

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN**

**ANÁLISIS DE LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN BAJO DIFERENTES OBJETIVOS.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

JOSÉ ALBERTO SILVA ANDRADE

jose.silva01@epn.edu.ec

DIRECTOR: XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMÁN

ximena.gavela@epn.edu.ec

DMQ, abril 2024

CERTIFICACIONES

Yo, JOSÉ ALBERTO SILVA ANDRADE declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Nombre

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JOSÉ ALBERTO SILVA ANDRADE, bajo mi supervisión.

**ING.
DIRECTOR**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

JOSÉ ALBERTO SILVA ANDRADE

XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a Dios y mi familia, especialmente a mis padres Yuri, Tanya y a mi hermano a quienes amo mucho y han sido un pilar en mi vida tanto académica como personal.

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios, por su gracia y la bendición de la vida.

A mis padres Yuri y Tanya por su apoyo durante toda la carrera, por sus consejos, por su dedicación en mi crianza, por su fortaleza para seguir adelante y el ejemplo de superación en momentos difíciles.

A mi hermano Yuri, por su apoyo incondicional, por su fortaleza, por sus observaciones acertadas, por motivarme a mejorar y por su motivación constante para cumplir con mis responsabilidades académicas y personales.

A mi amor Jessica Jácome Cabrera, por su apoyo constante, por su paciencia y comprensión, por darme paz y ayudarme a superar momentos difíciles.

A mis otros familiares por su apoyo, por sus consejos, y por su guía espiritual a lo largo de la vida universitaria.

A mis compañeros y amigos quienes con su carisma, actitud, amistad y responsabilidad hicieron de esta experiencia algo divertido y edificante.

A la ingeniera Ximena Gavela por su dedicación y guía para la realización del presente trabajo, por tener paciencia para explicar e impartir sus conocimientos.

A la escuela Politécnica Nacional, por la educación impartida por medio de todos los docentes, por ayudar a fortalecer mi carácter, y por las habilidades y destrezas que me servirán en el ámbito profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	1
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	2
DEDICATORIA.....	3
AGRADECIMIENTO.....	4
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
1 INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 Objetivos	13
1.2 Alcance	13
2 Marco teórico	13
2.1 Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).....	13
2.1.1 Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia.....	14
2.1.1.1 Generación.....	14
2.1.1.2 Transmisión.....	14
2.1.1.3 Distribución.....	14
2.1.1.4 Importancia de la transmisión	14
2.2 Planificación de la expansión de la transmisión	15
2.2.1 Perspectivas en la Planificación de la expansión de la transmisión	15
2.2.1.1 Perspectiva estatal	16
2.2.1.2 Perspectiva privada	16
2.2.1.3 Perspectiva medioambiental y social	16
2.2.2 Horizontes de planeamiento de expansión de la transmisión	17
2.2.2.1 Planteamiento Estático	17
2.2.2.2 Planteamiento Multietapa	17
2.3 Métodos de optimización.....	17
2.3.1 Métodos exactos	18
2.3.2 Métodos Heurísticos.....	18

2.3.3	Métodos Metaheurísticos.....	19
2.4	Herramientas para la optimización del TNEP.....	19
2.5	Modelación matemática del problema de la planificación de la expansión de la transmisión.....	20
2.5.1	Modelo de transporte.....	20
2.5.2	Modelo DC convencional.....	21
2.5.3	Modelo DC disyuntivo.....	22
3	Desarrollo	23
3.1	Metodología	23
3.1.1	Parámetros de entrada	24
3.1.2	Variables	25
3.2	Modelo Matemático	25
3.2.1	Función objetivo considerando minimización en los costos de inversión en transmisión.	26
3.2.2	Función objetivo considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema.	26
3.2.3	Función objetivo considerando la minimización de las emisiones de CO ₂ . ..	27
3.2.4	Restricciones.....	28
3.2.4.1	Restricción angular.....	28
3.2.4.2	Restricción de potencia activa en los generadores.	28
3.2.4.3	Restricción de flujos de potencia activa en las líneas.	28
3.2.4.4	Restricción de flujos de potencia activa máxima en las líneas.	29
3.2.4.5	Restricción de balance de potencia.	29
3.2.5	Sistemas de prueba.....	29
3.2.5.1	Sistema de Garver 6 barras.....	30
3.2.5.2	Sistema de 24 barras del IEEE.....	31
4	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	33
4.1	Resultados en el sistema de Garver.	34
4.1.1	Resultados G6B_ C1	35

4.1.2	Resultados G6B_ C2.....	36
4.1.3	Resultados G6B_ C3.....	37
4.1.4	Discusión de resultados en el sistema de Garver	38
4.2	Resultados en el sistema de 24 barras de la IEEE.	40
4.2.1	Resultados IEEE24B_ C1.....	40
4.2.2	Resultados IEEE24B_ C2.....	43
4.2.3	Resultados IEEE24B_ C3.....	45
4.2.4	Discusión de resultados en el sistema de 24 barras de la IEEE.....	47
5	Conclusiones y Recomendaciones.....	49
5.1	Conclusiones.....	49
5.2	Recomendaciones.....	51
6	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51

Índice de Figuras

Figura 1 Sistema de Garver de 6 barras caso base. (Soroudi, 2017).....	30
Figura 2 Sistema de 24 barras caso base.(Soroudi, 2017)	31

Índice de Tablas

Tabla 1	Parámetros de entrada del modelo de optimización.....	25
Tabla 2	Variables del modelo de optimización.	25
Tabla 3	Datos de Demanda en cada nodo.....	30
Tabla 4	Datos de generación.....	30
Tabla 5	Datos de líneas de transmisión.....	31
Tabla 6	Datos de Demanda en cada nodo.....	31
Tabla 7	Datos de generación.....	32
Tabla 8	Datos de líneas de transmisión.....	32
Tabla 9	Casos para el sistema de Garber y el sistema de 24 barras.	34
Tabla 10	Resultados del sistema de Garber “G6B_C1”.....	35
Tabla 11	Resultados de Congestión en la red “G6B_C1”.....	35
Tabla 12	Resultados del sistema de Garber “G6B_C2”.....	36
Tabla 15	Resultados de Congestión en la red “G6B_C2”.....	36
Tabla 14	Resultados del sistema de Garber “G6B_C3”.....	37
Tabla 18	Resultados de Congestión en la red “G6B_C3”.....	37
Tabla 19	Comparativa de los planes de expansión en el sistema de Garver.	38
Tabla 17	Comparativa de los ingresos para el transmisor en el sistema de Garver.	40
Tabla 18	Resultados del sistema IEEE de 24 barras “IEEE24B_C1”.	40
Tabla 19	Resultados de Congestión en la red “IEEE24B_C1”.	41
Tabla 20	Resultados del sistema IEEE de 24 barras “IEEE24B_C2”.	43
Tabla 21	Resultados de Congestión en la red “IEEE24B_C2”.	44
Tabla 22	Resultados del sistema IEEE de 24 barras “IEEE24B_C3”.	45
Tabla 23	Resultados de Congestión en la red “IEEE24B_C3”.	46
Tabla 24	Comparativa de los planes de expansión en el sistema de 24 barras.	47
Tabla 25	Comparativa de precios por congestión en el sistema IEEE de 24 barras.....	48

RESUMEN

En el presente trabajo de integración curricular se resuelve el problema de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión (TNEP por sus siglas en inglés Transmission Network Expansion Planning) considerando diversos escenarios, con el fin de comparar cómo cambian los beneficios para los distintos actores involucrados, cuando se consideran objetivos distintos.

Para el efecto se ha desarrollado un modelo de TNEP basado en programación lineal entera mixta evaluado de forma independiente en tres objetivos distintos: la minimización de los costos de inversión en transmisión, la minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema y la minimización de las emisiones de CO₂, cuyos resultados son analizados y comparados, desde el ámbito ambiental y económico.

El modelo presentado emplea las ecuaciones simplificadas de flujos de potencia DC y se implementa utilizando la herramienta GAMS (General Algebraic Modeling System); el modelo se aplicó a dos sistemas de prueba, el sistema de Garver y el sistema de 24 barras de la IEEE. El análisis comparativo de los resultados proporciona una visión clara de cómo cambian los planes de expansión, en infraestructura y beneficios cuando se considera uno u otro objetivo, por lo que es fundamental considerar estos aspectos al momento de la toma de decisiones, puesto que un plan que aparentemente puede ser beneficioso en un aspecto puede ser contraproducente en otro, y puede no brindar un beneficio común a todos los actores.

PALABRAS CLAVE: Planificación, Transmisión, Optimización, Flujos de potencia DC, programación no lineal entera mixta.

ABSTRACT

In this curricular integration work, the Transmission Network Expansion Planning (TNEP) problem is addressed by considering different scenarios, to compare how the benefits change for the actors involved, when different objectives are considered.

For this purpose, a TNEP model has been developed based on a mixed integer linear programming evaluated independently in three different objectives: minimization of transmission investment costs, joint minimization of transmission investment and system operation costs, and minimization of CO₂ emissions, whose results are analyzed and compared addressing environmental and economic aspects.

The model presented employs the simplified DC power flow equations and is implemented using the GAMS (General Algebraic Modeling System) tool; the model is applied in two test systems, the Garver system and the IEEE 24-bus system. The comparative analysis of the results provides a clear view of how the expansion plans change, in infrastructure and benefits when different objectives are considered, so it is essential to consider these aspects when making decisions, since a plan that apparently may be beneficial in one aspect, may be counterproductive in another, and may not yield a common benefit to all actors involved.

KEYWORDS: Planning, Transmission, Optimization, DC power flow, mixed integer nonlinear programming.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivos

Para el presente proyecto el objetivo general es:

Desarrollar un Modelo de Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión bajo tres escenarios distintos.

Los objetivos específicos son:

- a) Definir las características y restricciones para el problema de Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión.
- b) Proponer los modelos de optimización para el problema de Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión bajo distintos escenarios.
- c) Aplicar los modelos a dos sistemas de prueba, el primero, el sistema de prueba de Garver y el otro, un sistema de prueba de la IEEE de 24 barras.
- d) Analizar y comparar los resultados de expansión obtenidos bajo distintas perspectivas y determinar el que mayores beneficios brinde a los diferentes agentes involucrados en el proceso.

1.2 Alcance

Como alcance del trabajo de integración curricular se ha planteado el desarrollo de un modelo de planificación de la expansión de la transmisión bajo tres escenarios distintos (distintos objetivos). El objetivo central de estos modelos es la comparación y el análisis de cómo cambian los resultados de expansión con cada criterio y analizar aquel modelo que brinde los mayores beneficios para los agentes involucrados en el proceso. Los modelos serán desarrollados en el software GAMS, y se validarán en el sistema de Garver, y en un sistema de prueba del IEEE.

2 Marco teórico

2.1 Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es una red compleja de elementos eléctricos interconectados con el fin de generar y distribuir energía eléctrica hacia las cargas o consumidores para abastecer su demanda eléctrica en una región. Un SEP se compone de tres partes fundamentales: la generación, transmisión y distribución, a su vez estos están compuestos por plantas de generación, transformadores, líneas de transmisión, subestaciones, entre otros, respectivamente. En conjunto estos elementos deben asegurar el abastecimiento de energía eléctrica con seguridad, calidad y confiabilidad [1].

2.1.1 Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia

2.1.1.1 Generación

La generación involucra la transformación de energía a partir de una fuente primaria en energía eléctrica. La transformación se puede realizar desde varias fuentes como los combustibles fósiles, gas natural, carbón, energía nuclear, eólica, solar, entre otros. El conjunto de elementos eléctricos encargados de realizar dicha transformación (de una fuente primaria en energía eléctrica) son las plantas de generación. Debido a las diversas fuentes primarias se pueden tener diferentes plantas de generación que aprovechen las distintas fuentes a través de procesos térmicos, electromecánicos o fotovoltaicos [2].

2.1.1.2 Transmisión

La transmisión involucra los componentes eléctricos encargados de la transferencia de energía eléctrica en grandes distancias desde la generación hasta los centros de carga, o redes de distribución, esto se logra mediante sistemas interconectados de líneas de transmisión en altos voltajes. La transmisión es indispensable y posibilita a la generación ubicarse lejos de la demanda en lugares donde se tenga disponibilidad de una fuente primaria [3].

2.1.1.3 Distribución

La distribución involucra los componentes eléctricos encargados de transportar la energía eléctrica desde la transmisión hacia el consumidor final. Esto es posible por medio de redes de distribución diseñadas para abastecer los diferentes requerimientos de los consumidores asegurando el suministro continuo de la energía eléctrica [3].

2.1.1.4 Importancia de la transmisión

La infraestructura de transmisión eléctrica desempeña un papel fundamental en los sistemas eléctricos al facilitar la transferencia confiable y eficiente de electricidad a grandes distancias, lo que posibilita, por ejemplo, la generación de energía en ubicaciones lejanas a los centros de carga o redes de distribución, como centrales hidroeléctricas en regiones montañosas o parques eólicos en zonas costeras. En ausencia de una extensa red de transmisión, la generación de electricidad se vería limitada a ubicarse en áreas locales, lo que resultaría en la escasez de suministro y costos más elevados debido a la dependencia de fuentes de generación local menos eficientes. Así la infraestructura de transmisión permite la optimización de los recursos eléctricos a través de diferentes regiones, garantizando una distribución más equitativa y rentable de la electricidad. Adicionalmente, la infraestructura de transmisión contribuye a mejorar la estabilidad y la resiliencia de la red eléctrica, al interconectar diversas fuentes de energía y áreas geográficas; además las redes de transmisión proporcionan una capacidad de respaldo en caso de interrupciones

o fallos inesperados. Esta característica juega un papel fundamental en la prevención de apagones a gran escala y asegura una pronta recuperación del suministro eléctrico en situaciones adversas, además, facilita la integración de fuentes de energía renovable a menudo ubicadas en áreas remotas o mar adentro [4].

2.2 Planificación de la expansión de la transmisión

La planificación de la expansión de la transmisión o TNEP (Transmission Network Expansion Planning) por sus siglas en inglés, es un problema que busca determinar las inversiones en infraestructura de transmisión que se deben ejecutar para adecuar la red de transmisión a los requerimientos de la demanda de energía eléctrica en un horizonte de tiempo [5].

Los estudios realizados en este ámbito toman como referencia la red actual, y consideran la adición de líneas de transmisión en ubicaciones nuevas o el refuerzo de las existentes, así como, la demanda futura en los nodos actuales y la aparición de nuevos nodos en el sistema. El enfoque tradicional de planificación de la expansión se ha centrado en la reducción de costos debido al peso que estas inversiones representan a un país, sin embargo, existen nuevos enfoques que consideran los nuevos modelos de mercado para el sector eléctrico de la transmisión, así como otros aspectos como el cambio climático y beneficio para la sociedad, por lo que se han propuesto modelos orientado a estos objetivos.

2.2.1 Perspectivas en la Planificación de la expansión de la transmisión

El TNEP es un problema complejo, puesto que puede abordarse desde distintas perspectivas. En el tema económico se considera principalmente la minimización económica de la inversión en infraestructura de transmisión, así como de los costos operativos hasta una visión totalmente liberalizada, bajo una perspectiva donde se busca que los inversionistas privados maximicen su beneficio económico, pero tratando siempre de limitar el beneficio excesivo y compatibilizando el beneficio social [5]. Del ámbito socio ambiental se busca por ejemplo la expansión en transmisión considerando la incorporación de generación no convencional, la adición de VPP (Virtual Power Plants), y la reducción de emisiones de CO₂, en este sentido el planificador se centra en limitar el impacto ambiental y facilitar el despacho de energías amigable con el medio ambiente [6][5] La coordinación y colaboración entre las distintas partes interesadas son cruciales en el TNEP. Los proyectos de transmisión requieren a menudo la participación de múltiples partes, incluidos los generadores de energía, las autoridades reguladoras, los organismos medioambientales e inversionistas privados. Estos últimos, también puede resultar

beneficiosos para el TNEP dado que incluir un mercado competitivo en el sector de transmisión motiva la competencia y el desarrollo de nuevas tecnologías lo que inevitablemente resulta en puntos de operación óptimos.

2.2.1.1 Perspectiva estatal

La perspectiva estatal corresponde al enfoque tradicional, es característica de ambientes regulados donde el estado simula un mercado, el objetivo principal es el de abastecer las cargas mientras se mantienen estándares de calidad y confiabilidad. La incertidumbre en cuanto a la distribución geográfica de la generación es baja porque los planes de expansión se realizan de manera conjunta, por cuanto se conocen varios aspectos como el despacho de generación, la disponibilidad, así como el tamaño y distribución de las cargas, resulta un enfoque más simple en relación con otros. En esta planificación se busca minimizar los costos de inversión y operación enmarcados en ciertos criterios de confiabilidad [5].

2.2.1.2 Perspectiva privada

Esta perspectiva se enfoca en un escenario con un mercado competitivo, los participantes de dicho mercado buscan explorar los márgenes de la red para alcanzar mayor beneficio económico, lo que inevitablemente resulta en puntos de operación óptimos. Este enfoque busca implementar la infraestructura que rendirá el mayor rédito económico para su propietario. Por ejemplo, en países como USA, Alemania, Australia, Brasil, entre otros, existe la posibilidad de que el inversionista en transmisión construya y opere parte del sistema, considerando para su remuneración las rentas por congestión, las cuales dependen principalmente de la diferencia de precios nodales que se dan por el flujo de despacho económico y las restricciones de la ruta [5] [7] [8].

2.2.1.3 Perspectiva medioambiental y social

Esta perspectiva da prioridad a la infraestructura que minimiza el impacto en las poblaciones y en el ambiente. Los problemas de bienestar social abordan varios escenarios de compensación del mercado. El objetivo de cada uno de estos problemas es maximizar el bienestar social en los escenarios considerados, estos incluyen casos con contingencias en la red, casos donde el sistema opera al límite de su capacidad y casos en los que la distribución de la demanda puede causar problemas de voltaje en la red. La perspectiva de ambiental se centra en el desarrollo de líneas de transmisión diseñadas para reducir los costos asociados al transporte de energía generada a partir de fuentes renovables, como la energía fotovoltaica, la hidro generación y la energía eólica. Este enfoque busca disminuir la dependencia de la generación térmica, con el fin de reducir significativamente las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero, contribuyendo así a mitigar el cambio climático y la preservar el medio ambiente [9] [10].

2.2.2 Horizontes de planeamiento de expansión de la transmisión

Existen diferentes formas de abordar el problema de expansión de la red. En lo que respecta al horizonte de planificación, se habla de un planteamiento estático; y un planteamiento multietapa. Ambos planteamientos son válidos, y muestran distintas formas para su solución, por lo que es necesario explicarlos individualmente.

2.2.2.1 Planteamiento Estático

El planteamiento estático define la cantidad y ubicación de los elementos que conforman la expansión, sin considerar al tiempo como variable de decisión. Por lo tanto, los cambios en la red se realizan durante el primer año de planificación sin tomar en cuenta al tiempo en las variables del problema y se reducen los requerimientos computacionales en relación con un planteamiento multietapa.

En este planteamiento la inversión es única y no se distribuye a lo largo del horizonte de planificación, por lo cual se toma la demanda del último año de planificación y los refuerzos de la red se adecuan a ese escenario de demanda. Las soluciones que utilizan este planteamiento llegan a reducir el problema a uno de programación lineal, como en el modelo constructivo de Garver donde se simulan flujos de potencia sin considerar al tiempo como variable de decisión [11].

2.2.2.2 Planteamiento Multietapa

El planteamiento multietapa es aquel donde las decisiones de inversión se realizan dividiendo el horizonte de tiempo final en periodos de tiempo separados y para cada periodo se proveen diferentes variaciones discretas en cuanto a demanda, nodos existentes y adiciones al sistema, lo que divide el problema general en subproblemas cuyas soluciones serán utilizadas como entradas en el siguiente subproblema hasta construir una solución general. Este aspecto es la principal diferencia con el planteamiento estático, determinando no solo los elementos que se adicionarán a la red y la ubicación de estos, sino la etapa en la cual deben ser construidos [12].

2.3 Métodos de optimización

Debido a que el TNEP resulta un problema de optimización, para su solución se pueden utilizar distintos métodos para encontrar la solución óptima o la mejor solución, los cuales abarcan: métodos exactos, métodos heurísticos y métodos metaheurísticos. Cada uno de estos métodos presentan diferentes modelos que resultan en diferentes soluciones en diversos niveles de aplicación [6].

2.3.1 Métodos exactos

Los métodos de optimización exactos son aquellos que buscan la solución óptima exacta a un problema. Estos métodos emplean procedimientos de cálculo matemáticos para hallar la solución a una formulación matemática, debido a esto se suelen utilizar en problemas con soluciones finitas.

Debido a que el TNEP resulta un problema complejo y no se pueden considerar todos los aspectos involucrados, es necesario realizar una simplificación para utilizarlos, dado que sin estas simplificaciones se pueden tener tiempos de cómputo muy grandes o soluciones inviables [13].

Para la solución del problema es necesario formular la función objetivo, la cual puede abordar aspectos económicos, técnicos, sociales o ambientales dependiendo la perspectiva a la que se sujete y a sus restricciones, mismas que modelaran los retos técnicos del problema. La mayoría de los métodos propuestos utilizan programación lineal, no lineal, dinámica e incluso otras técnicas de optimización como la descomposición jerárquica [13].

2.3.2 Métodos Heurísticos

La heurística hace referencia a un conjunto de técnicas que se utilizan para la resolución de problemas. En este campo existen tres formas o modelos de procedimientos heurísticos los cuales son estrategias heurísticas, reglas y principios heurísticos. Los primeros son herramientas que contribuyen a la búsqueda de soluciones a un problema mediante la organización de sus variables, los segundos son medios para la resolución de un problema y finalmente los principios heurísticos hacen referencia a sugerencias o directrices generales para hallar la solución a un problema [6].

En el contexto de optimización se puede decir que los métodos heurísticos utilizan procesos iterativos para buscar una solución generando soluciones aproximadas y evaluándolas en base a las reglas predefinidas, las mismas que se emplean para clasificar y generar nuevas soluciones. Se dice que las soluciones son aproximadas dado que el proceso continúa hasta que no se encuentre una mejor solución bajo el criterio determinado, sin embargo, al estar aplicados en problemas con complejidad elevada donde no se cuenta con una solución exacta, no se asegura que sea la definitiva. De forma similar que en los métodos exactos los criterios incluyen aspectos económicos, de costos, confiabilidad, ambientales, entre otros. Para la implementación de este método al TNEP un procedimiento común suele ser la evaluación mediante un análisis de sensibilidad de

nuevos circuitos en un proceso iterativo, con cada iteración se decide mediante un índice si se debe agregar un nuevo circuito o no [13].

Los métodos heurísticos a diferencia de los métodos exactos pueden ser empleados en análisis dinámicos sin muchos ajustes adicionales, sin embargo, algunas de sus desventajas para problemas complejos es que suelen tardar más tiempo y converger en soluciones de subespacios sin llegar a las soluciones globales[11].

2.3.3 Métodos Metaheurísticos

La metaheurística tiene el objetivo de mejorar los métodos heurísticos. Estos métodos también tienen un enfoque aproximado y de optimización combinatoria. Brindan la posibilidad de generar algoritmos híbridos integrando características de métodos exactos y heurísticos para mejorar las soluciones. Los métodos metaheurísticos pueden clasificarse como metaheurísticos basados en búsqueda local o metaheurísticos de búsqueda global [14].

Existen metaheurísticas de búsqueda global que no dependen de estrategias de búsqueda local, sino que funcionan como metaheurísticas basadas en población. Estas incluyen la optimización de colonias de hormigas, la computación evolutiva, los sistemas difusos, la optimización por enjambre de partículas, los AG y el algoritmo de búsqueda de armonía. Estas metodologías de optimización evolucionan constantemente para analizar diversos fenómenos naturales y mejorar el desempeño de los métodos [15].

En el contexto del TNEP, uno de los enfoques iniciales y ampliamente adoptados es la utilización de algoritmos genéticos (AG). Los algoritmos genéticos se basan en los principios de los mecanismos evolutivos y se aplican para abordar los desafíos de optimización multiobjetivo asociados al TNEP. Estos objetivos suelen incluir la minimización de los costos de inversión, la optimización de la confiabilidad del sistema y la minimización de los impactos adversos en el entorno circundante[13].

2.4 Herramientas para la optimización del TNEP

En la literatura se han propuesto diversas herramientas para abordar la resolución del problema de optimización en el TNEP. Estos enfoques varían en términos de los lenguajes de programación utilizados, abarcando desde modelos implementados en Fortran++, C, hasta aplicaciones más accesibles como Excel. Además, se han empleado entornos más especializados, como MATLAB (laboratorio de matrices), que facilita la manipulación de matrices, funciones y la implementación de algoritmos [13].

Cuando se abordan problemas de mayor envergadura mediante métodos de optimización exacta, la preferencia recae en el empleo de sistemas de modelación. Estas plataformas asisten al usuario en la formulación de problemas de optimización y en la búsqueda de sus soluciones; de esta manera, permiten a los usuarios ajustar la formulación de manera ágil y detectar posibles errores en la modelación incluso antes de intentar resolver el problema [13].

Entre los sistemas de modelación examinados en la literatura, destacan GAMS (Sistema General de Modelado Algebraico), el lenguaje AMPL, y AIMMS (Sistema Avanzado de Modelado Multidimensional Interactivo). GAMS está diseñado específicamente para aplicaciones de modelado complejas y a gran escala, permitiendo la construcción de modelos amplios y mantenibles que pueden adaptarse rápidamente a nuevas situaciones [13].

2.5 Modelación matemática del problema de la planificación de la expansión de la transmisión.

En la literatura existen dos modelos principales para la modelación del TNEP, el modelo DC y el modelo AC. La modelación AC es considerada como completa pero compleja para aplicación de sistemas reales. La modelación DC incorpora algunas simplificaciones que proporcionan al modelo mayor facilidad en la resolución, por lo que requiere menos esfuerzo computacional, presenta menores tiempos de solución y plantea resultados válidos que son aplicables en casos reales con ajustes menores. El presente trabajo utiliza una modelación DC.

En DC existen tres opciones de modelación, las cuales se presentan a continuación:

2.5.1 Modelo de transporte

El modelo DC de transporte es una de las primeras aproximaciones al problema del TNEP, este modelo fue presentado por Garver en 1970 y logra modelar el TNEP como un problema de optimización lineal entera mixta donde se consideran únicamente los límites operativos de los elementos de la red, así como la ley de Kirchhoff en los nodos del sistema. El modelo es útil para generar diseños preliminares que deben ser complementados con otros análisis, puesto que el modelo relaciona los flujos únicamente con la capacidad de las líneas, e ignora otras características importantes como la reactancia de estas. La formulación matemática cuenta con la función objetivo (1.1) sujeta a las ecuaciones 1.2 - 1.5

$$\min fo = \sum_{(i,j)} Inv_{i,j} n_{i,j} \quad (1.1)$$

La ecuación (1.1) busca minimizar el costo de construcción de las líneas entre las barras i, j , donde $Inv_{i,j}$, es el costo de inversión de las líneas entre los nodos i, j valorada en [\$], y $n_{i,j}$ es el número de líneas nuevas añadidas entre los nodos i, j . Esta función objetivo está sujeta a las restricciones del sistema representadas en las ecuaciones 1.2 – 1.5:

$$P_{g_i}^{min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{max} \quad (1.2)$$

$$0 \leq n_{i,j} \leq n_{i,j}^{max}, \quad \forall i, j \in \Omega_l, n_{i,j} \in \mathbb{Z}^+ \quad (1.3)$$

$$|P_{i,j}| \leq (n_{i,j}^o + n_{i,j}) P_{i,j}^{max}, \quad \forall i, j \in \Omega_l \quad (1.4)$$

$$\sum P_{g_i} - P_{d_i} = \sum P_{i,j}, \quad \forall i \quad (1.5)$$

Los parámetros representan: P_{g_i} la potencia activa que despacha el generador i , $P_{g_i}^{min}$ la potencia activa mínima del generador i , $P_{g_i}^{max}$ la potencia activa máxima del generador i , $n_{i,j}^{max}$ el número máximo de líneas nuevas entre los nodos i, j , $n_{i,j}^o$ el número de líneas en la configuración inicial, P_{d_i} la potencia activa de la demanda en el nodo i , $P_{i,j}$ el flujo de potencia activa entre los nodos i, j . Y finalmente Ω_l que representa el conjunto de líneas candidatas en la expansión.[16][17]

En la formulación se aseguran los límites de la generación mediante (1.2), se establece el límite de líneas nuevas mediante (1.3), se modelan los niveles máximos de potencia transmitida mediante (1.4) y se modela el balance de la potencia en cada nodo a través de (1.5).

2.5.2 Modelo DC convencional

El modelo DC convencional resulta de un avance al modelo de Garver como una progresión natural del modelo de flujo óptimo de potencia (OPF), corresponde a un modelo de programación no lineal entera mixta, que es capaz de relacionar los flujos con la reactancia de las líneas y otros aspectos eléctricos. El modelo es no lineal, e incluye variable de decisión de líneas nuevas como variable entera; su modelación se presenta a continuación:

$$\min fo = \sum_{(i,j)} Inv_{i,j} n_{i,j} \quad (2.1)$$

$$P_{g_i}^{min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{max} \quad (2.2)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max}, \quad \forall i \quad (2.3)$$

$$0 \leq n_{i,j} \leq \overline{n_{i,j}}, \quad \forall i,j \in \Omega_l, n_{i,j} \in \mathbb{Z}^+ \quad (2.4)$$

$$|P_{i,j}| \leq (n_{i,j,o} + n_{i,j,n}) P_{i,j}^{max}, \quad \forall i,j \in \Omega_l \quad (2.5)$$

$$P_{i,j} - B_{i,j}(n_{i,j,o} + n_{i,j,n})(\theta_i - \theta_j) = 0, \quad \forall i \quad (2.6)$$

$$\sum P_{g_i} - P_{d_i} = \sum P_{i,j}, \quad \forall i \quad (2.7)$$

Se añaden nuevos parámetros como: θ_i , el ángulo de voltaje en el nodo i , θ_j el ángulo de voltaje en el nodo j , θ_i^{min} el valor mínimo del ángulo de voltaje, θ_i^{max} el valor máximo del ángulo de voltaje, así como $B_{i,j}$, la admitancia de la línea entre los nodos i,j que es a su vez el inverso de la reactancia [16] [17].

De la formulación se puede notar que las ecuaciones son las mismas del modelo de transporte con la adición de las ecuaciones (2.3) y (2.6), donde esta última modela los flujos de potencia activa a partir de una simplificación de las ecuaciones de potencia activa en corriente alterna, así el modelo relaciona la diferencia angular y la reactancia de las líneas con los flujos de la red. La adición de los ángulos de voltaje y la reactancia conlleva la inclusión de la ecuación (2.3) que establece límites angulares en cada nodo.

2.5.3 Modelo DC disyuntivo

Este modelo es una linealización del modelo convencional puesto que logra transformar mediante relaciones lineales la variable de decisión entera en una variable binaria que permite la resolución del modelo como un problema lineal entero mixto. Este modelo ha sido explorado ampliamente en los modelos DC más recientes para la solución del TNEP debido a su linealidad. Su formulación matemática se presenta a continuación:

$$\min f_o = \sum_{(i,j)} \left(Inv_{i,j} * \sum_l w_{i,j,l} \right) \quad (3.1)$$

$$P_{g_i}^{min} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{max} \quad (3.2)$$

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max}, \forall i \quad (3.3)$$

$$|P_{i,j,l} - B_{i,j}(\theta_i - \theta_j)| \leq M(1 - w_{i,j,l}), \quad \forall i \quad (3.4)$$

$$|P_{i,j,l}| \leq P_{i,j,l}^{max}, \quad \forall i,j,l \in \Omega_l \quad (3.5)$$

$$\sum P_{g_i} - P_{d_i} = \sum_l P_{i,j,l}, \quad \forall i \quad (3.6)$$

En la formulación la ecuación (3.1) se reemplaza la variable entera $n_{i,j}$ de la ecuación (2.1) por el sumatorio de la variable binaria $w_{i,j,l}$ donde el nuevo subíndice " l " representa el número de línea, es decir un "1" representa la presencia de una línea entre los nodos i,j en la línea " l " y el 0 la ausencia de la misma, para representar dos líneas se tendrían un 1

en $w_{i,j,1}$ y en $w_{i,j,2}$ de manera que el sumatorio mostrarían dos líneas entre los nodos i, j , así el número de elementos de " l " representa el máximo número de líneas nuevas. Cada flujo $P_{i,j,l}$ se debe encontrar dentro de los límites de capacidad como lo muestra la ecuación (3.5)., la ecuación (3.4) resulta de la linealización de la ecuación (2.5), en ausencia de una línea se tiene el parámetro *Big M* que se relaciona con la máxima diferencia angular entre nodos, este parámetro debe ser lo suficientemente grande de manera "que no sea necesario" añadir otra restricción para el flujo en líneas adyacentes, pero, cuando se añade una nueva línea entonces la ecuación se transforma en la ecuación (2.5). Finalmente, la ecuación (3.6) es equivalente a las ecuaciones (1.5), (2.7) y representa el balance de potencia en cada nodo [16][17]

3 Desarrollo

3.1 Metodología

En esta sección se plantea un modelo para la solución del problema del TNEP bajo tres enfoques distintos, con el objetivo central de comparar y analizar los resultados de expansión de cada enfoque. Este modelo emplea las ecuaciones de flujos de potencia DC para un horizonte estático de planificación, para el cual se analizan 3 casos de estudio:

- Caso 1: "TNEP considerando la minimización únicamente en los costos de inversión en transmisión".
- Caso 2: "TNEP considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema".
- Caso 3: "TNEP considerando la minimización de las emisiones de CO₂".

El análisis de estos tres casos, permitirán comprender la diferencia en los resultados de expansión cuando se consideran enfoques distintos.

A continuación, se detalla el alcance de cada caso estudiado.

- **Caso 1 – "TNEP considerando la minimización únicamente en los costos de inversión en transmisión"** Genera una visión realmente simple de una expansión; sus resultados pueden ser aplicados en horizontes de planificación cortos, de manera que el costo de operación sea poco significativo. En el presente trabajo se ha considerado esta perspectiva debido a que es el punto de partida del TNEP y es importante resaltar las distinciones con otras perspectivas.
- **El caso 2 "TNEP considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema"**. Es la perspectiva de planificación comúnmente aplicada, se centra en reducir los costos de operación e

inversión del sistema con el objetivo de disminuir el costo de la energía que se distribuye a los consumidores, así como abastecer la demanda al menor costo. El análisis de este enfoque resulta útil ya que suele ser la visión del planeador en lugares donde no existen mercados eléctricos.

- **El caso 3 “TNEP considerando la minimización de las emisiones de CO2”.** En la actualidad es una visión relevante, dados los problemas climáticos que enfrenta el planeta y las medidas y políticas que se vienen adoptando a nivel mundial sobre su mitigación, que, en el caso de la generación eléctrica, se centran en reducir el nivel de emisiones de carbono a la atmosfera.

La formulación del modelo es común a todos los casos, siendo su diferencia principal la función objetivo de planificación. El modelo propuesto modelará el TNEP como un problema de programación lineal entero mixto (LPEM), donde tanto la función objetivo como las restricciones presentadas son expresadas como ecuaciones lineales, se emplearán variables reales y binarias, donde estas últimas indicarán la adición de nuevas líneas. Para garantizar un diseño adecuado del modelo es esencial identificar los parámetros de entrada y salida, así como las variables de este. La correcta definición de estos elementos fortalece la estructura del modelo y es fundamental para su aplicabilidad en escenarios reales.

Los parámetros que se utilizarán para la comparación de resultados de cada caso serán:

- Costo de inversión del nuevo plan.
- Costos operativos del sistema y del plan de expansión obtenido.
- Emisiones de Carbono generadas bajo la operación del plan implementado.
- Precios por congestión generados por el nuevo plan.

Estos parámetros permiten identificar los beneficios para los diferentes actores del TNEP facilitando el análisis individual y comparativo para una comprensión a profundidad de las propuestas de solución.

3.1.1 Parámetros de entrada

En el modelo propuesto estos parámetros están relacionados con: topología inicial del sistema, características de las líneas existentes (reactancia y capacidad), datos de generación y demanda prevista en el horizonte de planificación, así como las opciones de nuevas líneas. En la tabla 1, se presentan los parámetros de entrada estableciendo su tipo, descripción y su símbolo.

Tabla 1 Parámetros de entrada del modelo de optimización.

TIPO DE PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO
Horizonte de tiempo	Años del horizonte de planificación	t
Datos de escenario de expansión de la generación	Límite máximo de potencia activa	P_g^{max}
	Límite mínimo de potencia activa	P_g^{min}
	Costo de operación por despacho	b
	Emisiones de CO2 por MWh producido	ε
	Emisiones permitidas de CO2 anuales	E_p
Proyección de demanda	Demanda de potencia activa	P_d
Características de los enlaces existentes y líneas candidatas	Reactancia de las líneas	x
	Capacidad máxima de la línea de transmisión	f^{max}
	Costo de inversión para líneas candidatas	Inv
Topología inicial del sistema	Enlaces existentes entre los nodos de la red	n_o

3.1.2 Variables

Las variables del modelo desempeñan un papel fundamental al constituir la razón de la optimización, a continuación, en la tabla 2 se definen las variables de decisión para el TNEP en el modelo propuesto.

Tabla 2 Variables del modelo de optimización.

VARIABLE	TIPO	SÍMBOLO
Potencia activa despachada por el generador	Continua	$P_{g i}$
Flujos de potencia activa	Continua	$F_{i,j}$
Ángulos de voltaje	Continua	θ_i, θ_j
Número de líneas de transmisión	Binaria	$n_{i,j,l}$
Potencia no suministrada	Continua positiva	PNS_i

3.2 Modelo Matemático

La base del modelo matemático se establece al plantear su función objetivo, en el contexto del TNEP es destacable que las distintas perspectivas conllevan a tener una formulación matemática distinta que influye principalmente en la función objetivo. En este sentido, se procede a revisar los distintos planteamientos de función objetivo en referencia a las perspectivas planteadas.

3.2.1 Función objetivo considerando minimización en los costos de inversión en transmisión.

$$\min fo = \sum_{i,j} \left(Inv_{i,j} \sum_l w_{i,j,l} \right) + \left(\sum_i PNS_i * VOLL \right) * 8760 * t \quad (4.1)$$

Donde,

- $Inv_{i,j}$ El coste de inversión de la línea de transmisión entre $i - j$ [M\$].
- $w_{i,j,l}$ Variable binaria donde “1” representa la inclusión de una línea de transmisión entre $i - j$ en el $l - \text{ésimo}$ proyecto y “0” en caso contrario.
- PNS_i Potencia no suministrada en el nodo i [MW].
- $VOLL$ Costo por potencia no suministrada [\$/MW].
- t Tiempo en años del horizonte de planificación.

En este enfoque la función objetivo considera únicamente el costo de inversión de los nuevos enlaces y penaliza la potencia que no llegue a ser suministrada en cada nodo del sistema a través del valor de VOLL, determinado en 100000[\$/MW], adicionalmente al tratarse de un planteamiento estático se consideran las 8760 [h] por cada año considerado en el horizonte de planificación.

3.2.2 Función objetivo considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema .

$$\min fo = \sum_{i,j} \left(Inv_{i,j} \sum_l w_{i,j,l} \right) + \left(\sum_k Pg_k * b_k + \sum_i PNS_i * VOLL \right) * 8760 * t \quad (4.2)$$

Donde,

- $Inv_{i,j}$ El coste de inversión de la línea de transmisión entre $i - j$ [M\$].
- $w_{i,j,l}$ Variable binaria donde “1” representa la inclusión de una línea de transmisión entre $i - j$ en el $l - \text{ésimo}$ proyecto y “0” en caso contrario.
- Pg_k Potencia activa generada por el generador k [MW].
- b_k El coste de generar un MW del generador k [\$/].
- PNS_i Potencia no suministrada en el nodo i [MW].
- $VOLL$ Costo por potencia no suministrada [\$/MW].
- t Tiempo en años del horizonte de planificación.

En este enfoque se toma en cuenta el costo de inversión de los nuevos enlaces, el costo de operación de la generación en el sistema y el costo por potencia no suministrada

utilizando el mismo método empleado en el enfoque anterior. El costo asociado al despacho de los generadores ha sido reducido a b_k dado en [\$/MWh] extraído de otros autores en la literatura [18], luego ese valor se multiplica por el tiempo considerado en el horizonte de planificación anual, donde 8760[h] son consideradas en un año de planificación.

3.2.3 Función objetivo considerando la minimización de las emisiones de CO2.

$$\min fo = \sum_{(i,j)} \left(Inv_{i,j} \sum_l w_{i,j,l} \right) + \sum_k E_k * \pi_{CO2} * t + \sum_i PNS_i * VOLL * 8760 * t \quad (4.3)$$

Donde,

- $Inv_{i,j}$ Coste de inversión de la línea de transmisión entre $i - j$ [M\$].
- $w_{i,j,l}$ Variable binaria donde “1” representa la inclusión de una línea de transmisión entre $i - j$ en el $l - \text{ésimo}$ proyecto y “0” en caso contrario.
- PNS_i Potencia no suministrada en el nodo i [MW].
- $VOLL$ Costo por potencia no suministrada [\$/MW].
- t Tiempo en años del horizonte de planificación.

En la literatura existen diversas maneras de abordar el problema de emisiones de CO2 en el ámbito de la planificación. Los objetivos suelen centrarse en reducir las emisiones, en establecer una penalidad a las mismas o en limitar directamente las emisiones a un máximo determinado. En el contexto de este trabajo la reducción de emisiones sin considerar la potencia no suministrada resulta un problema para los objetivos presentados y el limitar las emisiones conlleva la adición de ciertas restricciones al modelo, por lo que para simplificar el modelo se ha optado por la aproximación de penalidades que resulta un modelo aplicado en varios países de la unión europea como se muestra en [19], [20].

A su vez E_k esta dado por la ecuación (4.4)

$$E_k = \sum_k P g_k * 8760 * \varepsilon_k - \varepsilon_{p_k} \quad (4.4)$$

Donde,

- $P g_k$ Potencia activa generada por el generador k [MW].
- ε_k Emisiones de CO2 por cada MWh del generador k [tCO2/MWh].
- ε_{p_k} Emisiones de CO2 anuales permitidas para el generador k [tCO2].
- π_{CO2} Penalización por sobrepasar el límite de emisiones de CO2 [\$/tCO2].

La función objetivo presentada considera el modelo de penalidades basado en un mercado donde no solo se penalizan las emisiones sino también se premia la reducción de estas debido a que los generadores tienen la capacidad de vender sus excedentes de derechos de emisión o comprar el déficit de derechos de emisión. Los valores tanto de emisiones como de derechos de emisiones y penalidad por las mismas son los empleados en la literatura [20] analizados con información de [19].

3.2.4 Restricciones

Todas las funciones objetivo presentadas, están sujetas a las restricciones propias del modelo DC, estas restricciones guardan relación con el balance de potencia, las restricciones de generación, los límites angulares y las capacidades de las líneas tanto existentes como candidatas. A continuación, se formularán las restricciones consideradas en el modelo.

3.2.4.1 Restricción angular.

$$\theta_i^{min} \leq \theta_i \leq \theta_i^{max}, \quad \forall i \quad (4.5)$$

Donde,

- θ_i Ángulo de voltaje en el nodo i [rad].
- θ_i^{max} Límite máximo de ángulo de voltaje en el nodo i [rad].
- θ_i^{min} Límite mínimo de ángulo de voltaje en el nodo i [rad].

3.2.4.2 Restricción de potencia activa en los generadores.

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max} \quad \forall k \quad (4.6)$$

Donde,

- P_{gk} Potencia activa generada por el k –esimo generador [MW].
- P_{gk}^{max} Potencia activa máxima del k –esimo generador [MW].
- P_{gk}^{min} Potencia activa mínima del k –esimo generador [MW].

Los límites de potencia activa son los mismos en todo el periodo de planificación al tratarse de un enfoque estático.

3.2.4.3 Restricción de flujos de potencia activa en las líneas.

$$F_{i,j,l} - \frac{1}{x_{i,j}}(\theta_i - \theta_j) \leq |M(1 - w_{i,j,l})| \quad \forall i,j,l \quad (4.7)$$

Donde,

- $F_{i,j,l}$ Potencia activa que fluye desde el nodo i hacia otro nodo j [MW].
- θ_i, θ_j Ángulo de voltaje en el nodo i, j [rad].

$x_{i,j}$	Reactancia de las líneas existes y candidatas [Ω].
$w_{i,j,l}$	Variable binaria donde “1” representa la inclusión de una línea de transmisión entre $i - j$ en el $l - \text{ésimo}$ proyecto y “0” en caso contrario.
M	Valor Big M

3.2.4.4 Restricción de flujos de potencia activa máxima en las líneas.

$$F_{i,j,l}^{\min} \leq F_{i,j,l} \leq F_{i,j,l}^{\max} \quad (4.8)$$

Donde,

$F_{i,j,l}$	Potencia activa que fluye desde el nodo i hacia otro nodo j [MW].
$ F_{i,j,l}^{\max} $	Potencia activa máxima que puede fluir desde el nodo i hacia otro nodo j , en el $l - \text{ésimo}$ elemento [MW].
$ F_{i,j,l}^{\min} $	Potencia activa mínima que puede fluir desde el nodo i hacia otro nodo j , en el $l - \text{ésimo}$ elemento [MW].

3.2.4.5 Restricción de balance de potencia.

$$\sum P_{g_i} + \sum_j F_{j,i,l} - \sum_j F_{i,j,l} - P_{d_i} - PNS_i = 0, \quad \forall i \quad (4.9)$$

Donde,

P_{g_i}	Potencia activa generada en el nodo i [MW].
$F_{i,j,l}$	Potencia activa que fluye desde el nodo i hacia otro nodo j [MW].
$F_{j,i,l}$	Potencia activa que fluye hacia el nodo i de otro nodo j [MW].
P_{d_i}	Demanda de potencia activa en el nodo i [MW].
PNS_i	Potencia no suministrada en el nodo i [MW].

Esta restricción hace que la sumatoria de flujos para cada nodo debe sea igual a cero.

3.2.5 Sistemas de prueba

En el presente trabajo se analiza y compara los resultados del modelo aplicado en los casos planteados en dos sistemas eléctricos. Se han seleccionado dos sistemas de prueba, los cuales son:

- El sistema” de “Garver de 6 Barras.
- El sistema de 24 barras de la IEEE.

Cada uno de estos sistemas ha sido explorado en la literatura por lo que la disponibilidad de los datos es alta y se pueden comparar los resultados con otros analizados en [18]. Para

cada sistema se analizará la factibilidad de cada solución al TNEP bajo los enfoques propuestos en los distintos casos.

3.2.5.1 Sistema de Garver 6 barras

El sistema de Garver es un sistema con “6” nodos, su topología base consta de 6 líneas que conectan 5 nodos, con el sexto aislado de la red como resultado de la expansión de la generación, inicialmente cuenta con una demanda de 760 MW, con una potencia instalada de 1380MW y su topología base se muestra en la figura 1.

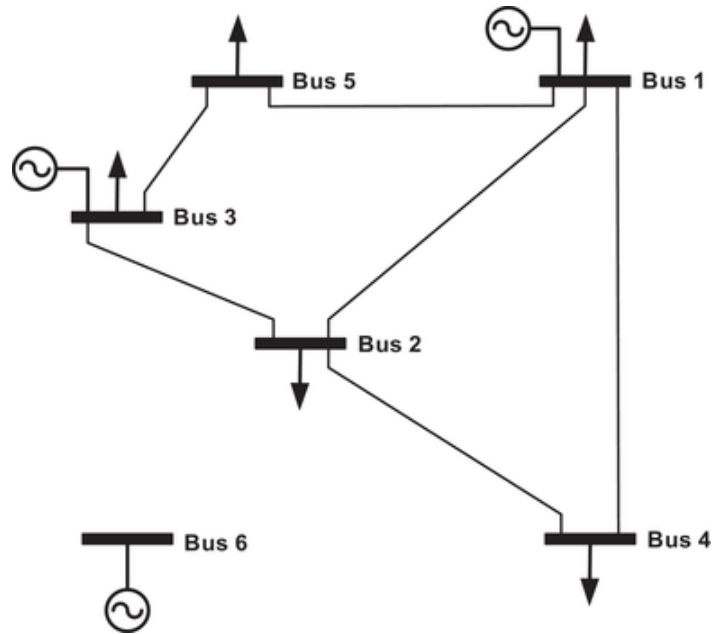


Figura 1 Sistema de Garver de 6 barras caso base. [18]

Los datos de demanda y generación en cada nodo se muestran en las tablas 3 y 4, respectivamente.

Tabla 3 Datos de Demanda en cada nodo.

Nodo	N1	N2	N3	N4	N5
Demanda	800	240	40	160	240

Tabla 4 Datos de generación.

Gen #	Pmin [MW]	Pmax [MW]	B [\$ /MW]	Factor de Emisiones [tCO ₂ /MWh]	Emisiones Permitidas [tCO ₂ /MWh]
G1	0	400	20	0.88	11000
G2	0	400	30	0.37	7900
G3	0	600	10	--	--

Los datos considerados para los costos de inversión en nuevas líneas han sido tomados de [18] y son resumidos en la tabla 5, donde se incluye las líneas candidatas que se

construirían conectándolas barras i y j , la reactancia de las líneas candidatas, su coste de inversión en millones de dólares, y las líneas que pertenecen a la topología base.

Tabla 5 Datos de líneas de transmisión.

Barra i	Barra j	Reactancia X [pu]	Capacidad max [MW]	Coste de inversión [M\$]	Topología base
N1	N2	0.4	100	40	1
N1	N4	0.6	80	60	1
N1	N5	0.2	100	20	1
N2	N3	0.2	100	20	1
N2	N4	0.4	100	40	1
N2	N6	0.3	100	30	0
N4	N6	0.3	100	30	0
N3	N5	0.2	100	20	1

3.2.5.2 Sistema de 24 barras del IEEE

La topología inicial de este sistema se muestra en la figura 2. El sistema de 138kV/230kV cuenta con 34 enlaces iniciales, la barra slack es la barra 13.

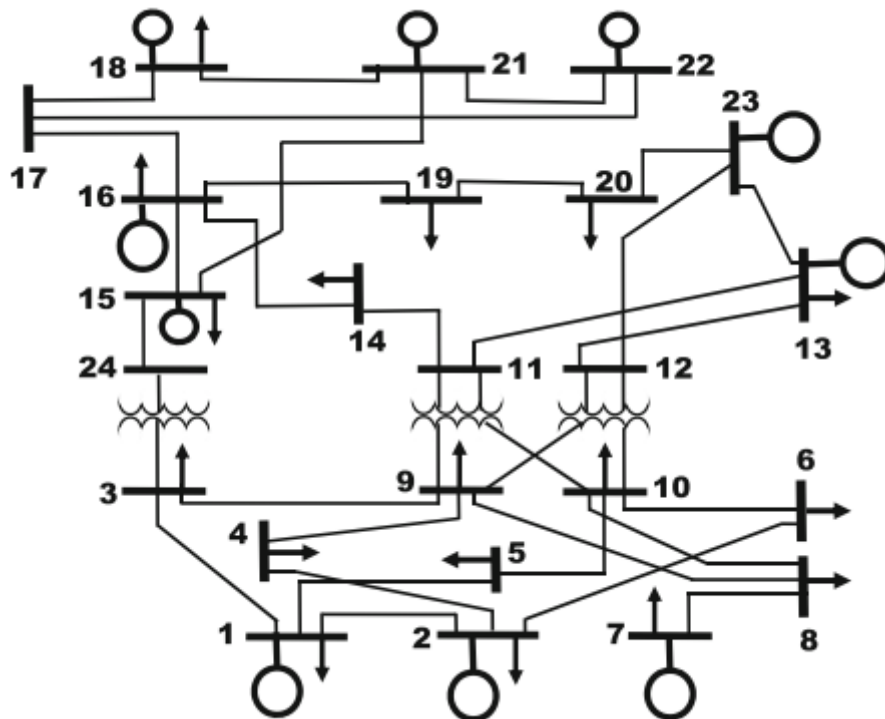


Figura 2 Sistema de 24 barras caso base.[18]

La demanda y generación en cada nodo se muestran en la tabla 6 y 7 respectivamente.

Tabla 6 Datos de Demanda en cada nodo.

NODO	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10	N11	N12
------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----

Demanda [MW]	145	130	242	99	95	183	168	230	235	262	0	0
NODO	N13	N14	N15	N16	N17	N18	N19	N20	N21	N22	N23	N24
Demanda [MW]	356	261	426	134	0	448	243	172	0	0	0	0

Tabla 7 Datos de generación.

Gen #	NODO	Pmin [MW]	Pmax [MW]	B [\$/MW]	Factor de Emisiones [tCO ₂ /MWh]	Emisiones Permitidas [tCO ₂ /MWh]
G1	N18	100	400	5.47	0.88	4800.00
G2	N21	100	400	10.47	0.37	4300.00
G3	N1	30.4	152	13.32	--	--
G4	N2	30.4	152	13.32	--	--
G5	N15	54.25	155	16.00	--	--
G6	N16	54.25	155	15.52	0.37	4900.00
G7	N23	108.5	310	10.52	0.88	9800.00
G8	N23	140.00	350	10.89	--	--
G9	N7	75.00	350	20.70	--	--
G10	N13	206.85	591	20.93	0.88	7900.00
G11	N15	12.00	60	26.11	--	--
G12	N22	--	300	15.52	0.37	4000.00
G13	N15	--	500	20.73	0.37	4300.00
G14	N21	--	500	20.93	0.37	4300.00

Los parámetros referentes a los enlaces incluyen: líneas candidatas que se construirían conectando las barras i y j, reactancia de las líneas candidatas, coste de inversión en millones de dólares, y líneas que pertenecen a la topología base. Todos estos datos se resumen en la tabla 8.

Tabla 8 Datos de líneas de transmisión.

Barra i	Barra j	Reactancia X [pu]	Capacidad max [MW]	Coste de inversión [M\$]	Topología base
N1	N2	0.0139	1.0	3.09	1
N1	N3	0.2112	1.0	56.74	1
N1	N5	0.0845	1.0	22.70	1
N1	N8	0.1344	1.0	35.00	0
N2	N4	0.1267	1.5	34.04	1
N2	N6	0.1920	1.5	51.58	1
N2	N9	0.1267	1.5	25.00	0
N3	N9	0.1190	1.5	31.98	1
N3	N24	0.0839	1.5	117.90	1
N4	N9	0.1037	1.0	27.85	1
N5	N10	0.0883	1.0	23.73	1
N6	N8	0.1920	1.0	30.00	0
N6	N10	0.0605	2.2	16.51	1

N7	N8	0.0614	2.2	16.51	1
N8	N9	0.1651	2.2	44.36	1
N8	N10	0.1651	3.0	44.36	1
N9	N11	0.0839	2.0	117.90	1
N9	N12	0.0839	2.0	117.90	1
N10	N11	0.0839	2.0	117.90	1
N10	N12	0.0839	2.0	117.90	1
N11	N13	0.0476	2.5	97.27	1
N11	N14	0.0418	2.5	85.48	1
N12	N13	0.0476	2.5	97.27	1
N12	N23	0.0966	2.5	197.48	1
N13	N14	0.0447	5.0	62.00	0
N13	N23	0.0865	5.0	176.85	1
N14	N16	0.0389	2.5	79.58	1
N14	N19	0.0620	2.5	23.70	0
N15	N16	0.0173	2.5	35.37	1
N15	N21	0.0245	5.0	200.43	1
N15	N24	0.0519	2.5	106.11	1
N16	N17	0.0259	2.5	53.06	1
N16	N19	0.0231	2.5	47.16	1
N17	N18	0.0144	2.5	29.48	1
N17	N22	0.1053	2.5	215.17	1
N18	N21	0.0130	2.5	106.11	1
N19	N20	0.0198	2.5	162.11	1
N19	N21	0.0130	2.5	88.43	0
N20	N23	0.0108	2.5	88.43	1
N21	N22	0.0678	2.5	138.53	1

4 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El problema del TNEP tiene como objetivo principal, determinar las líneas que resultan la mejor opción para la expansión del sistema de transmisión, mismas que variarán en función del objetivo analizado, como se mostró en la sección 3.2.

El objetivo de esta sección es analizar las variaciones en la topología del sistema para las diferentes perspectivas de planificación a través de los casos propuestos con el fin de identificar y comparar los beneficios para los distintos actores en el sistema. “En la tabla” 9 se presentan las abreviaciones de los casos, con el fin de facilitar la comprensión de cada uno.

- Caso 1: “TNEP considerando la minimización únicamente en los costos de inversión en transmisión”.

- Caso 2: “TNEP considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema”.
- Caso 3: TNEP considerando la minimización de las emisiones de CO2.

Tabla 9 Casos para el sistema de Garver y el sistema de 24 barras.

ABREVIACIÓN	DESCRIPCIÓN
G6B_ C1	TNEP considerando la minimización únicamente en los costos de inversión en transmisión aplicado al sistema de Garver.
G6B_ C2	TNEP considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema aplicado al sistema de Garver.
G6B_ C3	TNEP considerando la minimización de las emisiones de CO2 aplicado al sistema de Garver.
IEEE24B_ C1	TNEP considerando la minimización únicamente en los costos de inversión en transmisión aplicado al sistema de 24 barras.
IEEE24B_ C2	TNEP considerando minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema aplicado al sistema de 24 barras.
IEEE24B_ C3	TNEP considerando la minimización de las emisiones de CO2 aplicado al sistema de 24 barras.

4.1 Resultados en el sistema de Garver.

El modelo de planificación aplicado al sistema de Garver establece los proyectos que se deben ejecutar en la infraestructura del sistema para abastecer la totalidad de la demanda y a su vez facilitar la conexión del nuevo proyecto de generación ubicado en el sexto nodo. El modelo propuesto establece estos proyectos bajo distintos escenarios de planificación representados en los casos planteados anteriormente. Cada caso brinda una perspectiva de planificación diferente, con el propósito de analizar los costos de inversión, costos de operación, emisiones de carbono y congestión de la red resultante de las ampliaciones en infraestructura en un horizonte de planeación de 10 años.

Los datos empleados para este análisis se presentan en la sección 3.2.5. 1. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

4.1.1 Resultados G6B_ C1

Con fines netamente académicos, para este caso se ha considerado como objetivo la minimización únicamente de los costos de inversión de los nuevos enlaces, obteniendo los resultados que se presentan en la tabla 10.

Tabla 10 Resultados del sistema de Garver "G6B_C1".

Barra i	Barra j	FLUJO (MW)	TOPOLOGÍA INICIAL	LÍNEAS NUEVAS	TOPOLOGÍA NUEVA
N1	N2	-36.79	1	--	1
N1	N4	-26.90	1	--	1
N1	N5	153.21	1	--	1
N2	N3	126.79	1	1	2
N2	N4	-3.57	1	--	1
N2	N6	-400.00	--	1	1
N3	N5	86.79	1	1	2

El resultado determina que se deben incorporar en el sistema un total de 3 líneas nuevas, dos de ellas refuerzan elementos ya existentes, mientras que la última facilita la conexión del sexto nodo a la red. El costo de inversión es de M\$ 70, y el costo de operación de la nueva red ascendería a M\$ 1582.6. En cuanto al tema ambiental, la propuesta generaría emisiones de 33.60 millones de tCO2 provenientes del despacho de los generadores no renovables, y penalidades de M\$ 584.75 si consideramos un mercado de emisiones.

El plan de expansión encontrado permite al planificador abastecer la demanda, sin embargo, dado que el costo operativo no está optimizado dentro del problema, existe la posibilidad de obtener resultados más económicos con otras opciones de expansión, tal como se verá más adelante. En lo que respecta a los precios por congestión de la red, estos se analizan con el fin de considerar el beneficio que podrían obtener los inversionistas en transmisión, en el caso de que alguna de estas líneas sean líneas mercantes. Los resultados se detallan en la tabla 11:

"Tabla 11" Resultados "de" Congestión en la red "G6B_C1".

Barra i	Barra j	Diferencia de precios nodales (\$/MW)	Ingresos por congestión (M\$)
N1	N2	15.000	52.560
N1	N4	40.000	280.320
N1	N5	5.000	30.660
N2	N3	5.000	78.840
N2	N4	25.000	175.200
N2	N6	25.000	219.000
N3	N5	5.000	74.460

La línea con mayores ingresos por congestión es aquella que conecta los nodos 1 y 4, donde la diferencia de precios nodales es muy amplia y dado que el beneficio de los inversionistas en el sector de la transmisión es en parte las rentas de congestión, esta línea podría resultar atractiva para la inversión privada puesto que genera un ingreso de M\$ 280.32.

4.1.2 Resultados G6B_ C2

Para este caso se ha considerado la selección de una infraestructura que conlleve el menor costo de inversión y operación en el horizonte planificado. Esta dualidad implica una evaluación más completa de las decisiones en planificación buscando una eficiencia tanto de infraestructura en transmisión como en los aspectos operativos de la generación del sistema. Los resultados de este caso se detallan en la tabla 12.

Tabla 12 Resultados del sistema de" Garver "G6B_C2".

Barra i	Barra j	FLUJO (MW)	TOPOLOGÍA INICIAL	Líneas Nuevas	TOPOLOGÍA NUEVA
N1	N2	-36.79	1		1
N1	N4	-26.90	1		1
N1	N5	153.21	1	1	2
N2	N3	126.79	1	1	2
N2	N4	-3.57	1		1
N2	N6	-400.00		4	4
N3	N5	86.79	1		1
N4	N6	-190.48		2	2

El resultado determina que se deben agregar 8 líneas nuevas al sistema, de las cuales dos de ellas refuerzan los enlaces existentes entre los nodos 1-5 y 2-3, las seis líneas restantes ayudan al despacho del nuevo generador, lo que implica un costo de inversión de M\$220. Los costos operativos tienen un costo de M\$ 814.26, lo que resulta en que las emisiones de carbono del nuevo sistema sean de 13.07 millones de tCO₂ y en el enfoque de penalidades propuesto estas emisiones representan una penalidad de M\$ 225.38.

El plan resultante presenta una perspectiva integrada (inversión y operación), lo que conlleva una reducción en el costo total del mismo. Las emisiones de carbono han mejorado significativamente con respecto al caso anterior y en lo que respecta a los precios por congestión los resultados se presentan en la tabla 13.

Tabla 13 Resultados de Congestión en la red "G6B_C2".

Barra i	Barra j	Diferencia de precios nodales (\$/MW)	Ingresos por congestión (M\$)
N1	N2	2.051	6.266

N1	N4	5.128	0.921
N1	N5	0.684	11.774
N2	N3	0.684	4.997
N2	N4	7.179	23.867
N2	N6	7.949	174.493
N3	N5	0.684	2.601
N4	N6	15.128	265.046

En vista que el beneficio de los inversionistas en el sector de la transmisión es en parte las rentas de congestión la línea 4-6 podría resultar atractiva para la inversión privada, puesto que es la línea con mayor diferencia de precios nodales y genera un ingreso de M\$ 265.046.

4.1.3 Resultados G6B_ C3

Para este caso se considera mayormente la reducción de emisiones de carbono, sin dejar de lado los costos de inversión en el TNEP. Los resultados se muestran en la tabla 14 y son el efecto de una planificación que penaliza el exceso emisiones de CO2.

Tabla 14 Resultados del sistema de Garver "G6B_C3".

Barra i	Barra j	FLUJO ij (MW)	TOPOLOGÍA INICIAL	Líneas Nuevas	TOPOLOGÍA NUEVA
N1	N2	-67.23	1		1
N1	N4	-42.89	1		1
N1	N5	40.00	1		1
N2	N3	74.46	1		1
N2	N4	-2.89	1		1
N2	N6	-384.58		4	4
N3	N5	200.00	1	1	2
N4	N6	-200.00		2	2

Los resultados de este caso consideran la incorporación de 7 líneas nuevas al sistema, de las cuales solo una línea refuerza un enlace previo, mientras que las otras seis crean enlaces nuevos, lo que conlleva un costo de inversión de M\$ 200 y un costo de operación de M\$ 964.44. En cuanto al aspecto ambiental se tiene que este modelo generaría emisiones de 6.13 millones de tCO2 por parte de los generadores no renovables, lo que mediante el modelo de penalidades propuesto resulta en M\$ 103.92. Finalmente, los precios por congestión de la red se detallan en la tabla 15.

Tabla 15 Resultados de Congestión en la red "G6B_C3".

Barra i	Barra j	Diferencia de precios nodales (\$/MW)	Ingresos por congestión (M\$)
N1	N2	3.729	4.651

N1	N4	13.220	25.125
N1	N5	16.271	142.536
N2	N3	6.271	6.332
N2	N4	9.492	15.220
N2	N6	13.729	269.881
N3	N5	6.271	76.910
N4	N6	23.220	406.820

En este caso la diferencia de precios nodales más alta se presenta en las líneas que conecta los nodos 4 y 6, otra línea que presenta una amplia diferencia de precios nodales es la línea que conecta los nodos 1 y 5, sin embargo, el flujo de potencia hace que los ingresos por congestión sean mucho mayores en los enlaces 2-6 y 4-6, así los enlaces en estas líneas son los más atractivos con un ingreso de M\$ 269.881 y M\$ 406.82 respectivamente.

4.1.4 Discusión de resultados en el sistema de Garver

En esta sección se analizan y comparan los resultados obtenidos para el sistema de Garver. Los beneficios de cada plan se evalúan para los diferentes actores involucrados en el TNEP: la sociedad (usuarios del sistema eléctrico), el medio ambiente, y los inversionistas en transmisión.

A continuación, se recogen los resultados obtenidos con cada plan en la tabla 16:

Tabla 16 Comparativa de los planes de expansión en el sistema de Garver.

	Líneas nuevas	Costo de Inversión [M\$]	Costo de Operación [M\$]	Costo total de TNEP [M\$]	EMISIONES [millones de tCO ₂]
G6B_C1	$L_{2-3} = 1$ $L_{2-6} = 1$ $L_{3-5} = 1$ Total 3 líneas	70	1582.6	1652.6	33.60
G6B_C2	$L_{1-5} = 1$ $L_{2-3} = 1$ $L_{2-6} = 4$ $L_{4-6} = 2$ Total 6 líneas	220	814.26	1034.26	13.07
G6B_C3	$L_{2-6} = 4$ $L_{3-5} = 1$ $L_{4-6} = 2$ Total 7 líneas	200	964.44	1164.44	6.13

El principal beneficio para la sociedad radica en dos aspectos fundamentales: la obtención de un plan de mínimo costo, tanto de operación, como inversión, objetivos que se alcanzan parcialmente con el caso 1 y completamente con el caso 2.

La perspectiva presentada en el primer caso resulta económica en inversión, sin embargo, un análisis más profundo muestra que los costos de operación de este incrementan significativamente cuando el plan se pone en ejecución, y por lo tanto si se considera el costo integral del sistema de transmisión (inversión + operación), resulta en un plan caro, dando lugar a costos altos de operación que finalmente se trasladarán a los consumidores finales. El segundo caso considera la dualidad de los objetivos (inversión + operación), esto ayuda a disminuir el costo total del plan situándose como la opción más económica de los tres casos presentados. Este caso resulta un 37.41% más económico que el primer caso y un 12.59% más económico que el tercer caso.

Referente al medio ambiente el primer caso exhibe una considerable repercusión siendo el que mayor concentración de CO₂ emite. El segundo caso, aunque no busca directamente la reducción de emisiones consigue reducirlas en un 59.23%, probablemente debido a que las centrales renovables consideradas resultan más económicas que el resto de las centrales. Finalmente, se observa que el tercer caso logra la reducción de las emisiones de CO₂ en un 81.76% con respecto al primer caso y un 53.11% con respecto al segundo caso.

Por otra parte, se ha considerado analizar en cuál de los escenarios, los resultados son más atractivos para la participación de inversionistas en el sector de la transmisión, aspecto que se considera analizar dado que los modelos regulatorios actuales, consideran la participación total o parcial de empresas privadas en la expansión y operación de líneas de transmisión.

En este sentido la métrica para estimar los beneficios en transmisión resulta del análisis de los precios por congestión en cada sistema. La comparación de estos precios se recoge en la tabla 17, de donde se observa que los enlaces que presenta el mayor rédito económico son los enlaces 4-6, resultantes del caso G6B_C3 que minimiza las emisiones de CO₂, el cual generaría un ingreso de M\$ 406.82 por las dos líneas de transmisión, no obstante, existen otros enlaces como 1-5 o 2-6 que también ofrecen réditos económicos considerables.

En contraste el caso G6B_C2 es el que menor posibilidad de inversión demuestra, esto en vista de que la mayoría de sus enlaces tienen valores por congestión bajos debido a la naturaleza del despacho de generación. Por otra parte, el caso G6B_C1 a pesar de no

contar con un claro candidato con réditos económicos muy destacados presenta tres candidatos con ingresos moderados como los enlaces 1-4,2-4 y 2-6.

Tabla 17 Comparativa de los ingresos para el transmisor en el sistema de Garver.

Barra i	Barra j	Ingresos para el Transmisor (M\$)		
		G6B_C1	G6B_C2	G6B_C3
N1	N2	52.560	6.266	4.651
N1	N4	280.320	0.921	25.125
N1	N5	30.660	11.774	142.536
N2	N3	78.840	4.997	6.332
N2	N4	175.200	23.867	15.220
N2	N6	219.000	174.493	269.881
N3	N5	74.460	2.601	76.910
N4	N6	--	265.046	406.820

Haciendo un balance general de los escenarios presentados para el sistema de Garver, se destaca el plan del caso “G6B_C3” como el que alcanza beneficios más equitativos para todos los actores involucrados. Este caso logra una reducción significativa de emisiones, sin elevar los costos asociados en inversión y operación, asimismo es el que presenta el mayor beneficio económico para motivar la participación de inversionistas en transmisión.

4.2 Resultados en el sistema de 24 barras de la IEEE .

Los datos empleados para este análisis son los presentados en la sección 3.2.5.2. A continuación se presentan los resultados obtenidos .

4.2.1 Resultados IEEE24B_ C1

Los resultados del caso “IEEE24B_ C1” bajo la perspectiva de minimización en los costos de inversión en transmisión se presentan en la tabla 18.

Tabla 18 Resultados del sistema IEEE de 24 barras “IEEE24B_ C1”.

Barra i	Barra j	FLUJO ij (MW)	TOPOLOGÍA INICIAL	Líneas Nuevas	TOPOLOGÍA NUEVA
N1	N2	-300.00	1	2	3
N1	N3	100.00	1	--	1
N1	N5	174.71	1	1	2
N2	N4	115.13	1	--	1
N2	N6	106.26	1	--	1
N3	N9	-52.92	1	--	1
N3	N24	-88.98	1	--	1
N4	N9	15.68	1	--	1
N5	N10	79.29	1	--	1
N6	N10	-76.51	1	--	1

N7	N8	660.00	1	2	3
N8	N9	216.43	1	--	1
N8	N10	213.76	1	--	1
N9	N11	-14.68	1	--	1
N9	N12	-41.32	1	--	1
N10	N11	-9.44	1	--	1
N10	N12	-36.08	1	--	1
N11	N13	-108.95	1	--	1
N11	N14	84.82	1	--	1
N12	N13	-61.99	1	--	1
N12	N23	-15.41	1	--	1
N13	N23	16.91	1	--	1
N14	N16	-175.90	1	--	1
N15	N16	72.68	1	--	1
N15	N21	-372.68	1	--	1
N15	N24	88.98	1	--	1
N16	N17	-247.89	1	--	1
N16	N19	165.27	1	--	1
N17	N18	-107.46	1	--	1
N17	N22	-140.43	1	--	1
N18	N21	-186.89	1	--	1
N19	N20	-77.98	1	--	1
N20	N23	-250.00	1	--	1
N21	N22	-159.57	1	--	1

El plan obtenido incorpora un total de 5 líneas nuevas que refuerzan los enlaces existentes entre los nodos 1-2, 1-5 y 7-8, lo que conlleva un costo de inversión de M\$ 61.90. Esta configuración conduce a un escenario de operación que facilita el despacho de potencia activa de los nuevos generadores ubicados en los nodos 2 y 7, y que representan M\$ 5483.45 en costos operativos asociados a este caso.

El total de emisiones es de 138.79 millones de tCO₂ en el horizonte de planificación las cuales representarían penalidades por M\$2451.07.

En lo que respecta a los precios por congestión de la red, los resultados se presentan en la tabla 19.

Tabla 19 Resultados de Congestión en la red "IEEE24B_C1".

Barra i	Barra j	Diferencia de precios nodales (\$/MW)	Ingresos por congestión (M\$)
N1	N2	0.39	8.01
N1	N3	11.83	103.62
N1	N5	1.32	15.98
N2	N4	2.44	26.36

N2	N6	1.75	18.06
N3	N9	6.99	32.36
N3	N24	1.24	9.64
N4	N9	2.00	4.14
N5	N10	1.38	5.18
N6	N10	0.55	3.13
N7	N8	3.17	183.45
N8	N9	1.07	20.03
N8	N10	1.07	20.40
N9	N11	2.06	2.24
N9	N12	4.83	16.46
N10	N11	4.21	7.45
N10	N12	2.68	10.98
N11	N13	6.31	63.49
N11	N14	8.67	62.48
N12	N13	0.58	3.47
N12	N23	9.83	15.15
N13	N23	10.41	16.23
N14	N16	8.07	126.08
N15	N16	9.81	62.82
N15	N21	13.53	442.40
N15	N24	0.76	5.96
N16	N17	36.39	796.97
N16	N19	5.13	74.27
N17	N18	6.87	72.97
N17	N22	7.94	89.50
N18	N21	6.18	91.34
N19	N20	4.40	30.04
N20	N23	42.98	941.31
N21	N22	5.11	63.54

De la tabla 19 se observa que la red no presenta diferencias de precios nodales significativas, lo que limita los ingresos por congestión para un inversionista en transmisión, sin embargo, existen ciertos nodos que aun podrían resultar atractivos como los enlaces 15-21,16-17 y 20-23, que representan ingresos por M\$ 442.40, M\$ 796.97 y M\$ 941.31 respectivamente. Todos estos enlaces cuentan con una sola línea y corresponden a líneas existentes que podrían entregarse en concesión a un operador y no conllevan costos de inversión para el privado, sino de una venta.

4.2.2 Resultados IEEE24B_C2

Los resultados del caso “IEEE24B_C2” muestran el plan de expansión en transmisión considerando una preocupación por el despacho de la generación, estos resultados se muestran en la tabla 20.

Tabla 20 Resultados del sistema IEEE de 24 barras “IEEE24B_C2”.

Barra i	Barra j	FLUJO ij (MW)	TOPOLOGÍA INICIAL	Líneas Nuevas	TOPOLOGÍA NUEVA
N1	N2	-100.00	1	--	1
N1	N3	37.93	1	--	1
N1	N5	68.92	1	--	1
N2	N4	55.59	1	--	1
N2	N6	63.10	1	--	1
N3	N9	-58.05	1	--	1
N3	N24	-145.92	1	--	1
N4	N9	-43.86	1	--	1
N5	N10	-26.50	1	--	1
N6	N10	-119.68	1	--	1
N7	N8	660.00	1	2	3
N8	N9	207.89	1	--	1
N8	N10	222.30	1	--	1
N9	N11	-45.41	1	--	1
N9	N12	-83.80	1	--	1
N10	N11	-73.77	1	--	1
N10	N12	-112.16	1	--	1
N11	N13	-129.90	1	--	1
N11	N14	10.72	1	--	1
N12	N13	-62.24	1	--	1
N12	N23	-133.72	1	--	1
N13	N23	-115.09	1	--	1
N14	N16	-250.00	1	--	1
N15	N16	-10.38	1	--	1
N15	N21	-408.62	1	--	1
N15	N24	145.92	1	--	1
N16	N17	-243.86	1	--	1
N16	N19	4.08	1	--	1
N17	N18	-106.04	1	--	1
N17	N22	-137.81	1	--	1
N18	N21	-153.57	1	--	1
N19	N20	-239.17	1	--	1
N20	N23	-411.19	1	1	2
N21	N22	-162.19	1	--	1

El plan obtenido en este caso conlleva un costo de inversión de M\$ 121.44 con la incorporación de tres líneas distribuidas en los enlaces que conectan los nodos 7-8 y 20-23. Los costos operativos asociados a la generación son de M\$ 5039.51, lo que representa una reducción porcentual del 8.81% representando un ahorro de M\$ 443.94 en costos operativos con respecto al caso anterior. En este contexto el sistema generaría un total de 137.72 millones de tCO2 que equivalen a M\$ 2402.31 en penalidades. Finalmente, los precios por congestión en la red resultante se muestran en la tabla 21.

Tabla 21 Resultados de Congestión en la red "IEEE24B_C2".

Barra i	Barra j	Diferencia de precios nodales (\$/MW)	Ingresos por congestión (M\$)
N1	N2	0.39	3.42
N1	N3	0.13	0.41
N1	N5	0.09	0.55
N2	N4	0.11	0.52
N2	N6	0.16	0.88
N3	N9	0.07	0.34
N3	N24	0.06	0.84
N4	N9	0.09	0.33
N5	N10	0.09	0.21
N6	N10	0.05	0.52
N7	N8	--	--
N8	N9	0.01	0.12
N8	N10	0.01	0.13
N9	N11	0.01	0.04
N9	N12	0.01	0.07
N10	N11	0.01	0.06
N10	N12	0.01	0.09
N11	N13	--	--
N11	N14	--	--
N12	N13	--	--
N12	N23	--	--
N13	N23	--	--
N14	N16	--	--
N15	N16	--	--
N15	N21	--	--
N15	N24	--	--
N16	N17	--	--
N16	N19	--	--
N17	N18	--	--
N17	N22	--	--
N18	N21	--	--
N19	N20	--	--
N20	N23	--	--
N21	N22	--	--

Como se evidencia en la tabla 21 varios enlaces no tienen una diferencia de precios nodales, esto debido a que el plan presentado logra igualar los precios de la energía en la mayoría de los nodos de la red, por esta razón el plan no contiene enlaces cuyos réditos económicos puedan ser atractivos y lo vuelve inviable para el inversionista en transmisión. Sin bien es un plan económico en términos de inversión y operación, su construcción deberá ser financiada totalmente por el planificador debido a que este escenario presenta poca o nulas ganancias a los posibles inversionistas.

4.2.3 Resultados IEEE24B_ C3

El caso “IEEE24B_C3” incluye la preocupación ambiental al TNEP en el sistema de 24 barras, el resultado del plan teniendo en cuenta esta perspectiva se muestra en la tabla 22.

Tabla 22 Resultados del sistema IEEE de 24 barras “IEEE24B_C3”.

Barra i	Barra j	FLUJO ij (MW)	TOPOLOGÍA INICIAL	Línea Nuevas	TOPOLOGÍA NUEVA
N1	N2	-283.28	1	2	3
N1	N3	100	1	--	1
N1	N5	190.14	1	1	2
N2	N4	123.31	1	--	1
N2	N6	113.93	1	--	1
N3	N9	-36.44	1	--	1
N3	N24	-105.47	1	--	1
N4	N9	23.86	1	--	1
N5	N10	94.72	1	--	1
N6	N10	-68.84	1	--	1
N7	N8	660.00	1	2	3
N8	N9	216.27	1	--	1
N8	N10	213.92	1	--	1
N9	N11	-1.06	1	--	1
N9	N12	-30.43	1	--	1
N10	N11	3.55	1	--	1
N10	N12	-25.82	1	--	1
N11	N13	-14.07	1	--	1
N11	N14	16.56	1	--	1
N12	N13	37.70	1	--	1
N12	N23	-93.95	1	--	1
N13	N23	-125.66	1	--	1
N14	N16	-244.16	1	--	1
N15	N16	63.10	1	--	1
N15	N21	-379.59	1	--	1
N15	N24	105.47	1	--	1

N16	N17	-250.00	1	--	1
N16	N19	89.55	1	--	1
N17	N18	-109.87	1	--	1
N17	N22	-140.13	1	--	1
N18	N21	-180.28	1	--	1
N19	N20	-153.70	1	--	1
N20	N23	-325.72	1	1	2
N21	N22	-159.87	1	--	1

El plan obtenido de este caso considera la incorporación de seis líneas al sistema, las cuales refuerzan enlaces existentes entre los nodos 1-2, 1-5, 7-8 y 20-23, estos enlaces resultan muy similares a los del caso IEE24B_C1, con excepción del enlace 20-23. El costo de inversión alcanza M\$150.32 y los costos de operativos son de M\$ 5185.49. Este enfoque de planificación logra reducir las emisiones a 119.45 millones de tCO2 mismas que se traducen en penalidades de M\$ 2082.6. Finalmente, los precios por congestión de la red resultante se muestran en la tabla 23.

Tabla 23 Resultados de Congestión en la red "IEEE24B_C3".

Barra i	Barra j	Diferencia de precios nodales (\$/MW)	Ingresos por congestión (M\$)
N1	N2	0.02	0.35
N1	N3	0.72	4.37
N1	N5	0.15	1.46
N2	N4	0.07	0.55
N2	N6	0.21	1.82
N3	N9	0.86	3.35
N3	N24	0.89	9.93
N4	N9	0.05	0.02
N5	N10	0.16	0.23
N6	N10	0.07	0.51
N7	N8	0.00	0.00
N8	N9	0.08	1.31
N8	N10	0.08	1.38
N9	N11	0.68	1.74
N9	N12	0.07	0.42
N10	N11	0.51	2.18
N10	N12	0.23	1.79
N11	N13	0.60	4.61
N11	N14	1.12	1.05
N12	N13	0.15	0.25
N12	N23	0.66	7.91
N13	N23	0.81	10.15
N14	N16	3.38	74.12
N15	N16	0.70	0.98

N15	N21	1.26	44.25
N15	N24	0.55	6.14
N16	N17	3.17	69.38
N16	N19	0.37	1.19
N17	N18	0.64	6.21
N17	N22	0.74	8.94
N18	N21	0.57	7.97
N19	N20	0.32	5.78
N20	N23	0.17	5.78
N21	N22	0.47	6.70

Como se evidencia en la tabla 29, el resultado del plan de expansión conlleva una reducida diferencia de precios nodales, lo que implica bajos ingresos por congestión por la operación de las misma. Por otra parte, las dos líneas que perciben mayores ingresos son las líneas que conectan los nodos 14-16 y 16-17, las que generan un ingreso de M\$ 74.12 y M\$ 69.38 respectivamente.

4.2.4 Discusión de resultados en el sistema de 24 barras de la IEEE

Esta sección analiza y compara los resultados presentados para el sistema de 24 barras de la IEEE, mismos que se resumen en la tabla 24.

Tabla 24 Comparativa de los planes de expansión en el sistema de 24 barras.

	Líneas nuevas	Costo de Inversión [M\$]	Costo de Operación [M\$]	Costo total de TNEP [M\$]	EMISIONES [millones de tCO ₂]
IEEE24B_C1	$L_{1-2} = 2$ $L_{1-5} = 1$ $L_{7-8} = 2$ Total 5 líneas	61.90	5483.45	5545.35	138.79
IEEE24B_C2	$L_{7-8} = 2$ $L_{20-23} = 1$ Total 3 líneas	121.44	5039.51	5160.95	137.72
IEEE24B_C3	$L_{1-2} = 2$ $L_{1-5} = 1$ $L_{7-8} = 2$ $L_{20-23} = 1$ Total 6 líneas	150.32	5185.49	5335.81	119.45

En el aspecto económico, el primer caso, si bien es el plan con mínimo costo de inversión (50% del costo de las otras opciones), a medida que se considera el resto de los factores

como los costos operativos de generación y las emisiones de CO2 este se vuelve menos atractivo. El segundo caso disminuye los costos totales al tomar en cuenta inversión y operación, este plan resulta M\$ 384.4 más económico que el primer caso y M\$ 174.86 que el tercer caso, en este sentido, este caso conlleva un plan de expansión muy eficiente que es capaz de nivelar el costo de la energía a lo largo de todo el sistema. Finalmente, el tercer caso presenta la mayor inversión en transmisión, no obstante, su costo operativo es menor al primer caso.

Con relación al beneficio ambiental, el plan obtenido en el primer caso produce gran cantidad de emisiones siendo estas las mayores de todos los casos tratados. El segundo caso presenta una ligera mejora en el escenario de emisiones de CO2, disminuyendo alrededor de 1.07 millones de tCO2, mientras que el tercer caso logra limitar significativamente las emisiones de carbono a la atmosfera. La disminución alcanzada corresponde a una reducción del 13.94% con respecto al segundo caso.

El beneficio de inversionistas en transmisión se evaluó tomando en cuenta la comparación de los precios por congestión y diferencia de precios nodales encontrados en cada plan obtenido, sin embargo, este sistema resulta bastante limitante al momento de incorporar inversión privada, puesto que los tres casos presentan bajos réditos económicos como se muestra en la tabla 25. A pesar de lo expuesto cabe destacar que el primer caso presenta líneas que pueden resultar atractivas en el enlace 15-21. Por el contrario, en los planes restantes se alcanzan precios nodales bastante similares y los ingresos por congestión resultan bajas.

Tabla 25 Comparativa de precios por congestión en el sistema IEEE de 24 barras.

Barra i	Barra j	Ingresos por congestión (M\$)		
		IEEE24B_C1	IEEE24B_C2	IEEE24B_C3
N1	N2	8.01	3.42	0.35
N1	N3	103.62	0.41	4.37
N1	N5	15.98	0.55	1.46
N2	N4	26.36	0.52	0.55
N2	N6	18.06	0.88	1.82
N3	N9	32.36	0.34	3.35
N3	N24	9.64	0.84	9.93
N4	N9	4.14	0.33	0.02
N5	N10	5.18	0.21	0.23
N6	N10	3.13	0.52	0.51
N7	N8	183.45	--	0.00
N8	N9	20.03	0.12	1.31
N8	N10	20.40	0.13	1.38
N9	N11	2.24	0.04	1.74

N9	N12	16.46	0.07	0.42
N10	N11	7.45	0.06	2.18
N10	N12	10.98	0.09	1.79
N11	N13	63.49	--	4.61
N11	N14	62.48	--	1.05
N12	N13	3.47	--	0.25
N12	N23	15.15	--	7.91
N13	N23	16.23	--	10.15
N14	N16	126.08	--	74.12
N15	N16	62.82	--	0.98
N15	N21	442.40	--	44.25
N15	N24	5.96	--	6.14
N16	N17	796.97	--	69.38
N16	N19	74.27	--	1.19
N17	N18	72.97	--	6.21
N17	N22	89.50	--	8.94
N18	N21	91.34	--	7.97
N19	N20	30.04	--	5.78
N20	N23	941.31	--	5.78
N21	N22	63.54	--	6.70

Haciendo un balance general de los escenarios presentados para el sistema de 24 barras, se destaca el plan del caso "IEEE24B_C3" como el que alcanza beneficios más equitativos para todos los actores involucrados. Este caso logra la mayor reducción de emisiones de CO₂, y a pesar de elevar los costos del plan de expansión en M\$ 174.86 este caso permite la participación limitada de inversionistas en transmisión, en contraste con el caso "IEEE24B_C2" que destaca más bien por la reducción en el costo del plan sin dar oportunidad de inversión.

5 Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

- En el presente trabajo de integración curricular se resuelve el problema de la planificación de la expansión de la transmisión considerando distintos escenarios u objetivos, permitiendo comparar cómo cambian los beneficios para los distintos actores o interesados, cuando se consideran los objetivos de: minimización en los costos de inversión en transmisión, minimización conjunta en los costos de inversión en transmisión y operación del sistema, y finalmente minimización de emisiones de CO₂.

- Para la resolución del problema se desarrolló un modelo de optimización lineal entera mixta programado en GAMS, que consideró un modelo relajado DC en conjunto con las restricciones asociadas al balance de potencia en los nodos, los límites en los flujos de potencia, las condiciones operativas de la generación, además del análisis económico, ambiental y de congestión de la red en las soluciones encontradas.
- El modelo desarrollado se implementó en dos sistemas de prueba, el primero el sistema de prueba de Garver y el segundo, el sistema de 24 barras de IEEE. Para dichos sistemas se han obtenido los planes de expansión en cada escenario, se han evaluado los beneficios para las partes interesadas, y finalmente, se ha identificado el plan que conlleva un beneficio más equitativo para todos los actores involucrados en el problema del TNEP.
- Los planes obtenidos para cada sistema de prueba destacan la diferencia del plan de expansión en un sistema pequeño y otro más complejo. El sistema de Garver experimenta cambios notables en su topología dependiendo del enfoque de planificación mientras que en el sistema de 24 barras los planes obtenidos difieren, pero contienen elementos comunes entre ellos.
- La evaluación de los resultados de los planes bajo los distintos escenarios destaca la importancia de una planificación integral. Los casos de minimización de inversión en transmisión, casos "GB6_C1" y "IEEE24B_C1" reducen el costo de inversión del plan de expansión (hasta 50%), sin embargo, no benefician al conjunto, los inversionistas en líneas pueden aprovechar las rentas de congestión y recibir ingresos extraordinarios (M\$ 442.40 en "IEEE24B_C1"), pero los usuarios de hecho se verían afectados por los costos integrales de operación del sistema.
- Los casos "GB6_C2" y "IEEE24B_C2" al considerar la minimización conjunta en transmisión y operación reducen significativamente el costo total del plan (hasta 37.41% en "GB6_C2"), beneficiando de esta forma al conjunto, sin que esto signifique el escenario más alto de emisiones. Los casos que consideran un enfoque ambiental, casos "GB6_C3" y "IEEE24B_C3" presentan bajas emisiones además de enlaces con ingresos atractivos (hasta M\$406.82 en "GB6_C3") para los inversionistas en transmisión. Así las diferencias de los planes obtenidos en los aspectos económicos, ambientales y de congestión de la red evidencian que una planificación integral conlleva un beneficio más equitativo para todos los actores involucrados en el problema del TNEP.

- Es fundamental contar con datos precisos de la generación y demanda futuras, así como de las características de la red preexistente para obtener resultados viables al problema del TNEP, dado que es un estudio realizado para satisfacer las necesidades futuras de la red. Estas necesidades futuras siempre estarán sujetas a cierta incertidumbre, pero en este caso han sido analizadas de forma determinística.

5.2 Recomendaciones

- El presente trabajo ha abarcado algunas perspectivas de planificación, sin embargo, el estudio puede extenderse para considerar otros aspectos importantes como el análisis de seguridad, mediante restricciones que aseguren el funcionamiento del sistema ante contingencias N-1, y asegurar parámetros de calidad para garantizar el suministro de todos los usuarios ante contingencias en la red.
- En futuros trabajos se recomienda también la inclusión de diferentes escenarios para las distintas perspectivas de planificación, considerando incertidumbre en los parámetros de entrada como la demanda, el precio por las emisiones, la disponibilidad del recurso en las centrales renovables, redespachos, así como una planificación conjunta de transmisión y generación, de manera que la generación no sea un parámetro si no que sea incluida como variable de decisión en el modelo de optimización.
- Debido a que el marco regulatorio actual en ciertos países permite la inclusión parcial de inversionistas privados, se recomienda el análisis del TNEP buscando la maximización del beneficio de los mismo restringido a los criterios de confiabilidad evitando el beneficio excesivo.
- Se puede realizar un análisis del TNEP juntando las perspectivas analizadas individualmente en este trabajo para conseguir un plan conjunto más amplio que balance los beneficios de cada uno de los actores, incentivando una optimización multiobjetivo del TNEP.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. Duncan. Glover and M. S. Sarma, *Sistemas de potencia: análisis y diseño*. Cengage Learning, 2004.

- [2] B. M. Weedy, J. Aguilar Peris, and J. de la. Rubia Pacheco, *Sistemas eléctricos de gran potencia*. Barcelona: Reverté, 1982. Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: https://www.reverte.com/libro/sistemas-electricos-gran-potencia_81689/
- [3] F. Baisel and T. Sackey, "Generation transmission and distribution of electrical energy in Ghana," *IEEE AFRICON Conference*, vol. 1992-September, pp. 291–294, 1992, doi: 10.1109/AFRCON.1992.624476.
- [4] M. H. Brown and R. P. Sedano, "Electricity transmission: a primer," *State Legis*, pp. 1–265, 2004, Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/primer.pdf>
- [5] Y. Gu, M. Ni, and R. Bo, "Transmission expansion planning considering economic and reliability criteria," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2012, pp. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345475.
- [6] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 312–319, Jul. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.015.
- [7] Rong Fu, Ping Wei, Yong Sun, and Guoqing Tang, "A new congestion monitoring index constrained multistage transmission expansion planning under market environment," in *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, IEEE, Apr. 2008, pp. 978–983. doi: 10.1109/DRPT.2008.4523548.
- [8] H. Fan, H. Cheng, and L. Yao, "A Bi-Level Programming Model for Multistage Transmission Network Expansion Planning in Competitive Electricity Market," in *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, IEEE, Mar. 2009, pp. 1–6. doi: 10.1109/APPEEC.2009.4918033.
- [9] C. Rathore, S. Sundeep, M. Mishra, and R. Roy, "Transmission expansion planning considering environmental issue," *International Conference on Control, Instrumentation, Energy and Communication, CIEC 2014*, pp. 451–456, Nov. 2014, doi: 10.1109/CIEC.2014.6959129.
- [10] L. P. Garcés, A. J. Conejo, R. García-Bertrand, and R. Romero, "A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1513–1522, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021230.

- [11] A. Duque Gómez, “Planeamiento multietapa de la expansión de redes de transmisión usando particiones de red e identificación de variables principales.” Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2014. Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <https://repositorio.utp.edu.co/handle/11059/4650>
- [12] S. Binato and G. C. Oliveira, “A heuristic procedure to cope with multi-year transmission expansion planning.” 1995.
- [13] Niharika, S. Verma, and V. Mukherjee, “Transmission expansion planning: A review,” in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, IEEE, Apr. 2016, pp. 350–355. doi: 10.1109/ICEETS.2016.7583779.
- [14] M. X. Pacheco Hurtado and M. D. Torres, “Planificación de la expansión del sistema de transmisión (TEP) considerando reducción de escenarios mediante la aplicación de Machine Learning.,” 2021, Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/54257>
- [15] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 312–319, Jul. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2013.03.015.
- [16] P. Marín, “Elaboración de un modelo de planificación dinámica para la expansión óptima de redes de transmisión de energía eléctrica en sistemas de generación hidrotérmica.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=71827>
- [17] D. Manchado, “Modelo de optimización AC -programación no lineal entera mixta- para la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión de energía eléctrica.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=99798>
- [18] A. Soroudi, *Power system optimization modeling in GAMS*. Springer International Publishing, 2017. doi: 10.1007/978-3-319-62350-4.
- [19] A. D. Ellerman and P. L. Joskow, “Prepared for the Pew Center on Global Climate Change The European Union’s Emissions Trading System in perspective,” 2008.
- [20] A. K. Kazerooni and J. Mutale, “Transmission network planning under security and environmental constraints,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 1169–1178, May 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2036800.

