultados. Es esquema se describe en la Tabla 4.

Tabla 4. Algoritmo de solución.

Algoritmo: PET incorporando los variadores de fase como controladores de flujo de potencia

Paso 1: Ingreso de datos técnicos de la red a modelar

Paso 2: Elaboración de matrices de conectividad y de parámetros eléctricos.

Paso 3: Inclusión de los parámetros técnicos y económicos de los enlaces nuevos y de los variadores de fase.

Paso 4: Determinación de la carga en cada nodo y del período de análisis para la planificación.

Paso 5: Modelo de expansión

- Set Datos de la red y del sistema de generación
- Set Parámetros de los nuevos vínculos y de los variadores de fase.
- Set Variables

$$\vartheta_{ij}^k, P_g, \delta_i, \delta_j, P_{ij}^k, \alpha_{ij}^k, I_{ij}^k$$

$$Cost_{op}, Inver_{comp}, Costo\ Total$$

- Función Objetivo

$$Costo\ Total = T \cdot Cost_{op} + Inver_{comp}$$

- Restricciones

$$P_{ij}^k - B_{ij}^k \cdot (\delta_i - \delta_j + \vartheta_{ij}^k) \leq (1 - \alpha_{ij}^k) \cdot M$$

$$P_{ij}^k - B_{ij}^k \cdot (\delta_i - \delta_j + \vartheta_{ij}^k) \geq -(1 - \alpha_{ij}^k) \cdot M$$

$$-\vartheta_{ij}^{max} \cdot I_{ij}^k \leq \vartheta_{ij}^k \leq \vartheta_{ij}^{max} \cdot I_{ij}^k$$

$$\vartheta_{ij}^k = -\vartheta_{ji}^k$$

$$I_{ij}^k \leq \alpha_{ij}^k$$

$$-P_{ij}^{max} \cdot \alpha_{ij}^k \leq P_{ij}^k \leq P_{ij}^{max} \cdot \alpha_{ij}^k$$

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

$$\sum_{g \in \mathcal{N}_i} P_g - Carga_i = \sum_j P_{ij}$$

Paso 6: Aplicación en casos de estudio.

Paso 7: Análisis detallado de resultados.

Paso 8: Fin

4 Implementación de la modelación

El problema de optimización se aplicará en dos redes eléctricas, la primera asociada al modelo de Garver [49] y la segunda corresponde a la red IEEE de 24 nodos. Los parámetros para cada sistema se muestran a continuación.

4.1 Sistema Garver – 6 nodos

El diagrama unifilar de la red se presenta en la

Figura 3 y los parámetros para la modelación de esta red se muestran en las tablas subsiguientes.

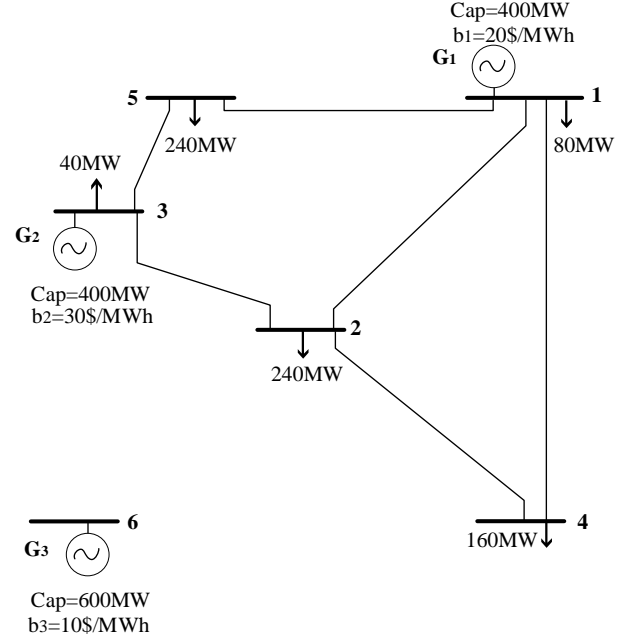


Figura 3 . Diagrama unifilar 6 nodos – Garver [49].

Tabla 5. Datos de generadores – Sistema Garver [49].

	NODO	P MAX (MW)	P MIN (MW)	b (USD/MWh)
G1	1	600	100	20
G2	3	400	100	30
G3	6	600	30	10

Los parámetros de la red, vínculos nodos, cargas, niveles de voltaje y estatus de los enlaces, entre otros se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 6. Datos de los nodos – Sistema Garver [49].

Nodo	tipo	Pc MW	Qc MVAR	Zona	Vmax Pu	Vmin pu
1	Slack	80	56	1	1.05	0.95
2	PQ	240	120	1	1.05	0.95
3	PQ	40	19	1	1.05	0.95
4	PQ	160	65	1	1.05	0.95
5	PQ	240	110	1	1.05	0.95
6	PV	0	0	1	1.05	0.95
TOTAL		760	370			

Los vínculos de la red se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Vínculos de la red – Sistema Garver [49].

Nodo i	Nodo j	pu x	MVA Limite	MUSD Costo	Estado Conex.
1	2	0.4	160	40	1
1	4	0.6	140	60	1
1	5	0.2	220	20	1
2	3	0.2	170	20	1
2	4	0.4	100	40	1
2	6	0.3	100	30	0
3	5	0.2	100	20	1
4	6	0.3	100	30	0

4.2 Modelo IEEE 24 nodos

El diagrama unifilar de la red tipo de 24 nodos, se presenta en la Figura 4.

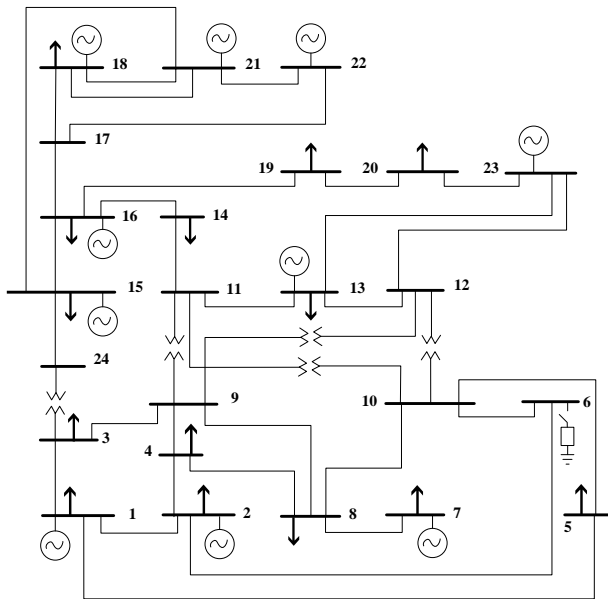


Figura 4. Diagrama unifilar - Sistema IEEE 24 nodos [49].

Los parámetros de la red que corresponden al modelo IEEE 24 nodos se describen en la Tabla 8.

Tabla 8. Parámetros de los enlaces IEEE 24 nodos [49].

Nodo i	Nodo j	X (pu)	Costo MUSD	Límite MVA	Estado Conex
1	2	0.0139	650	70	1
1	3	0.2112	710	70	1
1	5	0.0845	960	70	1
2	4	0.1267	840	70	1
2	6	0.192	630	70	1
3	9	0.119	690	70	1
3	24	0.0839	1,110	160	1
4	9	0.1037	900	70	1
5	10	0.0883	840	70	1
6	10	0.0605	720	70	1
7	8	0.0614	780	70	1
8	9	0.1651	690	70	1
8	10	0.1651	870	70	1
9	11	0.0839	1,150	160	1
9	12	0.0839	1,050	160	1
10	11	0.0839	1,200	160	1
10	12	0.0839	1,300	160	1
11	13	0.0476	2,795	200	1
11	14	0.0418	2,795	200	1
12	13	0.0476	2,322	200	1
12	23	0.0966	2,537	200	1
13	23	0.0865	2,451	200	1
14	16	0.0389	2,408	200	1
15	16	0.0173	2,451	200	1
15	21	0.049	2,451	400	1
15	21	0.049	2,752	200	1
15	24	0.0519	2,322	200	1
16	17	0.0259	2,150	200	1
16	19	0.0231	2,623	200	1
17	18	0.0144	2,494	200	1
17	22	0.1053	2,365	400	1
18	21	0.0259	2,408	400	1
18	21	0.0259	2,881	400	1
19	20	0.0396	2,580	200	1
19	20	0.0396	2,279	70	1
20	23	0.0216	2,795	70	1
20	23	0.0216	2,279	70	1
21	22	0.0678	2,150	70	1

Adicional a lo indicado, en la Tabla 9 se establecen los parámetros asociados a los nodos del sistema IEEE 24 nodos.

Tabla 9. Parámetros de los nodos - IEEE 24 nodos [49].

Nodo	Tipo	Pc	Qc	Zona	Voltaje
		MW	MVAR		
1	PV	94	22	1	138
2	PV	85	20	1	138
3	PQ	157	37	1	138
4	PQ	65	15	1	138
5	PQ	62	14	1	138
6	PQ	119	28	1	138
7	PV	109	25	1	138
8	PQ	149	35	1	138
9	PQ	153	36	1	138
10	PQ	170	40	1	138
11	PQ	0	0	2	230
12	PQ	0	0	2	230
13	Slack	231	54	2	230
14	PV	169	39	2	230
15	PV	277	64	2	230
16	PV	87	20	2	230
17	PQ	0	0	2	230
18	PV	291	68	2	230
19	PQ	158	37	2	230
20	PQ	112	26	2	230
21	PV	0	0	2	230
22	PV	0	0	2	230
23	PV	0	0	2	230
24	PQ	0	0	2	230
TOTAL		2489	580		

Los datos de los dos sistemas eléctricos serán los que usarán aplicar el modelo de optimización el cual será resuelto mediante GAMS usando programación entera mixta.

4.3 Demanda para la expansión

Para cada uno de los sistemas a modelar se considerará que la demanda se incrementa un 7% anual, porcentaje según lo establecido en [4], para el caso de estudio, el período considerado para la expansión corresponde a dos años. Por tanto, la demanda futura a abastecer por cada nodo corresponde a la obtenida de la siguiente formulación:

$$Carga_i = C - ini_i \cdot fcc \quad (20)$$

$$fcc = (1 + \%cd)^t \quad (21)$$

Donde:

- $Carga_i$ Carga futura en el nodo i.
- $C - ini_i$ Carga inicial en el nodo i.
- fcc Factor de crecimiento de la carga.
- $\%cd$ Porcentaje de crecimiento de carga, para el caso corresponde al 7%.
- t Período en el que se evalúa la expansión, para el estudio equivale a dos años

De (21) se puede determinar que el factor de crecimiento de la carga asciende a un valor equivalente a 1.145. Por tanto, la demanda futura para cada sistema eléctrico corresponde a lo que se muestra en La Tabla 10 y

Tabla 11.

Tabla 10. Demanda futura Sistema Garver.

Nodo	Tipo	Pc MW
1	Slack	92
2	PQ	275
3	PQ	46
4	PQ	183
5	PQ	275
6	PV	0
Total		870

Tabla 11. Demanda futura - IEEE 24 nodos.

Nodo	Tipo	Pc MW
1	PV	108
2	PV	97
3	PQ	180
4	PQ	74
5	PQ	71
6	PQ	136
7	PV	125
8	PQ	171
9	PQ	175
10	PQ	195
11	PQ	0
12	PQ	0
13	Slack	265
14	PV	194
15	PV	317
16	PV	100
17	PQ	0
18	PV	333
19	PQ	181
20	PQ	128
21	PV	0
22	PV	0
23	PV	0
24	PQ	0
Total		2850

4.4 Estudio de casos

Los casos que se modelarán para evaluación del modelo de optimización serán los siguientes:

Caso 1: En este estudio se obtendrán las condiciones eléctricas bases de los dos sistemas eléctricos, aplicando únicamente flujos óptimos de potencia DC para abastecer la carga proyectada con su incremento para el período de dos años, del cual se determinan las variables importantes, entre ella las potencias de generación, flujos de potencia, entre otras. En este caso no se incorporará ningún elemento resultado de la expansión de la red y se considerarán los límites de los enlaces. Este caso sirve para validar la importancia

de la expansión de la red bajo el modelado propuesto

Caso 2: En este caso se analiza la expansión del sistema de transmisión utilizando el modelado de optimización propuesto para el Sistema Garver, tomando en cuenta un período de planificación de 2 años. De la aplicación del modelo de optimización se obtendrá los enlaces a ser incorporados y su ubicación, así también se obtiene la ubicación de los variadores de fase y el valor del mismo. Los resultados obtenidos serán comparados con los obtenidos en el caso 1 para establecer aspectos concluyentes.

Caso 3: En este caso se analiza la expansión del sistema de transmisión utilizando el modelado de optimización propuesto para el Sistema IEEE 24 nodos, tomando en cuenta un periodo de planificación de 2 años. De la aplicación del modelo de optimización se obtendrá los enlaces a ser incorporados y su ubicación, así también se obtiene la ubicación de los variadores de fase y el valor del mismo. Los resultados obtenidos serán comparados con los obtenidos en el caso 1 para definir los aspectos relevantes.

Adicional de lo citado, a continuación, se establece los aspectos de ámbito general a ser aplicado en los modelos de expansión:

- El período de tiempo de planificación tiene afectación directa en los costos operativos y el crecimiento de la demanda.
- Los costos de inversión de los enlaces están descritos en millones de dólares en las tablas correspondientes, mientras que el costo de inversión para variadores de fase, según [44] tomará un valor de 600 mil dólares

5 Análisis de resultados

Con base a los casos descritos, se procedió a la resolución de cada uno de ellos, encontrándose los resultados y sus variables

de tipo técnico y económico que se analizarán por cada caso.

5.1 Caso 1

Como ya se mencionó el caso uno determina las variables con las cuales la red se encuentra operando, para el efecto se resolverá un flujo óptimo de potencia DC. Para cada uno de los análisis se evaluará las potencias de generación, los flujos de potencia en los enlaces y los ángulos de fase de los nodos.

Adicional, se indica que el caso 1 se divide en dos sub casos, el primero se obtienen los resultados del sistema de Garver y el segundo se detallan los resultados del sistema de 24 nodos, y procede con el análisis.

5.1.1 Caso 1 – Sistema Garver

Los resultados obtenidos del flujo óptimo de potencia corresponden a los contenidos en la Tabla 12 y Tabla 13.

Tabla 12. Resultados Caso 1– Sistema Garver.

	Gen (MW)	Costo (USD)	Carga (MW)	Ángulo (rad)
Nodo 1	600	12,000	92	-
Nodo 2	-	-	275	-0.632
Nodo 3	270	8,104	46	-0.306
Nodo 4	-	-	183	-0.819
Nodo 5	-	-	275	-0.428
Nodo 6	-	-	-	-
Total	870	20,104	870	

Tabla 13. Flujos entre vínculos Caso 1– Sistema Garver.

	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5
Nodo 1		158.09		136.51	213.80
Nodo 2	-158.09		-163.36	46.67	
Nodo 3		163.36			60.97
Nodo 4	-136.51	-46.67			
Nodo 5	-213.80		-60.97		

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se ilustran los resultados obtenidos en el diagrama unifilar.

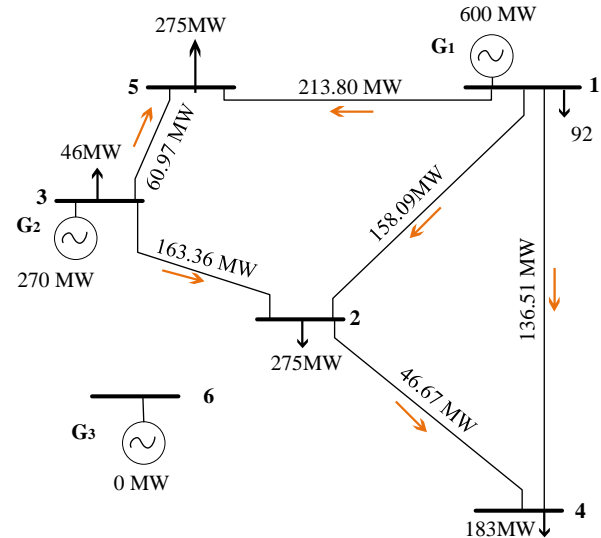


Figura 5. Resultados Sistema Garver – Caso 1.

Los resultados obtenidos servirán de base para posteriormente evaluar la expansión de la red del sistema de Garver.

5.1.2 Caso 1 – Sistema IEEE 24 nodos

De forma similar al subcaso anterior se procede a mostrar los resultados del flujo DC en las Tabla 14 y

Tabla 15.

Tabla 14. Resultados Caso 1– Sistema IEEE 24.

	GEN (MW)	COSTO (USD)	CARGA (MW)	ÁNGULO (RAD)
Nodo 1	152.0	2,024.64	108.0	-0.150
Nodo 2	152.0	2,024.64	97.0	-0.151
Nodo 3	-	-	180.0	-0.113
Nodo 4	-	-	74.0	-0.185
Nodo 5	-	-	71.0	-0.191
Nodo 6	-	-	136.0	-0.230
Nodo 7	257.15	5,323.01	125.0	-0.105
Nodo 8	-	-	171.0	-0.186
Nodo 9	-	-	175.0	-0.136
Nodo 10	-	-	195.0	-0.172
Nodo 11	-	-	-	-0.044
Nodo 12	-	-	-	-0.031
Nodo 13	206.85	4,329.37	265.0	-
Nodo 14	-	-	194.0	0.027

Nodo 15	167.00	2,793.32	317.00	0.182
Nodo 16	155.00	1,630.60	100.00	0.168
Nodo 17	-	-	-	0.251
Nodo 18	400.00	2,188.00	333.00	0.276
Nodo 19	-	-	181.00	0.146
Nodo 20	-	-	128.00	0.164
Nodo 21	400.00	2,188.00	-	0.291
Nodo 22	300.00	-	-	0.399
Nodo 23	660.00	7,072.70	-	0.187
Nodo 24	-	-	-	0.069
TOTAL	2,850.00	29,574.28	2,850.00	

Nodo 3	Nodo 1	17.50
Nodo 3	Nodo 9	19.29
Nodo 7	Nodo 8	132.15
Nodo 9	Nodo 4	47.51
Nodo 9	Nodo 8	30.44
Nodo 10	Nodo 5	21.77
Nodo 10	Nodo 6	95.22
Nodo 10	Nodo 8	8.41
Nodo 11	Nodo 9	109.20
Nodo 11	Nodo 10	152.57
Nodo 12	Nodo 9	124.47
Nodo 12	Nodo 10	167.83
Nodo 13	Nodo 11	92.73
Nodo 13	Nodo 12	65.82
Nodo 14	Nodo 11	169.03
Nodo 15	Nodo 16	80.07
Nodo 15	Nodo 24	216.79
Nodo 16	Nodo 14	363.03
Nodo 16	Nodo 19	92.18
Nodo 17	Nodo 16	320.14
Nodo 18	Nodo 17	179.29
Nodo 20	Nodo 19	88.82
Nodo 21	Nodo 15	446.86

Tabla 15. Flujos Caso 1– Sistema IEEE 24 nodos.

Nodo i	Nodo j	Flujo ij (MW)
Nodo 1	Nodo 2	12.26
Nodo 1	Nodo 5	49.23
Nodo 2	Nodo 4	26.49
Nodo 2	Nodo 6	40.78

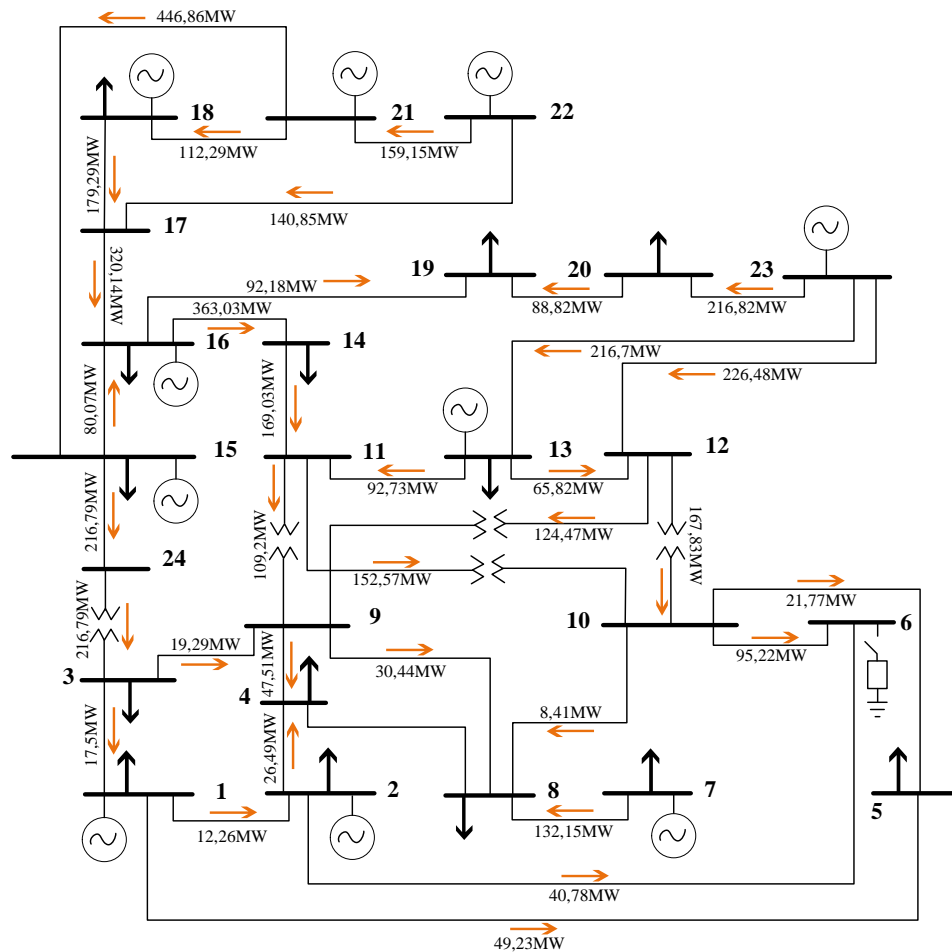


Figura 6. Diagrama unifilar IEEE 24 – Caso 1.

Nodo 21	Nodo 18	112.29
Nodo 22	Nodo 17	140.85
Nodo 22	Nodo 21	159.15
Nodo 23	Nodo 12	226.48
Nodo 23	Nodo 13	216.70
Nodo 23	Nodo 20	216.82
Nodo 24	Nodo 3	216.79

Los resultados obtenidos se describen en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el cual corresponde al diagrama unifilar del sistema IEEE 24 nodos sin expansión.

Los resultados de los dos subcasos servirán como los valores base sobre los cuales se procederá a evaluar la expansión de la red de transmisión y la incorporación de variadores de fase, lo que se desarrolla en los numerales subsiguiente.

5.2 Caso dos

En este caso se procederá a realizar la expansión del sistema de 6 nodos – Modelo de Garver. La expansión será resultado del modelo de optimización, el cual definirá los enlaces a incorporarse, así como la ubicación de los variadores de fase con el respectivo valor, satisfaciendo la restricción de los flujos máximos en cada enlace. Los resultados se muestran en la Tabla 16 y

Tabla 17. Para esta expansión se considera un período de dos años.

Tabla 16. Resultados Caso 2– Sistema Garver.

	Gen (MW)	Costo Op (MUSD)	Carga (MW)	Ángulo (rad)
Nodo 1	600	210,24	92	-
Nodo 2	-	-	275	-0.640
Nodo 3	170	89.42	46	-0.295
Nodo 4	-	-	183	-0.824
Nodo 5	-	-	275	-0.422
Nodo 6	100	17.52	0	-0.340

Total	760	317.18	870	-
--------------	------------	---------------	------------	----------

Resultado de la optimización, se obtiene la selección de nuevos enlaces y de los variadores de fase.

Tabla 17. Elementos incorporados Caso 2 – Sistema Garver

Nodo i	Nodo j	E/V	MVA Límite	MUSD Costo	Cantidad Elemento nuevo
2	6	E	100	30	1
2	3	V	-	0.6	1
TOTAL				30.6	2

Donde:

E/V: Enlace o variador de fase

MUSD: Millones de dólares

De la Tabla 16 y

Tabla 17, se concluye que el modelo de optimización ha incorporado un (1) nuevo enlace y ha incluido un (1) variadores de fase, el costo de la inversión de estos elementos es de 30.6 millones de dólares, mientras que el costo operativo asciende a 317.18 millones de dólares, dando un valor total del costo de 347.78 millones de dólares. Con la incorporación de estos elementos se determina los nuevos flujos entre los nodos, cuyo valor se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18. Flujos entre vínculos Caso 2– Sistema Garver.

	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
Nodo 1		160		137.27	211.1	
Nodo 2	-160		-60.69	45.91		-100
Nodo 3		60.69			63.64	
Nodo 4	-137.27	-	45.91			-

Nodo 5	-211.13	-63.64	
Nodo 6	100	-	

Los flujos de potencia obtenidos también son resultado de las interacciones del variador de fase incluido, de lo obtenido con el optimizador, el variador que se ubica en el enlace que interconecta el nodo 2 y nodo 3 toma un valor de 0.224 rad.

Finalmente, en la Figura 10. Indicador de formulación del problema - Estado del arte. se muestra el diagrama unificar modificado para el sistema Garver considerando la expansión del nuevo vínculo y la incorporación del variador de fase determinado para un período de análisis de dos años.

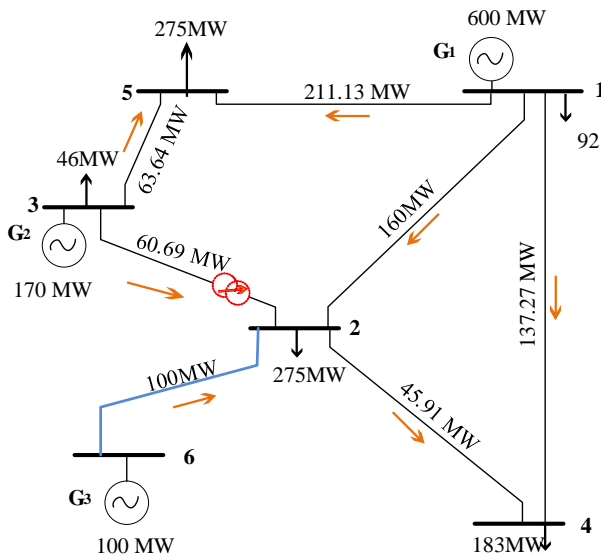


Figura 7. Resultados Sistema Garver – Caso 2.

5.3 Caso tres

De forma similar al caso dos, se procede el análisis a la expansión para la red IEEE 24 nodos, en esta modelación al igual que en la detallada en el caso dos, se incluye los

límites máximos de transferencia de los enlaces, en ese sentido se procede a tabular los resultados obtenidos.

Tabla 19. Resultados Caso 2– Sistema IEEE 24 nodos.

	Gen (MW)	Costo (MUSD)	Carga (MW)	Ángulo (rad)
Nodo 1	152	35.47	108	-0.242
Nodo 2	152	35.47	97	-0.246
Nodo 3	0	-	180	-0.229
Nodo 4	0	-	74	-0.261
Nodo 5	0	-	71	-0.265
Nodo 6	0	-	136	-0.372
Nodo 7	265	96.11	125	-0.195
Nodo 8	0	-	171	-0.238
Nodo 9	0	-	175	-0.197
Nodo 10	0	-	195	-0.227
Nodo 11	0	-	0	-0.094
Nodo 12	0	-	0	-0.095
Nodo 13	462	169.41	265	-
Nodo 14	0	-	194	-0.091
Nodo 15	71	22.03	317	-0.011
Nodo 16	155	28.57	100	0.004
Nodo 17	0	-	0	0.056
Nodo 18	233	22.33	333	0.065
Nodo 19	0	-	181	-0.007
Nodo 20	0	-	128	0.019
Nodo 21	400	38.33	0	0.087
Nodo 22	300	-	0	0.198
Nodo 23	660	123.91	0	0.098
Nodo 24	0	-	0	-0.094
Total	2,850.00	571.64	2,850.00	

Donde:
MUSD: Millones de dólares

Resultado de la optimización, se obtiene la selección de nuevos enlaces y de los variadores de fase.

Tabla 20. Elementos incorporados Caso 3 – IEEE 24 nodos.

Nodo i	Nodo j	E/V	MVA Límite	MUSD Costo	Cantidad Elemento nuevo
9	12	E	400	1,050.00	1
7	8	E	175	780.00	1
6	10	V	0	0.60	1
9	11	V	0	0.60	1
13	23	V	0	0.60	1
14	16	V	0	0.60	1
15	16	V	0	0.60	1
23	20	V	0	0.60	1
Total				1,834	8

Donde:

E/V: Enlace o variador de fase

MUSD: Millones de dólares

De la Tabla 19 y Tabla 20 se concluye que el modelo de optimización ha incorporado dos (2) nuevos enlaces y ha incluido seis (6) variadores de fase, el costo de la inversión de estos elementos es de 1834 millones de dólares, dando un valor total del costo de 2,405.24 millones de dólares. Con la incorporación de estos elementos se determina los nuevos flujos entre los nodos, cuyo valor se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21. Flujos Caso 3 Sistema IEEE 24 nodos.

Nodo i	Nodo j	Flujo ij (MW)
Nodo 1	Nodo 2	23.27
Nodo 1	Nodo 5	27.21
Nodo 2	Nodo 4	12.27
Nodo 2	Nodo 6	66.00
Nodo 3	Nodo 1	6.49
Nodo 7	Nodo 8	140.00
Nodo 9	Nodo 3	26.49
Nodo 9	Nodo 4	61.73

Nodo 9	Nodo 8	24.45
Nodo 10	Nodo 5	43.79
Nodo 10	Nodo 6	70.00
Nodo 10	Nodo 8	6.55
Nodo 11	Nodo 9	44.48
Nodo 11	Nodo 10	158.52
Nodo 12	Nodo 9	243.18
Nodo 12	Nodo 10	156.82
Nodo 13	Nodo 11	197.00
Nodo 13	Nodo 12	200.00
Nodo 14	Nodo 11	6.00
Nodo 15	Nodo 24	160.00
Nodo 16	Nodo 14	200.00
Nodo 16	Nodo 15	6.00
Nodo 16	Nodo 19	49.00
Nodo 17	Nodo 16	200.00
Nodo 18	Nodo 17	64.74
Nodo 20	Nodo 19	132.00
Nodo 21	Nodo 15	400.00
Nodo 21	Nodo 18	164.74
Nodo 22	Nodo 17	135.26
Nodo 22	Nodo 21	164.74
Nodo 23	Nodo 12	200.00
Nodo 23	Nodo 13	200.00
Nodo 23	Nodo 20	260.00
Nodo 24	Nodo 3	160.00

Los flujos de potencia obtenidos también son resultado de las interacciones del variador de fase incluido, de lo obtenido con el optimizador, en la Tabla 22 se detalla la ubicación y el valor asignado a los variadores de fase.

Tabla 22. Ubicación y valor de los variadores de fase – IEEE 24 nodos.

Nodo i Nodo j Valor (rad)

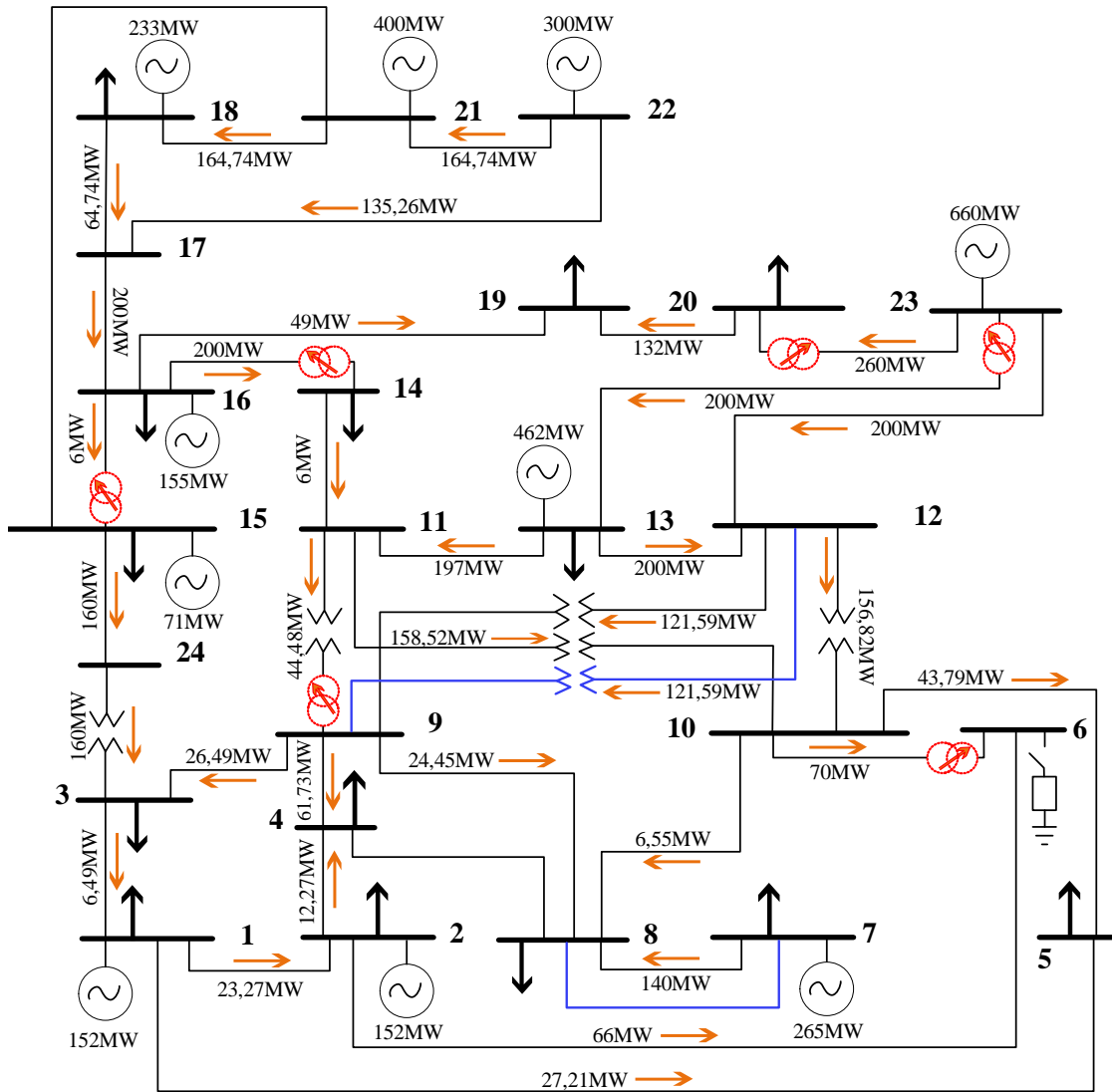


Figura 8. Resultados Sistema IEEE24 – Caso 3.

6	10	0.1033
9	11	0.0661
14	16	0.0175
15	16	0.0144
20	23	0.0511
23	13	0.0750

Finalmente, en la Figura 8 se muestra el diagrama unificado modificado para el sistema IEEE 24 nodos considerando la expansión de los vínculos y la incorporación

de los variadores de fase, tomando en cuenta un período de análisis de dos años.

6 Conclusiones

Considerando lo expuesto a lo largo del presente documento, se expone las siguientes conclusiones:

- La expansión de la red considerando los nuevos elementos, sean estos nuevos vínculos o la incorporación de los variadores de fase, ha sido obtenida a través de la resolución de un problema de optimización que se

- sustenta en la programación entera mixta, para el efecto se utilizó flujos óptimos de potencia DC en un período de dos años en el sistema modelado.
- El modelo de optimización ha sido aplicado a dos redes diferentes, la primera se conoce como el sistema Garver y la segunda red corresponde al establecido en IEEE de 24 nodos. En ambos sistemas, se han determinado los vínculos y los variadores de fase a ser implementados en el sistema, los cuales garantizarán la operatividad del sistema pero a la vez minimizan los costos de operación del sistema de generación y los costos de inversión asociadas a la infraestructura de transmisión, aplicando las restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda, flujos de potencia DC, cargabilidad de líneas y las restricciones relacionadas con las características operativas de los generadores modelados.
 - Los resultados arrojados del problema de optimización señalan que la expansión de la red debe considerar los aspectos económicos de los nuevos elementos a implementarse y la correcta operación del sistema. En ese sentido, los casos resueltos muestran que no es adecuado únicamente incluir nuevos vínculos dado sus costos elevados, sino ha buscado una solución híbrida mezclando la inclusión de nuevos vínculos y la incorporación de variadores de fase de forma simultánea, lo cual minimiza el costo de la expansión de la red, pero además desplaza inversiones significativas de la red por medio de una solución sencilla asociada al uso de elementos para el control del flujo de potencia.
 - El modelo de optimización determina los costos asociados a la operación del sistema y los relacionados a la nueva infraestructura, de lo que se observa que los costos de infraestructura alcanzan el 76% del costo total alcanzado, en tal razón, la utilización del presente modelo toma más relevancia dado que la tarea de la expansión pretende que los costos para el usuario sean los mínimos a lo largo de la etapa de planificación.
 - Finalmente, es necesario insistir que la implementación de modelos de optimización para expansiones de redes o sistemas de generación, deben modelar adecuadamente la red, ya que este parámetro es de suma relevancia, la inadecuada modelación o las suposiciones mal elaboradas, causarían un importante sobre costo al sistema, el cual será trasladado al usuario final a través de la tarifa eléctrica.

6.1 Trabajos futuros

La implicación del tema desarrollado puede extrapolarse a otras temáticas que se sugiere analizarlas en un futuro:

- Planificación probabilística de la red considerando incertidumbres de carga y generación.
- Planificación de la expansión de transmisión mediante algoritmos genéticos considerando la incertidumbre de la demanda.
- Planificación de la expansión de transmisión basada en la reducción de la congestión mediante teoría de juegos usando el método Shapley.
- Planificación de la expansión de transmisión usando el algoritmo Branch and bound.
- Planificación de la expansión de transmisión mediante Montecarlo considerando cortes aleatorios de

unidades generadoras y líneas de transmisión, así como inexactitudes en el pronóstico de carga a largo plazo.

- Implementación del método de punto interior que considera las limitaciones de flujo de energía de CA para el reforzamiento de las redes.

7 Referencias

- [1] P. Baratto, C. Tautiva, and G. Latorre, "Planeamiento estático de la expansión de sistemas de transmisión: comparación de algoritmos genéticos, búsqueda tabú y enumeración truncada.," *Dialnet*, vol. 2, no. 2, pp. 113–119, 2003.
- [2] M. Meneses, E. Nascimento, L. H. MacEdo, and R. Romero, "Transmission Network Expansion Planning Considering Line Switching," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 115148–115158, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3003973.
- [3] J. Maldonado and L. Vargas, "Planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico considerando equipos FACTS," Universidad de Chile, Santiago, 2014.
- [4] MERNNR, "Plan Maestro de Electricidad 2019-2027," *Minist. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [5] A. Peñaherrera, "Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos," Universidad de Cuenca, Cuenca, 2015.
- [6] I. Miranda, I. Chaves, B. Henriques, and A. Marcato, "Identification of relevant routes for static expansion planning of electric power transmission systems," *Electric Power Systems Research*, Juiz de Fora, pp. 769–775, 2016.
- [7] D. Stock, Y. Harms, D. Mende, and L. Hofmann, "Robust nonlinear mathematical transmission expansion planning based on German electricity market simulation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 189, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106685.
- [8] S. Gbadamosi and N. Nwulu, "A comparative analysis of generation and transmission expansion planning models for power loss minimization," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 26, pp. 100–456, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100456.
- [9] W. Barreto, "Estudo de variantes da particle swarm optimization aplicadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão," [s.n.], Campinas, 2013.
- [10] J. Verboomen, "Optimisation of Transmission Systems by use of Phase Shifting Transformers," Technische Universiteit Delft, Zutphen, 2008.
- [11] D. Van Hertem, J. Verboomen, R. Belmans, and W. L. Kling, "Power flow controlling devices: An overview of their working principles and their application range," in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, vol. 2005, doi: 10.1109/fps.2005.204217.
- [12] J. Dixon, L. Morán, J. Rodríguez, and R. Domke, "Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review," in *Proceedings of the IEEE*, 2005, vol. 93, no. 12, pp. 2144–2163, doi: 10.1109/JPROC.2005.859937.
- [13] P. Bresesti, M. Sforza, V. Allegranza, D. Canever, and R. Vailati, "Application of phase

- shifting Transformers for a secure and efficient operation of the interconnection corridors,” in *2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2004, vol. 2, pp. 1192–1197, doi: 10.1109/pes.2004.1373043.
- [14] N. Gideon Ude, H. Yskandar, and R. Coneth Graham, “A comprehensive state-of-the-art survey on the transmission network expansion planning optimization algorithms,” *IEEE Access*, vol. 7. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 123158–123181, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2936682.
- [15] C. Junmin, P. Jeongje, C. Jaeseok, J. Youngbum, and Y. Yongbum, “Determination of a deterministic reliability criterion for composite power system expansion planning,” 2009, doi: 10.1109/PES.2009.5275183.
- [16] M. Moradi-Sepahvand and T. Amraee, “Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power generation,” *Appl. Energy*, vol. 298, p. 117137, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117137.
- [17] L. Garver, “Transmission Network Estimation Using Linear Programming,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688–1697, 1970, doi: 10.1109/TPAS.1970.292825.
- [18] P. Ahlhaus and P. Stursberg, “Transmission capacity expansion: An improved Transport Model,” 2013, doi: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695322.
- [19] M. Rider, A. Garcia, and R. Romero, “Branch and bound algorithm for transmission network expansion planning using DC model,” in *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings*, 2007, pp. 1350–1355, doi: 10.1109/PCT.2007.4538512.
- [20] E. Şenyiğit, S. Mutlu, and B. Babayiğit, “Transmission expansion planning based on a hybrid genetic algorithm approach under uncertainty,” *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 27, pp. 2922–2937, 2019, doi: 10.3906/elk-1812-192.
- [21] F. Zhang, Z. Hu, and Y. Song, “Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 8, pp. 919–928, 2013, doi: 10.1049/iet-gtd.2012.0666.
- [22] I. G. Sanchez, R. Romero, J. R. S. Mantovani, and M. J. Rider, “Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique,” *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 6, p. 763, Nov. 2005, doi: 10.1049/ip-gtd:20050074.
- [23] A. Trpovski and T. Hamacher, “A Comparative Analysis of Transmission System Planning for Overhead and Underground Power Systems using AC and DC Power Flow,” Sep. 2019, doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905510.
- [24] I. Alhamrouni, A. Khairuddin, M. Salem, and A. Alnajjar, “Review on Transmission Expansion Planning Models,” *Appl. Mech. Mater.*, vol. 818, pp. 129–133, Jan. 2016, doi: 10.4028/www.scientific.net/amm.818.129.
- [25] D.-Z. Du, P. M. Pardalos, and W. Wu, “History of Optimization,” in *Encyclopedia of Optimization*, Springer US, 2008, pp. 1538–1542.

- [26] S. S. Rao, *Engineering Optimization: Theory and Practice*, 4th ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2009.
- [27] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia, and S. Haffner, "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 1, p. 27, Jan. 2002, doi: 10.1049/ip-gtd:20020026.
- [28] S. H. M. Hashimoto, R. Romero, and J. R. S. Mantovani, "Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 150, no. 5, pp. 536–542, Sep. 2003, doi: 10.1049/ip-gtd:20030656.
- [29] H. Zhang, V. Vittal, G. Heydt, and J. Quintero, "A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, May 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2178000.
- [30] S. Lumbreras and A. Ramos, "Transmission expansion planning using an efficient version of Benders' decomposition. A case study," 2013, doi: 10.1109/PTC.2013.6652091.
- [31] P. Rabanal, "Algoritmos heurísticos y aplicaciones a métodos formales," Universidad Complutense de Madrid, Servicio de Publicaciones, Madrid, 2010.
- [32] Z. Chen, "Investigating heuristic methods for transmission system expansion planning," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, Jul. 2016, vol. 2016-July, doi: 10.1109/TDC.2016.7519914.
- [33] H. Khorasani, M. Pourakbari-Kasmaei, and R. Romero, "Transmission expansion planning via a constructive heuristic algorithm in restructured electricity industry," 2013, doi: 10.1109/EPECS.2013.6712989.
- [34] T. Al-Saba and I. El-Amin, "The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 62, no. 2, pp. 117–126, Jun. 2002, doi: 10.1016/S0378-7796(02)00037-8.
- [35] R. A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. 3, p. 329, 1998, doi: 10.1049/ip-gtd:19981895.
- [36] M. Vélez and J. Montoya, "Metaheurísticos: Una alternativa para la solución de problemas combinatorios en administración de operaciones," *Rev. EIA*, vol. 8, pp. 99–115, Dec. 2007.
- [37] R. Romero, M. Rider, and I. D. J. Silva, "A metaheuristic to solve the transmission expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2289–2291, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907592.
- [38] H. Abdi, M. Moradi, and S. Lumbreras, "Metaheuristics and Transmission Expansion Planning: A Comparative Case Study," *Energies*, vol. 14, no. 12, p. 3618, Jun. 2021, doi: 10.3390/en14123618.
- [39] W. E. Barreto, S. P. Torres, and C. A. Castro, "Study of particle swarm optimization variations applied to transmission expansion planning," 2013, doi: 10.1109/PTC.2013.6652203.
- [40] E. Da Silva, J. Areiza, G. De Oliveira, and S. Binato, "Transmission network expansion

- planning under a Tabu Search approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 1, pp. 62–68, Feb. 2001, doi: 10.1109/59.910782.
- [41] M. Jadidoleslam and A. Ebrahimi, “Reliability constrained generation expansion planning by a modified shuffled frog leaping algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 743–751, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.07.073.
- [42] J. Verboomen, D. Van Hertem, P. H. Schavemaker, W. L. Kling, and R. Belmans, “Phase shifting transformers: Principles and applications,” in *2005 International Conference on Future Power Systems*, 2005, vol. 2005, doi: 10.1109/fps.2005.204302.
- [43] J. Cano, R. Mojumdar, J. Norriella, and G. Orcajo, “Phase shifting transformer model for direct approach power flow studies,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 71–79, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.03.007.
- [44] IEEE, “IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers - Redline,” *IEEE Std C57.135-2011 (Revision of IEEE Std C57.135-2001) - Redline*. pp. 1–71, 2011.
- [45] C. Miasaki, E. Franco, and R. Romero, “Transmission network expansion planning considering phase-shifter transformers,” *J. Electr. Comput. Eng.*, 2012, doi: 10.1155/2012/527258.
- [46] X. Zhang *et al.*, “Bilevel optimization based transmission expansion planning considering phase shifting transformer,” Nov. 2017, doi: 10.1109/NAPS.2017.8107289.
- [47] F. Lima, F. Galiana, I. Kockar, and J. Munoz, “Phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1029–1034, Aug. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.814858.
- [48] M. R. Bussieck and A. Pruessner, “Mixed-Integer Nonlinear Programming,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 20007, no. 1, pp. 1–7, 2003.
- [49] L. A. Gallego, “Integrated AC Planning for Expansion of Electric Power Transmission System,” *Sci. Tech.*, no. 35, pp. 49–54, 2007.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 23. Matriz de estado del arte

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA																							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Expansión de redes de transmisión	Flujos de potencia DC	Transformadores variadores de Fase	Costos de inversión y operativos	Modelos de optimización	Implementación del modelo para expansión de red	Mínimización de costos de inversión y operativos	Determinación de nuevos enlaces y cambiadores de fase	Evaluación de las variables para la expansión del sistema	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis	Modelamiento de los variadores de fase	Disponibilidad de infraestructura eléctrica de transmisión	Mínimización de costos de inversión y operativos	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de la posible nueva infraestructura	Determinación de la expansión del sistema	Modelo de optimización para la expansión de la red de transmisión	Locación de la nueva infraestructura de transmisión	Ubicación óptima de los transformadores variadores de fase
1	2003	Planeamiento estático de la expansión de sistemas de transmisión: comparación de algoritmos genéticos, búsqueda tabú y enumeración truncada	2	☒			☒		☒				☒		☒			☒		☒			
2	2020	Transmission Network Expansion Planning Considering Line Switching	1	☒		☒	☒			☒	☒					☒			☒		☒		
3	2014	Planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico considerando equipos FACTS	2	☒				☒										☒			☒		☒
4	2015	Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos	1	☒			☒	☒	☒		☒			☒		☒					☒		
5	2016	Identification of relevant routes for static expansion planning of electric power transmission systems	23						☒		☒							☒	☒		☒		☒
6	2020	Robust nonlinear mathematical transmission expansion planning based on German electricity market simulation	2		☒		☒			☒							☒			☒	☒		
7	2021	A comparative analysis of generation and transmission expansion planning models for power loss minimization	0	☒					☒		☒			☒		☒							
8	2013	Estudo de variantes da particle swarm optimization aplicadas ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão	1	☒				☒	☒										☒		☒		
9	2008	Optimisation of Transmission Systems by use of Phase Shifting Transformers	41	☒	☒	☒		☒	☒		☒			☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
				Expansión de redes de transmisión	Flujos de potencia DC	Transformadores variadores de Fase	Costos de inversión y operativos	Modelos de optimización	Implementación del modelo para expansión de red	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de nuevos enlaces y cambiadores de fase	Evaluación de las variables para la expansión del sistema	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis	Modelamiento de los variadores de fase	Disponibilidad de infraestructura eléctrica de transmisión	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de la posible nueva infraestructura	Determinación de la expansión del sistema	Modelo de optimización para la expansión de la red de transmisión	Localización de la nueva infra-estructura de transmisión	Ubicación óptima de los transformadores variadores de fase
10	2005	Power flow controlling devices: An overview of their working principles and their application range	40		☒				☒			☒					☒						
11	2005	Reactive power compensation technologies: State-of-the-art review	728		☒					☒													
12	2004	Application of phase shifting Transformers for a secure and efficient operation of the interconnection corridors	53		☒				☒	☒	☒	☒			☒						☒		
13	2019	A comprehensive state-of-the-art survey on the transmission network expansion planning optimization algorithms	16	☒	☒		☒	☒	☒				☒	☒	☒	☒		☒					☒
14	2009	Determination of a deterministic reliability criterion for composite power system expansion planning	5	☒					☒														
15	2021	Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power generation	0	☒	☒					☒	☒												
16	1970	Transmission Network Estimation Using Linear Programming	1026	☒	☒							☒											
17	2013	Transmission capacity expansion: An improved Transport Model	9	☒					☒				☒		☒								
18	2007	Branch and bound algorithm for transmission network expansion planning using DC model	16	☒	☒		☒	☒	☒						☒		☒	☒					
19	2019	Transmission expansion planning based on a hybrid genetic algorithm approach under uncertainty	3	☒			☒	☒							☒					☒			
20	2013	Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems	97	☒						☒	☒						☒	☒					
21	2005	Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear-programming technique	106	☒	☒		☒	☒							☒			☒	☒				

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Expansión de redes de transmisión	Flujos de potencia DC	Transformadores variadores de Fase	Costos de inversión y operativos	Modelos de optimización	Implementación del modelo para expansión de red	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de nuevos enlaces y cambiadores de fase	Evaluación de las variables para la expansión del sistema	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis	Modelamiento de los variadores de fase	Disponibilidad de infraestructura eléctrica de transmisión	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de la posible nueva infraestructura	Determinación de la expansión del sistema	Modelo de optimización para la expansión de la red de transmisión	Locación de la nueva infraestructura de transmisión	Ubicación óptima de los transformadores variadores de fase	Determinación de parámetros técnicos, económicos y ambientales
22	2019	A Comparative Analysis of Transmission System Planning for Overhead and Underground Power Systems using AC and DC Power Flow	2	☒	☒			☒	☒								☒				☒	☒		☒
23	2016	Review on Transmission Expansion Planning Models	6	☒	☒		☒	☒	☒		☒						☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒
24	2008	History of Optimization	13		☒			☒																
25	2009	Engineering Optimization: Theory and Practice	5783		☒			☒																
26	2002	Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning	599	☒	☒			☒	☒	☒			☒					☒	☒	☒	☒	☒		☒
27	2003	Efficient linear programming algorithm for the transmission network expansion planning problem	63	☒	☒			☒												☒		☒		
28	2011	A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning	258	☒		☒			☒	☒								☒	☒			☒		☒
29	2013	Transmission expansion planning using an efficient version of Benders' decomposition. A case study	30	☒	☒	☒			☒	☒		☒		☒	☒					☒	☒			☒
30	2011	Algoritmos heurísticos y aplicaciones a métodos formales	1				☒		☒								☒							☒
31	2016	Investigating heuristic methods for transmission system expansion planning	3	☒				☒	☒															
32	2008	Transmission expansion planning via a constructive heuristic algorithm in restructured electricity industry	8	☒	☒			☒	☒												☒			
33	2002	The application of artificial intelligent tools to the transmission expansion problem	90	☒				☒																

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Expansión de redes de transmisión	Flujos de potencia DC	Transformadores variadores de Fase	Costos de inversión y operativos	Modelos de optimización	Implementación del modelo para expansión de red	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de nuevos enlaces y cambiadores de fase	Evaluación de las variables para la expansión del sistema	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis	Modelamiento de los variadores de fase	Disponibilidad de infraestructura eléctrica de transmisión	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de la posible nueva infraestructura	Determinación de la expansión del sistema	Modelo de optimización para la expansión de la red de transmisión	Locación de la nueva infraestructura de transmisión	Ubicación óptima de los transformadores variadores de fase	Determinación de parámetros técnicos, económicos y ambientales
34	1998	Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm	326	☒			☒	☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒		☒	☒			☒	☒	☒
35	2007	Metaheuristics: Una alternativa para la solución de problemas combinatorios en administración de operaciones	45		☒		☒			☒							☒							☒
36	2007	A metaheuristic to solve the transmission expansion planning	95	☒				☒													☒	☒		
37	2021	Metaheuristics and Transmission Expansion Planning: A Comparative Case Study	0	☒				☒																
38	2013	Study of particle swarm optimization variations applied to transmission expansion planning	10	☒				☒					☒											
39	2001	Transmission network expansion planning under a Tabu Search approach	265	☒	☒				☒				☒					☒	☒	☒	☒	☒		☒
40	2015	Reliability constrained generation expansion planning by a modified shuffled frog leaping algorithm	56	☒		☒		☒	☒		☒								☒	☒	☒	☒	☒	☒
41	2005	Phase shifting transformers: Principles and applications	194			☒				☒				☒									☒	
42	2017	Phase shifting transformer model for direct approach power flow studies	24		☒	☒				☒				☒					☒					
43	2012	Transmission network expansion planning considering phase-shifter transformers	13	☒	☒	☒			☒		☒			☒				☒	☒		☒	☒	☒	
44	2017	Bilevel optimization based transmission expansion planning considering phase shifting transformer	11	☒		☒		☒		☒	☒				☒				☒		☒		☒	☒
45	2003	Phase shifter placement in large-scale systems via mixed integer linear programming	179		☒	☒		☒	☒	☒				☒				☒	☒				☒	

PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN INCORPORANDO LOS VARIADORES DE FASE COMO CONTROLADORES DE FLUJO DE POTENCIA

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Expansión de redes de transmisión	Flujos de potencia DC	Transformadores variadores de Fase	Costos de inversión y operativos	Modelos de optimización	Implementación del modelo para expansión de red	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de nuevos enlaces y cambiadores de fase	Evaluación de las variables para la expansión del sistema	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en el periodo de análisis	Modelamiento de los variadores de fase	Disponibilidad de infraestructura eléctrica de transmisión	Minimización de costos de inversión y operativos	Determinación de los parámetros de la red	Establecimiento de la posible nueva infraestructura	Determinación de la expansión del sistema	Modelo de optimización para la expansión de la red de transmisión	Locación de la nueva infra-estructura de transmisión	Ubicación óptima de los transformadores variadores de fase	Determinación de parámetros técnicos, económicos y ambientales
46	2005	IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers - Redline	195		☒					☒					☒		☒	☒	☒	☒		☒	☒	
47	2013	Integrated AC Planning for Expansion of Electric Power Transmission System	216	☒			☒	☒		☒														
CANTIDAD:				34	20	14	10	25	23	10	17	9	7	8	13	7	9	14	17	14	20	19	10	16

7.2 Resumen de Indicadores

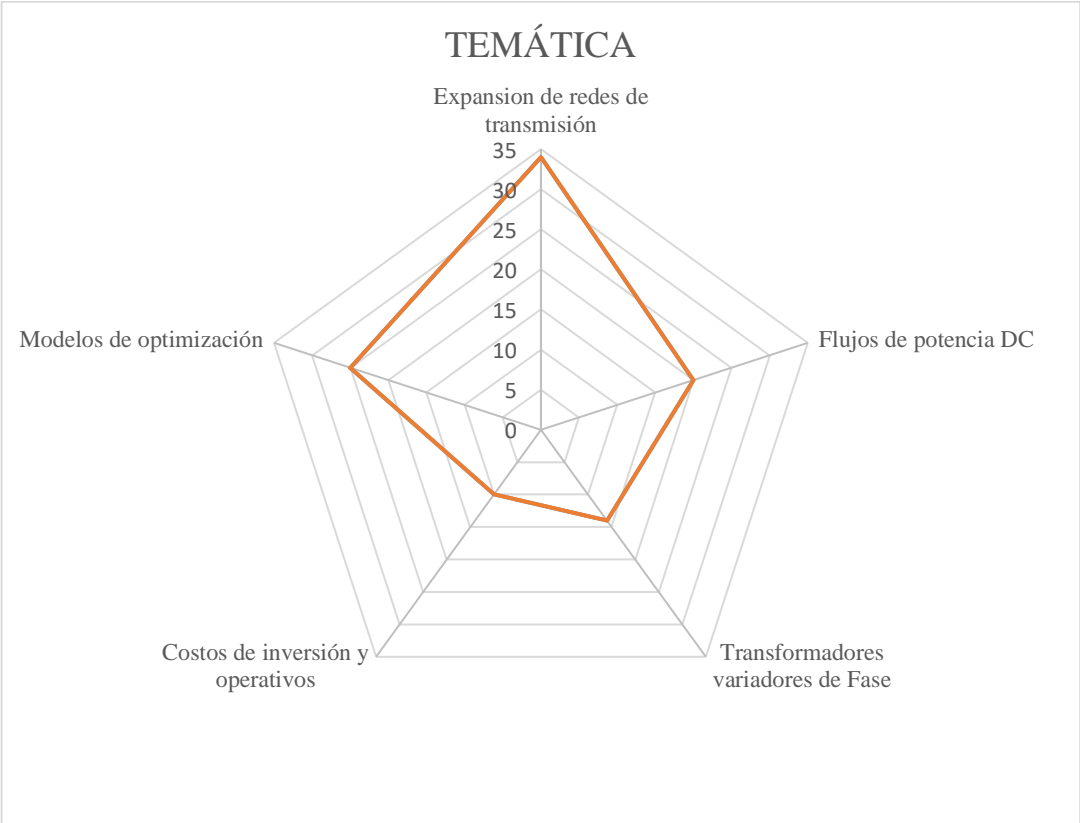


Figura 9. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

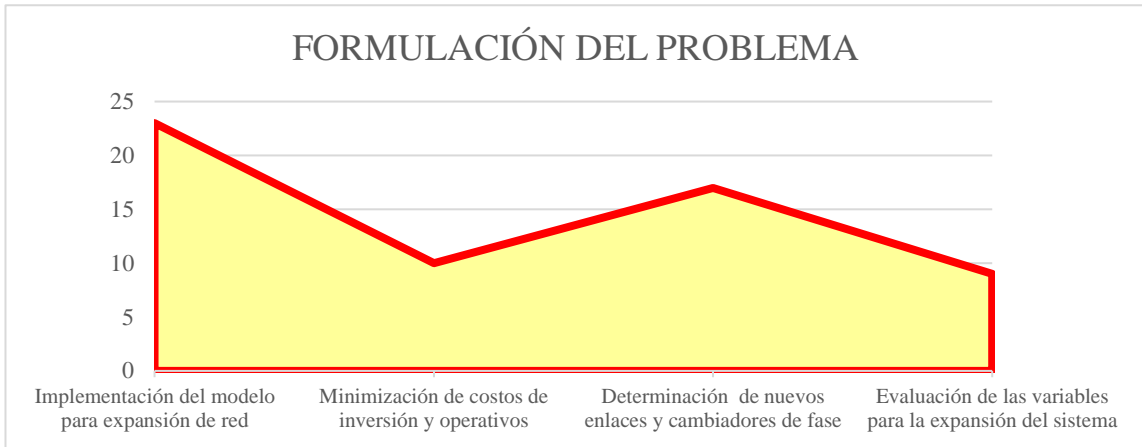


Figura 10. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

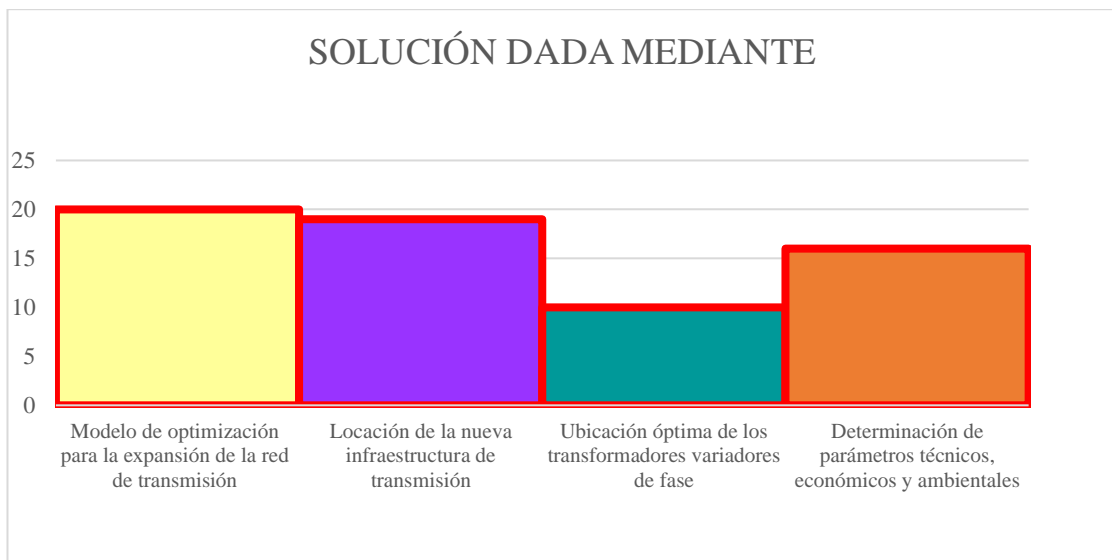


Figura 11. Indicador de solución - Estado del arte.