

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

ANÁLISIS DEL ESTADO DEL ARTE DE LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN.

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA**

KATHERINE SILVANA FLORES ALMEIDA

katherine.flores01@epn.edu.ec

DIRECTOR: XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

ximena.gavela@epn.edu.ec

DMQ, abril 2024

CERTIFICACIONES

Yo, KATHERINE SILVANA FLORES ALMEIDA 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.

KATHERINE SILVANA FLORES ALMEIDA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por KATHERINE SILVANA FLORES ALMEIDA, bajo mi supervisión.

Dr. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN
DIRECTOR

Certificamos que revisamos el presente trabajo de integración curricular.

Dr. HUGO ARCOS_REVISOR1
REVISOR1 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

Dr. PAÚL VÁSQUEZ_REVISOR2
REVISOR2 DEL TRABAJO DE
INTEGRACIÓN CURRICULAR

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.

KATHERINE SILVANA FLORES ALMEIDA

Dr. XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

DEDICATORIA

Dedico mi Trabajo de Integración Curricular a Dios y en especial a mis Padres Manuel Flores y María Almeida quienes son y serán mi pilar fundamental en mi formación personal y profesional, enseñándome buenos valores y el más principal la responsabilidad.

¡Gracias por todo Padres los amo con todo mi corazón!

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento a la Escuela Politécnica Nacional por hacerme participe de esta noble institución, A mis padres que siempre estuvieron conmigo en todo momento apoyándome y dándome un aliento cuando las cosas se tornaban más complicadas, y finalmente agradecer a mi tutora de tesis por el apoyo brindado durante toda la carrera y en especial en la realización de esta tesis.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance.....	2
CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO.....	3
Aspectos fundamentales de la planeación de sistemas eléctricos de potencia	3
2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).....	3
2.1.1. Generación.....	3
2.1.2. Transmisión.....	4
2.1.3. Distribución.....	4
2.2. Planificación de los sistemas eléctricos de potencia	5
2.3. Horizontes de planificación (etapas de decisión)	6
2.2. Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión	7
2.4.1. Planificación considerando el grado de incertidumbre	9
2.4.2. Planificación bajo el enfoque: Estático, Dinámico y Cuasi-estático.....	10
2.4.3. Planificación según el método de solución del problema de optimización .	12
2.5. Otros enfoques para el problema de planificación	18
2.5.1. Formulación y tratamiento del problema	18
2.5.2. Sistemas de transmisión a nivel mundial.....	21
2.6. Regulación De La Transmisión	28
2.6.1. Costos de transmisión.....	28
2.6.2. Costos por uso de red	28
2.6.3. Costos fijos.....	29
2.7. Formulación Matemática Del TNEP	29
2.7.1. Optimización lineal	30
2.7.2. Optimización lineal entera mixta.....	31
CAPÍTULO 3: ESTADO DEL ARTE	32

3.1	Introducción	33
3.2	Historia	34
3.3	Tratamiento estático o dinámico del problema	35
3.4	Métodos de optimización usados	43
3.5	Tratamiento determinístico o estocástico del problema.....	51
3.6	Objetivos del problema de optimización.	56
3.7.	Formulación y tratamiento del Problema.	62
3.7.1	Integración de la Energía Renovable	62
3.7.2	Alivio de congestión.....	64
3.7.3	Integración de Tecnología	66
	CONCLUSIONES.....	76
	RECOMENDACIONES	79
	REFERENCIAS	80

RESUMEN

La planificación de los sistemas de transmisión (TNEP por sus siglas en inglés *Transmission Network Expansion Planning*) emerge como una necesidad de solución al problema de decisión sobre la infraestructura de transmisión requerida para el abastecimiento de la demanda bajo criterios de eficiencia, y en ambientes o escenarios que van presentando mayores complejidades debido a las características propias y evolución de los sistemas eléctricos de potencia.

Dentro de este contexto, a partir de la década de los 70s, a nivel de la comunidad académica se han desarrollado y se han propuesto una serie de métodos que han permitido explorar y estudiar los aspectos críticos que conforman la base de este problema, derivando así en una serie de propuestas para dar solución al problema, considerando el horizonte de tiempo, modelos de optimización, grado de incertidumbres y la estructura del sector eléctrico, destacando las soluciones aproximadas, basadas en modelos heurísticos y metaheurísticos, así como enfoques exactos de optimización.

Con base a lo expuesto, en este trabajo de integración curricular se realizará un estudio completo del estado del arte actualizado al año 2022, sobre cómo se está abordando la TNEP a nivel mundial, con el fin de identificar los problemas actuales y reales que presentan los países, y los aportes y nuevos desafíos para la comunidad científica en cuanto al desarrollo de nuevas investigaciones. Se estudiará además cómo se ha tratado tradicionalmente el TNEP en el Ecuador, y se analizarán los cambios y nueva visión del desarrollo y operación del Sistema Nacional de Transmisión, así como los desafíos propuestos para el estudio futuro de la planificación de la expansión de este sistema.

PALABRAS CLAVE: Planificación, Sistemas de transmisión, Tecnologías innovadoras, Expansión.

ABSTRACT

Transmission Network Expansion Planning (TNEP) emerges as a need for a solution to the problem of deciding on the transmission infrastructure required to supply the demand under efficiency criteria, and in environments or scenarios that are presenting greater complexities due to the characteristics and evolution of electric power systems.

Within this context, since the 1970s, the academic community has developed and proposed a series of methods that have allowed exploring and studying the critical aspects that form the basis of this problem, resulting in a series of proposals to solve the problem, considering the time horizon, optimization models, degree of uncertainties and the structure of the electricity sector, highlighting the approximate solutions, based on heuristic and metaheuristic models, as well as exact optimization approaches.

Based on the above, in this curricular integration work, a complete study of the state of the art updated to the year 2022 will be carried out, on how TNEP is being approached worldwide, in order to identify the current and real problems presented by the countries, and the contributions and new challenges for the scientific community in terms of the development of new research. It will also study how TNEP has been traditionally treated.

KEYWORDS: Planning, Transmission systems, Innovative technologies, Expansion

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El problema de la Planificación de la Expansión de los Sistemas de Transmisión (TNEP por sus siglas en inglés *Transmission Network Expansion Planning*) consiste en determinar qué adiciones se deben realizar para atender la demanda creciente de electricidad, bajo criterios de eficiencia y economía. Tradicionalmente el TNEP, se había tratado de forma determinística y estática, es decir que dentro del problema de decisión no se consideraban las incertidumbres inherentes a la operación de los sistemas eléctricos y se visualizaba un solo horizonte de tiempo para la decisión sobre cuando realizar las adiciones de nueva red.

Sin embargo, con el desarrollo de la tecnología, las opciones de equipamiento en transmisión han ido evolucionando, los sistemas se han hecho más dinámicos y las alternativas de abastecimiento involucran despachos no solo de generación basada en combustibles fósiles, sino además de tipo renovable y de sistemas de almacenamiento, surgiendo así la necesidad del estudio del TNEP bajo un enfoque más holístico y que considere dentro su análisis la participación de diferentes interesados o actores de la expansión.

Por ejemplo, en el Ecuador la planificación se había visualizado y desarrollado bajo un enfoque completamente centralizado y considerando las características de un sistema de transmisión con dos niveles de voltaje y generación mayoritariamente fósil, sin embargo, el sistema eléctrico ha evolucionado, y luego de la aprobación de la LOSPEE (Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica) en el año 2015, y la aprobación de su reglamento, se han experimentado ciertas reformas que dinamizan y cambian tal visión, permitiendo la participación de la iniciativa privada en la construcción y operación de nuevas líneas de transmisión (Art. 48).

Dentro de este contexto, tomando en consideración que estos modelos de planificación no se habían ejecutado con anterioridad en el país, es fundamental un estudio del estado del arte que permita identificar bajo la experiencia internacional, los modelos y metodologías del TNEP, que han permitido dar solución a este problema, mismos que sirvan de referencia para el país, no solo en aspectos conceptuales y operativos, sino además administrativos, como la responsabilidad y asignación de los beneficios en la expansión de la red, siendo este un análisis completamente de fines investigativos.

Con base a lo expuesto, en este componente se propone realizar un estudio completo del estudio del arte actualizado al año 2022, sobre cómo se está abordando la TNEP a nivel mundial, con el fin de identificar los problemas actuales y reales que presentan los países, y los aportes y nuevos desafíos para la comunidad científica en cuanto al desarrollo de nuevas investigaciones. Se estudiará además cómo se ha tratado tradicionalmente el TNEP en el Ecuador, y se analizarán los cambios y nueva visión del desarrollo y operación del Sistema Nacional de Transmisión, así como los desafíos propuestos para el estudio futuro de la planificación de la expansión de este sistema.

1.1 Objetivo general

Realizar una investigación completa sobre el estado del arte de la Planificación de la Expansión de la Transmisión al año 2022, identificando los principales desafíos en cuanto a los nuevos modelos de planificación que se vienen estudiando a nivel internacional.

1.2 Objetivos específicos

- Desarrollar un artículo del estado del arte sobre la TNEP actualizado al 2022, que incluya planteamiento del problema, métodos de solución, horizonte de planificación y otros enfoques relacionados con el problema.
- Realizar un análisis del marco normativo actualmente vigente para la expansión y operación del sistema nacional de transmisión, así como el análisis de los cambios que deben ser considerados en la planificación centralizada que se realiza hoy por hoy.
- Realizar un análisis crítico sobre los principales problemas que tienen que abordarse y considerarse para la TNEP en el Ecuador, tomando como referencia para posibles soluciones el estado el arte analizado.

1.3 Alcance

Para el presente trabajo de integración curricular, se propone desarrollar un análisis bibliográfico del estado del arte de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión actualizado al 2022. Se analizará la bibliografía científica que permita determinar cómo se está abordando el problema a nivel internacional, considerando los diferentes parámetros o criterios involucrados en el problema como: planteamiento de objetivo, horizonte de planificación, métodos de solución, centralización de la solución, análisis de riesgos, integración de nuevas tecnologías, incertidumbres, entre otros aspectos.

Además de esto se analizarán los cambios que con la aprobación del reglamento de la LOSPEE deberá experimentar la planificación de la transmisión a nivel nacional, así como un análisis de los desafíos y posibles soluciones con base a la experiencia internacional.

Como producto final se preparará un artículo sobre el estado del arte desarrollado. Dicho artículo quedará estructurado en formato de Revista Politécnica para una futura publicación, quedando fuera del alcance del TIC, la publicación de dicho artículo, el cual contribuirá además como información útil para el proyecto de investigación externa "Multi-stakeholder and Sustainable Expansion of the Ecuadorian Transmission Power System", que desarrolla el Departamento de Energía Eléctrica de la EPN en cooperación con la Universidad de Cuenca.

CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO

Aspectos fundamentales de la planeación de sistemas eléctricos de potencia

2.1. Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se puede definir como el conjunto de equipos y elementos encargados de convertir y transmitir la energía eléctrica en la frecuencia y tensión adecuada para que pueda ser entregada a los consumidores finales al mínimo costo posible y con la mejor calidad de servicio [1].

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran compuestos por tres componentes principales (Figura 2.1): Generación, transmisión y distribución.

2.1.1. Generación

La generación de energía es la parte del SEP responsable de convertir la energía de formas primarias en electricidad. Esto es gracias al principio de conversión de energía electromecánica, que postula que el movimiento de un conductor formando un circuito cerrado en un campo magnético induce una corriente en él. De esta forma, la energía involucrada en generar el movimiento mecánico se convierte en energía eléctrica contenida en el flujo de electrones. Como con cualquier proceso físico, esta conversión no es 100% eficiente y sufre pérdidas.

Existen diferentes tipos de generación de energía, que dependen básicamente de la fuente de energía primaria disponible, entre las más conocidas se encuentran:

Hidráulica: Utiliza la energía contenida en el flujo de agua como principal forma de energía. Algunas centrales hidroeléctricas de pasada no tienen capacidad de almacenamiento de agua y solo pueden generar electricidad a partir de los caudales de agua existentes. También existen estaciones de almacenamiento hidroeléctrico que almacenan agua en embalses para su uso posterior según sea necesario.

Térmica: Utiliza la energía contenida en varios tipos de combustibles fósiles (gas natural, carbón, diésel, etc.) para generar energía mecánica en una turbina o motor de accionamiento, y esta a su vez en energía eléctrica. Esto se logra mediante el uso de un generador conectado a una turbina. El generador consta de un rotor y un estator, y utiliza el principio de inducción electromagnética para generar corriente.

Nuclear: Utiliza reacciones nucleares controladas para generar calor y un hervidor de agua para generar vapor que impulsa una turbina.

Viento: Utiliza la energía eólica como su principal forma de energía.

Solar: Utiliza la energía de la radiación solar como su principal forma de energía. En particular, el proceso de conversión solar no es electromecánico.

2.1.2. Transmisión

La transmisión es la parte del SEP encargada de transportar la energía a granel desde los centros de producción (centrales eléctricas) a los centros de consumo (ciudades, polígonos industriales, aeropuertos, etc.), a través de un medio físico como un conductor (a menudo llamado alambre) cuya carga fluye [2].

Por razones de eficiencia, la transmisión de energía eléctrica debe realizarse a niveles de alta tensión. Si no se hace así, el nivel de corriente aumentaría, y con ello la necesidad del uso de conductores de secciones tan grandes, que sería técnica y económicamente inviable su transporte.

2.1.3. Distribución

La distribución de energía es la parte encargada de distribuir la energía eléctrica a los consumidores finales. Es decir, un sistema de distribución de energía es un sistema que entrega energía eléctrica a industrias, viviendas, alumbrado urbano, etc. Para el efecto se usan líneas de distribución y transformadores, que reducen el voltaje a niveles seguros por razones de seguridad [2]. Estos tres componentes principales del sistema de energía también requieren muchos otros dispositivos para funcionar. Por ejemplo, hay interruptores y seccionadores para abrir y cerrar circuitos para proporcionar o quitar energía. También

existen sistemas de protección que aíslan automática y selectivamente cualquier componente en caso de falla, no solo para proteger al componente o al personal, sino también para evitar cortes de energía a consumidores no afectados directamente por la falla.

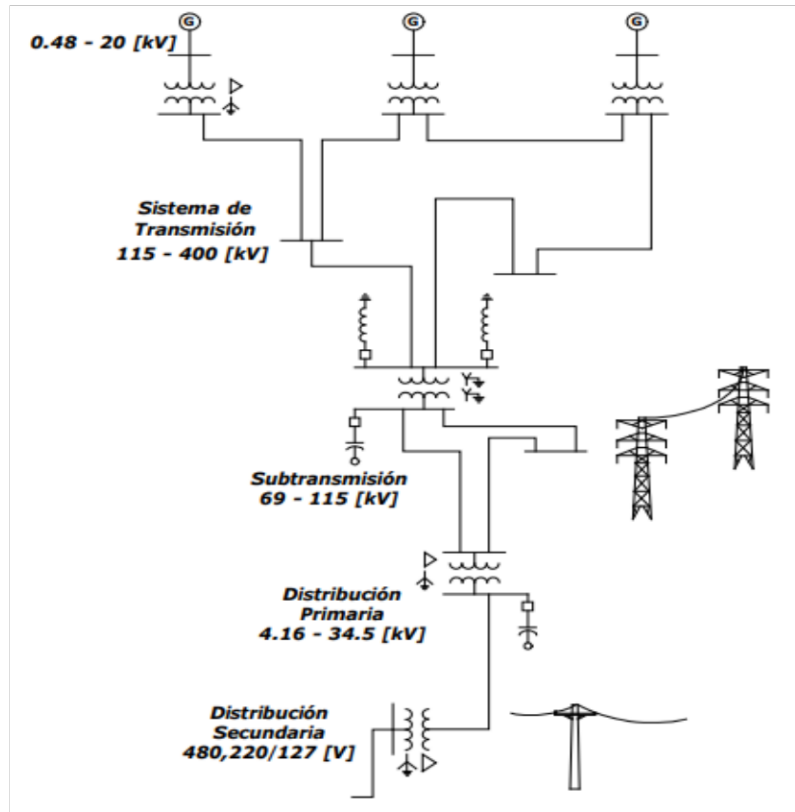


Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia [3]

2.2. Planificación de los sistemas eléctricos de potencia

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia implica la organización estratégica de la generación, transmisión y distribución de electricidad para satisfacer la demanda de manera eficiente y confiable.

Dentro de este contexto, es importante mencionar que los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son de naturaleza dinámica; esto significa que sus componentes, la generación, transmisión y distribución, se ajustan y adaptan a medida que crece y evoluciona la demanda de electricidad.

La planificación del SEP debe tener en cuenta esta dinámica y anticipar el crecimiento futuro de la demanda, así como anticipar posibles cambios en los patrones de consumo [4]; Esto significa identificar oportunidades para ampliar y mejorar la infraestructura

existente, así como evaluar la viabilidad de nuevas fuentes de generación de energía e implementar tecnologías más eficientes [5].

El problema de abastecimiento de la demanda debe ser analizado y resuelto a través de una adecuada planificación de la expansión de la generación y del sistema de transmisión. Particularmente, el reforzamiento del sistema de transmisión permitirá que la energía producida por las centrales de generación sea transportada a los centros de consumo al mínimo costo y bajo criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del producto eléctrico [6].

En este trabajo nos centraremos en el problema de la planificación de expansión de la transmisión, cuyo objetivo es desarrollar estrategias para ampliar y fortalecer el sistema de transmisión, asegurando así la entrega eficiente y económica de la energía generada a los centros de consumo, cumpliendo con los estándares de confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Para resolver los problemas de expansión de la transmisión, es fundamental comprender conceptos clave como la capacidad de transmisión, el horizonte de planificación, el plan de generación y la previsión de demanda; estos elementos están directamente relacionados con el enfoque y la solución del problema. El objetivo principal es encontrar soluciones que maximicen la transferencia de energía, minimicen los costes y garanticen una alta fiabilidad y calidad del suministro eléctrico.

2.3. Horizontes de planificación (etapas de decisión)

Los horizontes de planificación en el contexto del planeamiento de sistemas eléctricos de potencia se refieren a las diferentes etapas o períodos de tiempo en los que se lleva a cabo la planificación de la expansión de redes de transmisión y generación de energía. Estos horizontes de planificación varían en duración y se utilizan para tomar decisiones estratégicas a largo plazo en el sector eléctrico.

Dentro de este contexto se tienen los siguientes horizontes:

Corto plazo: Para planificación operativa, considera de 3 a 18 meses, durante este periodo, se llevan a cabo análisis detallados para garantizar la operación eficiente y confiable del sistema en tiempo real. En el corto plazo, los operadores del sistema y las empresas de servicio público deben tomar decisiones diarias y semanales para satisfacer la demanda eléctrica actual y mantener el equilibrio entre generación y consumo. Se consideran varios factores, como la variabilidad en la demanda de electricidad, las condiciones climáticas, la disponibilidad de recursos de generación, las restricciones de transmisión y los estándares de seguridad del sistema.

El análisis de alcance a corto plazo incluye el despacho de generación en tiempo real y la gestión de carga. Los operadores deben coordinar y optimizar las operaciones de las centrales eléctricas, ajustando la producción a lo largo del tiempo para satisfacer la demanda. Además, se estima y pronostica la demanda futura para tomar decisiones informadas sobre el uso de los recursos disponibles. La planificación operativa a corto plazo también implica considerar las limitaciones de transmisión, como las limitaciones de capacidad de líneas y las subestaciones. Los operadores deben evaluar y coordinar el flujo de electricidad en la red de transmisión para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Mediano plazo: Tomar decisiones estratégicas relacionadas con la planificación y expansión del sistema eléctrico a mediano plazo que van desde unos pocos meses hasta aproximadamente 2 años. Durante este tiempo se realizará un análisis detallado para evaluar diferentes aspectos que aseguren un desarrollo eficiente y sostenible de la infraestructura eléctrica. A mediano plazo, se consideran factores como el crecimiento esperado de la demanda de electricidad, las políticas energéticas, los objetivos de capacidad instalada y las limitaciones ambientales.

Se consideran aspectos como la integración de energías renovables, soluciones de almacenamiento de energía y mejora de la eficiencia energética. Estos elementos son fundamentales para tomar decisiones informadas sobre las inversiones necesarias y las oportunidades de desarrollo a mediano plazo. Asimismo, se realizarán estudios de impacto ambiental y se considerarán aspectos sociales y comunitarios.

Largo plazo: En este horizonte analizan las decisiones de inversión en infraestructura de gran potencia eléctrica, que van de 10 años hasta los 30 años a futuro, siendo estos un elemento clave para la planificación de expansión de los sistemas de transmisión. El planeamiento de la expansión de redes de transmisión a largo plazo es un desafío importante debido a la necesidad de proporcionar energía de manera eficiente a las poblaciones.

2.2. Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión

La planificación de la expansión del sistema de transmisión es el proceso de diseñar y desarrollar una red de infraestructura de transmisión eficiente y confiable. Incluye determinar la ubicación, capacidad y configuración óptima de las líneas de transmisión, subestaciones y demás componentes necesarios para asegurar la transmisión eficiente de la energía eléctrica desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo [7].

Como se puede observar en la figura 2.2, existen diferentes opciones de expansión que deben ser analizadas por el planificador. En primera instancia el planificador no sabe si construir la línea 1 o la línea 2, o si primero construye la línea 2 y luego la línea 1 o ambas a la vez, así como también el tiempo de desarrollo siendo este entre 1-10 años, teniendo como objetivo que la generación llegue a cumplir la demanda.

El resultado de un proceso de planificación, es el Plan de Expansión de la Transmisión, el cual determina, para un horizonte dado, las líneas e infraestructura que se irán construyendo en el sistema eléctrico para cumplir con el abastecimiento de la demanda, y en los niveles de voltaje que deberán operar.

El problema de planificación de los sistemas de transmisión (ST) debe encontrar el plan o conjunto de planes óptimos de expansión para dichos sistemas. Es decir, indicará qué líneas y/o transformadores son los más apropiados para el ST en un determinado horizonte de planificación. Esto con el fin de obtener una operación factible, tanto técnica como económica del SEP, considerando el mínimo costo de inversión de los nuevos elementos a incorporarse en el ST. Dentro de este contexto, se entiende entonces que una buena planificación tiene como objetivo la maximización de beneficios tanto técnicos como económicos para las empresas de generación, transmisión y usuarios finales. [8]

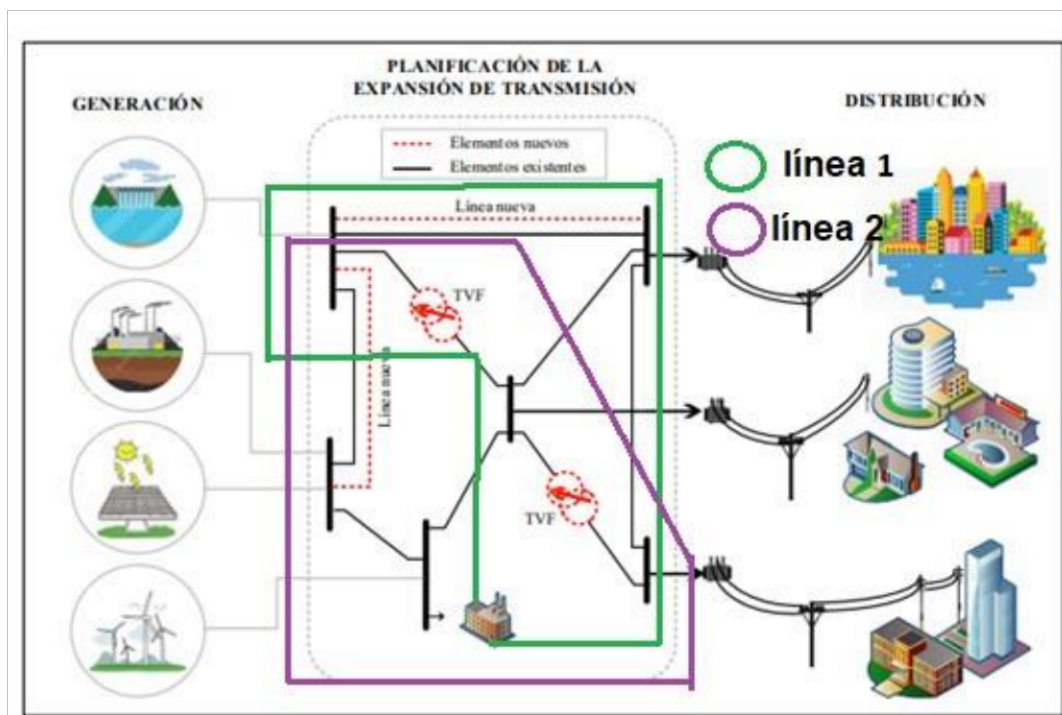


Figura 2.2. Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión [8]

La planificación antiguamente se realizaba de forma intuitiva y bajo criterio o experiencia del planificador, lo cual, en la actualidad ha sido reemplazado por métodos de optimización,

los cuales son capaces de encontrar una solución o conjunto de soluciones viables tanto técnica como económicamente.

Para esto, se requiere información de entrada para su planteamiento y resolución, tal como:

- Topología inicial de la red eléctrica (caso base).
- Horizontes de planificación.
- Costo de los enlaces (líneas o transformadores) de proyectos candidatos, lo cual implicaría un estudio previo en el que establezca qué proyectos es posible construir, teniendo en cuenta restricciones geográficas, eléctricas, económicas, entre otras.
- Plan expansión de la generación, el cual considerará la inclusión de centrales que entren en operación en un determinado momento, así como la expansión de la capacidad de centrales construidas.
- Proyección de la demanda eléctrica en el horizonte de planeación, considerando la entrada de nuevas cargas industriales o especiales.
- Criterios de confiabilidad, seguridad, calidad y operación segura de los sistemas eléctricos, (este punto queda a criterio del planificador).

El objetivo primordial de la expansión de los sistemas de transmisión es encontrar una o varias soluciones óptimas que nos indiquen, cuando, donde y cuántos enlaces de transmisión (líneas o transformadores) deben construirse en el horizonte de planificación.

Teniendo en cuenta los criterios empleados dentro del modelo de planificación, las soluciones pueden diferir, especialmente cuando se considera criterios de confiabilidad, seguridad o calidad. Estas consideraciones implicarían una inversión adicional y un reforzamiento más prolijo del ST para satisfacer todas las condiciones planteadas por el planificador [8].

Para su análisis existen distintos enfoques que podrían orientar una solución concreta, los cuales se pueden categorizar de la siguiente manera:

2.4.1. Planificación considerando el grado de incertidumbre

La incertidumbre es un factor inevitable en el proceso de planificación de los sistemas eléctricos. Existen incertidumbres sobre el crecimiento y distribución de la demanda, la evolución de los precios del mercado eléctrico, la disponibilidad de combustibles fósiles o de recursos renovables de generación, entre otros. La incertidumbre afecta a los planes de expansión, no solo de generación, sino también de transmisión, generando posibles resultados adversos, los cuales representan un riesgo tanto para el planificador, como para todos los participantes del mercado [9]

Dentro del problema de planificación de la expansión, la incertidumbre puede tratarse a partir de un enfoque estocástico, u obviarse y considerar modelos robustos bajo un enfoque determinista, los cuales se explican a continuación:

2.4.1.1. Enfoque Determinista: En este enfoque, generalmente se elige el escenario más pesimista en el que puede operar el sistema de potencia, ya sea considerando la demanda pico de algún escenario futuro, o la salida de ciertos elementos de la red (generadores, transformadores, líneas), es decir, la contingencia más severa, con el fin de entregar un plan robusto, es decir un plan que, al adaptarse al peor escenario, cubre al resto de escenarios de una manera confiable [10].

Para el caso del sistema de transmisión, implicaría, la construcción o expansión de un sistema de transmisión con capacidad suficiente para transportar, bajo cualquier condición o situación, toda la energía entregada por las centrales de generación a la demanda, lo cual si bien, parece una buena alternativa, tiene como principal desventaja el sobredimensionamiento del sistema, y los altos costos asociados a su desarrollo y explotación.

2.4.1.2. Enfoque Estocástico: La teoría de los procesos estocásticos se centra en el estudio y modelado de sistemas que evolucionan en el tiempo o el espacio de acuerdo con leyes no deterministas (es decir, aleatoriedad); de esta forma, es posible estudiar cómo evoluciona una variable aleatoria en el tiempo [10].

Para el caso del sistema de transmisión, el modelado estocástico permite evaluar la variabilidad y el riesgo asociado con diferentes opciones de expansión del sistema de transmisión. Esto se logra generando múltiples escenarios posibles y analizando su probabilidad de ocurrencia. Con esta información, se pueden tomar decisiones informadas con respecto a la infraestructura de transmisión requerida, la capacidad requerida y la ubicación óptima de los componentes del sistema, logrando así planes más económicos de expansión, gracias a la adecuada gestión de riesgos de las inversiones.

2.4.2. Planificación bajo el enfoque: Estático, Dinámico y Cuasi-estático

Los problemas de la planificación de la expansión se pueden analizar bajo un enfoque dinámico, estático o híbrido (conocido como cuasi-dinámico o cuasi-estático), con el fin de responder o no a: ¿cuándo es el mejor momento para realizar cambios en la red?:

a) Planificación Estática

La planificación de la expansión bajo un enfoque estático, analiza las inversiones en líneas de transmisión que deben realizar para un futuro año previamente determinado, es decir,

que, como resultado, determinará que un número dado de líneas nuevas deberán construirse para tal año del horizonte [11].

Tradicionalmente la mayoría de los planificadores se enfocaban en el modelo de procesamiento estático porque es menos complejo desde el ámbito matemático y analítico, sin embargo, dentro de los principales inconvenientes están:

- Las decisiones tomadas bajo el enfoque estático, solamente se mantienen vigentes para un solo año en particular, es decir que, si se quisiera cambiar el horizonte de análisis para futuros años, volvería a realizarse todo el ciclo de análisis.
- Las soluciones provistas bajo este enfoque se basan únicamente en criterios económicos, es decir, se enfocan exclusivamente en el costo de inversión y tomar en consideración los problemas post optimización son más complejos de realizar, por lo cual no resultan apropiados para el modelo estático.

Este enfoque de planificación se visualiza en la Figura 2.4.2 y es el enfoque que actualmente se realiza a nivel nacional, el cual se revisa o actualiza cada tres años.

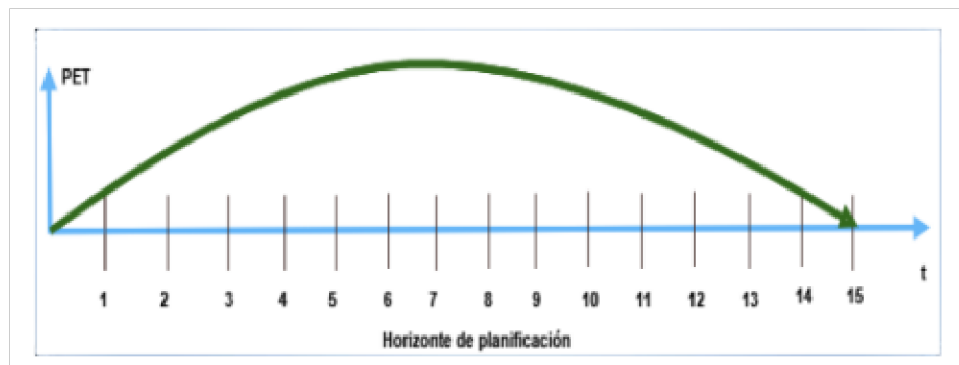


Figura 02.4.2 Planificación de horizonte estático [12]

b) Planificación Dinámica

En la planificación dinámica, además de determinar que infraestructura debe agregarse al sistema, se define el momento en el que debe agregarse dicha infraestructura, para el efecto, el alcance de la planificación se divide en períodos de tiempo, y cada período de tiempo de planificación debe contener una serie de opciones posibles de expansión.

Existen tres enfoques para abordar este tipo de planificación: Forward (hacia delante), donde se ordena el plan óptimo desde la primera etapa hasta la última; Backward, que encuentra soluciones en la etapa final y luego retrocede hacia la primera etapa; y Forward/Backward, que combina ambos enfoques.

La mayoría de los planificadores se enfocaban en el modelo de procesamiento dinámico debido a que presenta la ventaja de encontrar soluciones que optimicen el reporte óptimo a largo plazo y se obtiene un mejor pronóstico de la demanda esperada para el futuro, sin embargo los principales inconvenientes son: Las mejoras en la optimización a corto plazo pueden conllevar un efecto negativo a largo plazo, debido a la concepción multiperiodo, su presentación es más compleja dado que deben tomarse en consideración todos los pasos o etapas a seguir.

c) Planificación Cuasi-Estática

En el problema Cuasi-Estático o multiperiodo, se abordan todos los periodos de tiempo (años) del horizonte de planeación, con el objetivo de determinar los elementos que se deben agregar al sistema, cuándo y dónde deben ser construidos o instalados. El modelo multiperiodo implica restricciones de tiempo que consideran la relación entre los diferentes años. A pesar de que esta metodología ofrece la solución más consistente y económica para la planificación de la expansión, su complejidad es mayor debido a las limitaciones relacionadas con el tamaño del sistema, sin embargo, la planificación cuasi-estática hacia adelante puede afectar la visión del problema al agrupar los planes parciales de cada etapa, lo que difiere de la planificación dinámica [13].

En el sistema cuasi-estático se debe realizar las inversiones en el momento óptimo, es decir, al inicio de cada período, para que el incremento continuo de demanda y generación esté siempre planificado. El procedimiento facilita la toma de decisiones en cada período y permite la revisión de planes para períodos posteriores al final de cada período. Al considerar múltiples etapas en el proceso de optimización, el objetivo es minimizar el costo de inversión actual obtenido de la suma de las inversiones durante todo el período de simulación [13].

2.4.3. Planificación según el método de solución del problema de optimización

Para resolver los problemas de planificación de la expansión del sistema de transmisión, es necesario elegir un modelo matemático apropiado, como un modelo de transporte o un modelo lineal disyuntivo para luego, elegir una técnica de optimización adecuada, como heurística, optimización clásica o exacta y metaheurística [8], las cuales se explican a continuación:

Métodos clásicos o exactos

Los métodos de optimización exactos son métodos de optimización que encuentran una solución óptima o casi óptima para un problema determinado. Estos métodos se basan en

modelos matemáticos que representan problemas de planificación y utilizan algoritmos para encontrar soluciones óptimas.

Dentro de los métodos clásicos de optimización se tienen el algoritmo Branch and Bound (B&B) y las técnicas de descomposición como Bullets, Branch and Cut, Benders,

Estos métodos se utilizan en problemas de Programación Lineal Entera Mixta o problemas binarios y tienen la importante ventaja de encontrar soluciones óptimas, pero son difíciles de implementar y requieren mucho esfuerzo computacional. De hecho, en la planificación de grandes sistemas eléctricos, pueden presentar dificultades de convergencia y alto costo computacional [14].

La mayoría de los planificadores utilizaban modelos de procesamiento de métodos exactos, trabajados a través de redes simplificadas, con el fin de garantizar soluciones óptimas, sin embargo, a medida que los sistemas eléctricos fueron creciendo y añadiendo más tipos de infraestructura, se convierten en redes complejas, cuya solución demanda un costo computacional, tiempo de ejecución, entre otros, que no son apropiadas para la optimización.

Métodos aproximados

Los métodos aproximados son técnicas de solución de problemas de optimización que ofrecen soluciones cercanas a la óptima, pero no garantizan la solución óptima u exacta. Estos métodos se utilizan cuando la complejidad computacional de los métodos exactos es muy alta o cuando se requiere una respuesta rápida; se subdividen en dos métodos: Método heurístico y metaheurístico [15].

Para el problema de la planificación de la expansión de la transmisión, el modelo de procesamiento aproximado es una gran alternativa para su solución, debido a que presenta la ventaja de ser más rápido para alcanzar soluciones cercanas a la óptima en sistemas complejos, empleando menos recursos computacionales, sin embargo los principales inconvenientes son que no garantizan una solución óptima exacta, por lo que dentro de un plan de expansión resultante, podrían obviarse opciones de expansión óptimas. Además, otra de las ventajas de estos métodos es que normalmente requieren un elevado nivel de ensayo y error, por lo que en la mayoría de los casos las soluciones encontradas no serán las óptimas.

Método heurístico: Estos métodos surgen como alternativa a las dificultades para encontrar soluciones precisas con herramientas de optimización matemática. Los

algoritmos heurísticos son especialmente útiles para problemas no convexos y no lineales, ya que buscan soluciones de buena calidad en un tiempo computacional reducido.

Los métodos de procesamiento heurístico tienen la ventaja de encontrar soluciones de buena calidad con un tiempo computacional reducido, sin embargo, los principales inconvenientes están asociados con la calidad de sus soluciones, puesto que no garantizan la optimización, solo encuentran soluciones aceptables, pero no óptimas. Estos métodos no están diseñados para resolver sistemas grandes en términos de cantidad de variables o de restricciones, por lo que no son ampliamente usados en el problema de planificación de la expansión de la transmisión. No obstante, los más utilizados para el problema de la TNEP son el algoritmo heurístico constructivo y el algoritmo de búsqueda de vecindarios [16].

Métodos metaheurísticos: son métodos que hallan soluciones óptimas globales en lugar de soluciones locales. Existen varios ejemplos como los métodos de relajación, procesos constructivos, búsqueda por vecindad y procedimiento evolutivo. Los métodos de relajación se basan en la simplificación del proceso original para facilitar la resolución del problema, los procesos constructivos seleccionan gradualmente los componentes, la búsqueda de vecindarios analiza soluciones alternativas y estructuras vecinas, finalmente el procedimiento evolutivo ayuda a la transformación del conjunto de soluciones a lo largo del espacio de búsqueda, por ejemplo, con Algoritmos Genéticos [17].

Una destacada ventaja inherente a todos estos métodos radica en su capacidad para hallar soluciones óptimas a nivel global, a diferencia de enfoques locales, y todo esto en un tiempo de cómputo notablemente reducido. No obstante, es importante señalar que los principales desafíos se centran nuevamente en la naturaleza de sus soluciones, dado que, aunque logran encontrar soluciones óptimas globales, no pueden asegurar de manera categórica una respuesta óptima en todos los casos.

Los métodos más utilizados para la Planificación de la Expansión de la Transmisión (TEP) son aquellos que han demostrado ser efectivos en abordar sistemas eléctricos complejos o de gran envergadura [17]. Estos métodos se destacan por su capacidad para lidiar con la magnitud y complejidad de los sistemas de transmisión eléctrica y ofrecer soluciones óptimas o cercanas a óptimas en términos de expansión y operación. Entre los métodos más prominentes se encuentran:

Modelos de Optimización Matemática: Estos métodos utilizan modelos matemáticos avanzados para analizar diferentes escenarios de expansión de la red de transmisión. Pueden considerar múltiples variables, como costos de inversión, pérdidas de energía y restricciones técnicas, para determinar la configuración óptima de la red que maximice la eficiencia y minimice los costos.

Métodos Heurísticos: Estos enfoques utilizan técnicas de búsqueda y exploración para encontrar soluciones cercanas a óptimas en un tiempo razonable. Los métodos heurísticos son especialmente útiles para sistemas muy grandes donde los enfoques de optimización exacta pueden resultar computacionalmente costosos.

Algoritmos Genéticos: Inspirados en la evolución natural, los algoritmos genéticos utilizan técnicas de selección, cruzamiento y mutación para explorar el espacio de soluciones posibles y encontrar configuraciones de red eficientes y de alto rendimiento.

Métodos Basados en Redes Inteligentes: Estos enfoques incorporan conceptos de redes inteligentes y tecnologías de comunicación para mejorar la operación y expansión de la red de transmisión. Pueden incluir la optimización de la ubicación y capacidad de dispositivos de control y monitoreo, como reactores y transformadores.

Métodos de Aprendizaje Automático: Utilizando algoritmos de aprendizaje automático, como redes neuronales y algoritmos de clustering, estos métodos pueden analizar patrones históricos de operación y expansión de la red para predecir futuras necesidades y diseñar soluciones eficientes.

La elección del método depende de la complejidad del sistema, la disponibilidad de datos y la precisión requerida en la planificación. La combinación de varios métodos y enfoques puede proporcionar un enfoque integral para abordar los desafíos de la expansión de la transmisión en sistemas eléctricos complejos o extensos.

2.4.4. Planificación basada en la estructura y organización del sector eléctrico involucrados en el proceso

En el contexto de la planificación de la expansión del sistema de transmisión, los términos "modelo centralizado" y "basado en otros intereses" son términos que se usan para diferenciar los enfoques que pueden implementar los países para tomar decisiones y determinar cómo se puede expandir y mejorar la infraestructura de transmisión [10], como base al nivel de regulación de sus sistemas eléctricos.

Modelo centralizado: En este enfoque, la planificación y toma de decisiones recae en una entidad central, como un organismo regulador o una empresa de servicios públicos. Esta

entidad tiene la autoridad y la responsabilidad de analizar y evaluar las necesidades de expansión de la red de transmisión y tomar las decisiones correspondientes. Los modelos centralizados tienden a ser más eficientes en términos de coordinación y optimización de recursos, ya que se basan en un solo punto de control y toma de decisiones.

Estas ventajas hacían que estos modelos se utilicen mayoritariamente a nivel internacional; Sin embargo, los principales inconvenientes son que requiere de una entidad con autoridad central para tomar las decisiones, normalmente necesita una mayor coordinación entre agentes externos para lograr resultados óptimos, puede ser utilizado en sistemas grandes o pequeños, pero en sistemas muy grandes puede ser difícil de implementar ya que se requiere de una cantidad excesiva de recursos.

Basado en otros intereses (inyección privada y sociedad): En contraste con los modelos centralizados, este enfoque involucra a múltiples actores interesados y considera diferentes perspectivas en el proceso de planificación de la expansión de la red de transmisión. Además, a través de este enfoque se busca una participación más amplia y una toma de decisiones más inclusiva, que tenga en cuenta los intereses de diversos grupos, como empresas privadas, inversores, comunidades locales y organizaciones no gubernamentales (ONG). Este enfoque tiene en cuenta factores sociales, económicos y ambientales más allá de los criterios técnicos y busca equilibrar los intereses de las partes involucradas [10].

Tradicionalmente la mayoría de los planificadores se enfocaban en el modelo de procesamiento basado en otros intereses debido a que presenta la ventaja de involucrar a múltiples actores a la hora de tomar decisiones, sin embargo, los principales inconvenientes son la toma de decisiones, ya que representan un reto para la coordinación con empresas privadas, inversionistas y comunidades locales, las cuales pueden generar problemas financieros debido a su mayor complejidad. Normalmente requieren de un tiempo mayor a los modelos centralizados y pueden tener problemas a la hora de alcanzar el consenso entre los actores involucrados.

En el siguiente diagrama se muestra una clasificación de los distintos enfoques de solución propuestos para la planificación de la expansión de los Sistemas de Transmisión:

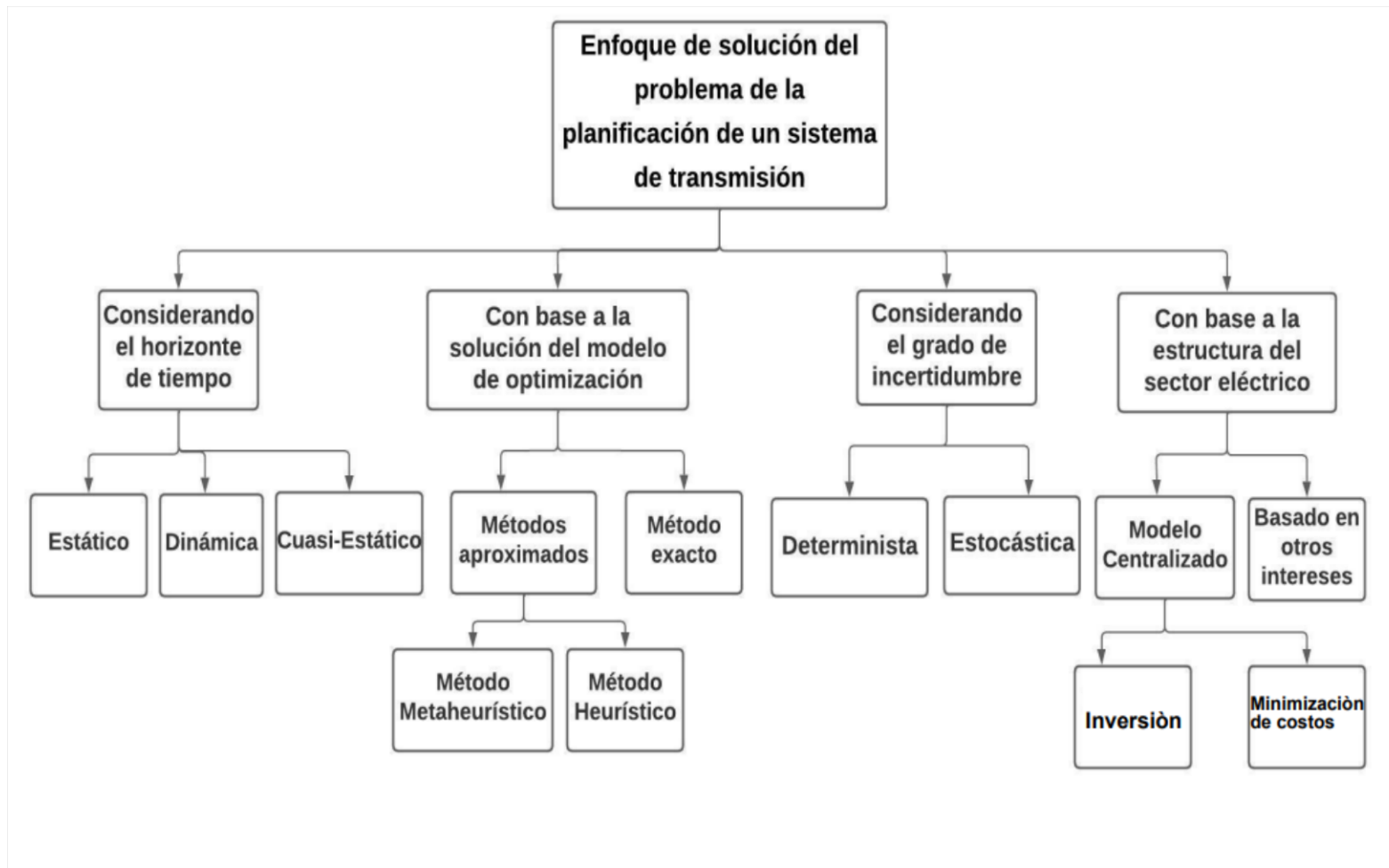


Figura 2.4.4 Diagrama de los Enfoques de solución propuestos para la planificación de un Sistema de Transmisión

2.5. Otros enfoques para el problema de planificación

2.5.1. Formulación y tratamiento del problema

La planificación de la expansión del sistema de transmisión es un desafío clave para el sector energético, que busca resolver el problema de satisfacer la demanda de manera eficiente y confiable. Este problema se caracteriza por la necesidad de asegurar que la energía generada en las plantas de producción sea entregada de manera óptima a los centros de consumo con el fin de minimizar costos y asegurar los estándares de confiabilidad, seguridad y calidad de los productos eléctricos.

Sin embargo, involucrados en la solución del problema, existen una serie de aspectos que pueden considerarse o no, con base a las características propias de cada sistema. Algunos aspectos, que consideran algunos países son los siguientes:

- Integración de energías renovables
- Alivio de congestión
- Incorporación de tecnologías
- Los dispositivos FACTS

Integración de energías renovables:

El empleo de fuentes de energía como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica puede diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles no renovables. Sin embargo, la integración de estas fuentes plantea desafíos porque su producción es intermitente y depende de factores naturales; por lo tanto, se requiere un enfoque estratégico para garantizar una integración eficiente y optimizada.

Alivio de la congestión

A medida que aumenta la generación de energía renovable y se integran nuevas tecnologías, es necesario garantizar que la infraestructura de transmisión pueda manejar adecuadamente el flujo de energía. El fortalecimiento del sistema de transmisión a través de la construcción de nuevas líneas de transmisión y la modernización de las existentes permite que la energía producida por las centrales sea transportada de manera eficiente y al menor costo a los centros de consumo.

Incorporación de tecnologías

La integración de tecnologías de almacenamiento como baterías y sistemas de almacenamiento térmico ofrece ventajas significativas en la gestión de la oferta y la

demanda de energía. Estas tecnologías almacenan el exceso de energía generada durante los períodos de baja demanda y la liberan cuando la demanda es alta. Esto ayuda a equilibrar la carga en el sistema eléctrico, evitando el desperdicio de energía y optimizando su uso eficiente. Además, el almacenamiento de energía facilita la integración de fuentes de energía renovables intermitentes ya que permite almacenar recursos cuando estos son abundantes y liberarlos cuando la demanda es mayor, contribuyendo así a una mayor penetración de energías limpias y reduciendo la necesidad de fuentes de energía convencionales.

Almacenamiento

Si bien la tecnología de almacenamiento ofrece muchas ventajas, también existen desafíos y limitaciones que deben tenerse en cuenta. Una de las principales desventajas es el costo asociado con la implementación de un sistema de almacenamiento a gran escala. Estas tecnologías siguen siendo caras en comparación con otras fuentes de energía tradicionales. Además, la eficiencia de los sistemas de almacenamiento puede variar, lo que implica pérdidas de energía durante el almacenamiento y la liberación. Otro desafío es la limitada capacidad de almacenamiento en comparación con la demanda total de energía. Si bien los avances tecnológicos están aumentando la capacidad de almacenamiento, estas tecnologías aún deben desarrollarse y mejorarse aún más para satisfacer la creciente demanda de energía de manera eficiente y sostenible.

Los dispositivos FACTS (Sistema de transmisión de corriente alterna flexible)

Estos dispositivos permiten el control y regulación en tiempo real de la transferencia de energía, aumentando la eficiencia y estabilidad del sistema. Al ajustar el voltaje y el flujo de energía en las líneas de transmisión, los dispositivos FACTS ayudan a mitigar los efectos de la congestión y optimizan el suministro de energía a los centros de consumo [18].

Aunque los dispositivos FACTS ofrecen muchos beneficios en términos de control y regulación de la transferencia de energía, también presentan ciertos desafíos y limitaciones. Una de las desventajas es el costo asociado con la instalación y el mantenimiento de estos dispositivos. El equipo FACTS a menudo requiere una inversión significativa en infraestructura y experiencia, lo que puede ser costoso para los operadores del sistema de energía. Además, la implementación de este equipo puede requerir modificaciones y mejoras a las líneas de transmisión existentes, lo que significa la interrupción del suministro de energía y puede causar molestias a los usuarios finales [18].

La compensación

La potencia reactiva es necesaria para mantener estable el voltaje del sistema eléctrico, pero su desequilibrio puede afectar negativamente la calidad y la eficiencia de la fuente de alimentación. A través de la compensación de potencia reactiva, mediante el uso de dispositivos como capacitores y reguladores de voltaje, se puede mejorar la estabilidad y la calidad de los productos eléctricos entregados a los consumidores.

Un desequilibrio en la compensación de potencia reactiva puede ocasionar fluctuaciones y caídas de voltaje, lo cual puede tener impactos negativos en la calidad y eficiencia de la fuente de alimentación. Sin embargo, a través de la compensación de potencia reactiva, es posible contrarrestar estos efectos y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

En el siguiente diagrama se muestran las alternativas que pueden considerarse para el enfoque, y la formulación y tratamiento del problema.

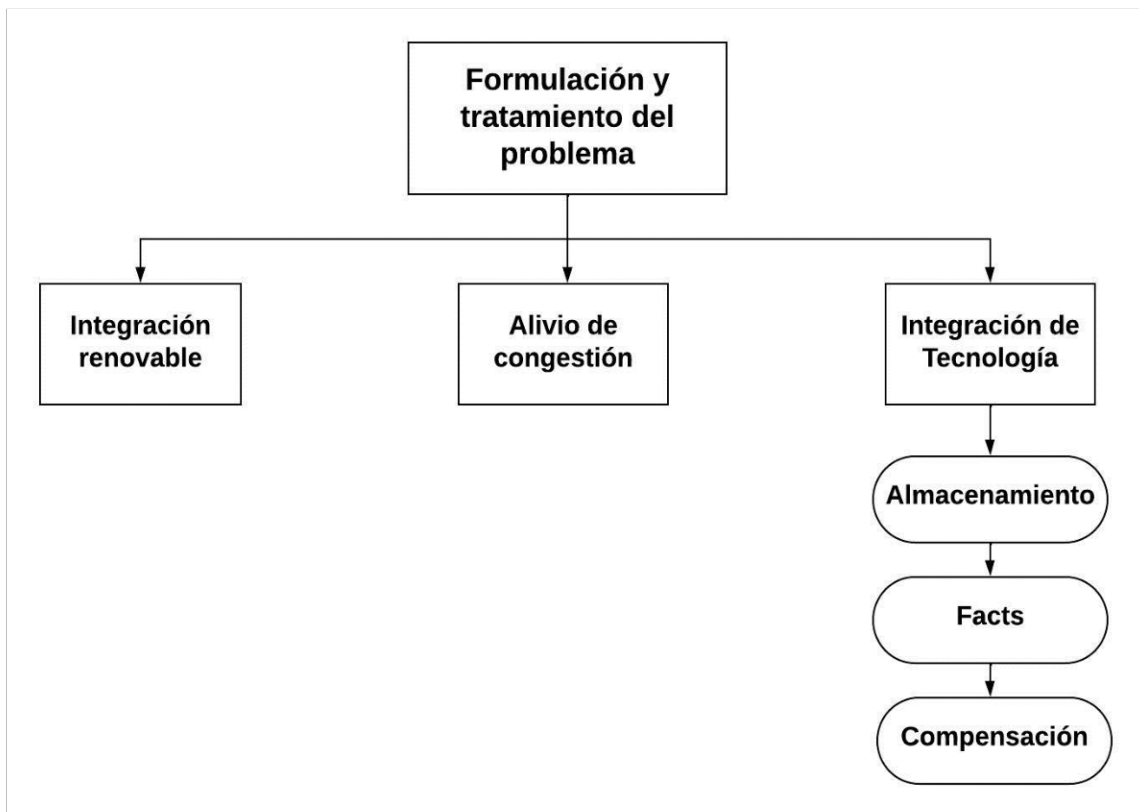


Figura 2.5.1. Diagrama de la *Formulación y tratamiento del problema*

2.5.2. Sistemas de transmisión a nivel mundial

Los sistemas de transmisión a nivel mundial en electricidad son fundamentales para garantizar el suministro de energía eléctrica de manera eficiente y confiable. Estos sistemas están compuestos por diferentes componentes y se dividen en dos partes principales: la transmisión y la distribución de energía eléctrica.

La transmisión de energía eléctrica se encarga de transportar la electricidad generada en las centrales eléctricas a largas distancias, desde los puntos de generación, hasta los puntos de consumo [19]. La distribución de energía eléctrica se encarga de llevar la electricidad desde los puntos de transmisión hasta los puntos de consumo, como hogares, industrias y comercios.

Los sistemas de transmisión a nivel mundial en electricidad son esenciales para garantizar el suministro de energía eléctrica de manera eficiente y confiable. La transmisión se encarga de transportar la electricidad a largas distancias, mientras que la distribución se encarga de llevarla a los puntos de consumo. Ambos sistemas requieren una planificación cuidadosa, tecnologías avanzadas y una gestión eficiente para satisfacer la demanda de energía y adaptarse a los cambios en el sector eléctrico.

En la Tabla (1.2) se presenta las diferentes características comparativas del: responsable de la planificación de la expansión, el acceso a la red y la remuneración de los sistemas de transmisión de cada región.

Tabla 1.2 Cuadro comparativo de las características de los sistemas de transmisión en Estados Unidos, Europa y América Latina. [20]

REGION	CARACTERISTICAS		
	Responsables de la expansión	Acceso a la red	Remuneración
Estados Unidos	<p>Las empresas de servicios públicos son las encargadas de brindar el servicio eléctrico a los consumidores. Estas empresas públicas y privadas generan, operan y mantienen redes de transmisión y distribuyen electricidad localmente. Como parte de sus responsabilidades, las empresas de servicios públicos determinan la necesidad de expansión de la red de transmisión para satisfacer la demanda y mejorar la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico.</p> <p>Además de los servicios públicos, las empresas privadas también juegan un papel importante en la expansión de la red de transmisión de EE. UU. Estas empresas pueden ser promotoras de proyectos de energías renovables, inversionistas o propietarias de infraestructura de transmisión. Las empresas privadas suelen participar en el desarrollo de nuevos proyectos de transmisión, como la construcción de líneas de alta tensión y</p>	<p>En Estados Unidos, el acceso a la red de transmisión está regulado. Se basa en un modelo de acceso abierto. La agencia reguladora responsable de supervisar y regular el acceso a la red de transmisión es la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC).</p> <p>FERC es una agencia federal independiente con autoridad para desarrollar políticas y regulaciones relacionadas con el acceso a la red de transmisión de EE. UU. y otros aspectos del sector energético. Sus principales objetivos son promover la competencia, garantizar la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico y proteger los intereses de los consumidores.</p> <p>Bajo el modelo de acceso abierto, la responsabilidad de la expansión y operación de la red de transmisión es de la empresa de servicio público y la empresa privada propietaria de la línea de transmisión. Conocidas como operadores de sistemas de</p>	<p>En Estados Unidos, el acceso a la red de transmisión se rige por un sistema de tarifas reguladas establecido por la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC). Estas tarifas se basan en los costos relacionados con la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión eléctrica. Esto incluye inversiones en nuevas líneas de transmisión, subestaciones y equipos, así como los gastos necesarios para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema.</p> <p>El proceso de remuneración se lleva a cabo a través de procedimientos regulados y transparentes. Las empresas encargadas de la expansión de la red presentan propuestas de tarifas a la FERC, en las cuales se detallan los costos asociados con la transmisión eléctrica. La FERC revisa minuciosamente estas propuestas para asegurarse de que los cargos sean justos, razonables y acordes con las políticas y regulaciones vigentes.</p>

	<p>subestaciones para conectar las fuentes de generación a los centros de consumo.</p> <p>En los últimos años, se ha alentado a las empresas privadas a participar en la expansión de la red de transmisión de EE. UU. para promover la competencia y la innovación en el sector de la energía eléctrica. Esto ha llevado a la aparición de desarrolladores de transmisión independientes (ITD), que se especializan en la planificación, desarrollo y construcción de infraestructura de transmisión a gran escala.</p>	<p>transmisión (ISO) o empresas de servicios públicos, estas empresas brindan acceso a la red para generadores y consumidores.</p> <p>El proceso de conexión a la red comienza cuando un generador o consumidor desea utilizar la red de transmisión para transmitir electricidad. En el proceso, se establece un contrato bilateral entre las partes involucradas y el operador del sistema de transporte correspondiente. Estos contratos definen los términos y condiciones de acceso a la red, incluyendo la cantidad de energía a transmitir, los puntos de conexión y las tarifas aplicables.</p> <p>FERC supervisa y regula el proceso de acceso a la red para garantizar una asignación transparente, no discriminatoria y eficiente de la capacidad de transmisión. La Comisión desarrolla normas y reglamentos para la planificación y operación de la red de transmisión, promoviendo la competencia y evitando comportamientos anticompetitivos.</p>	<p>Además de las tarifas reguladas, existen contratos bilaterales que pueden influir en la remuneración por el acceso a la red de transmisión. Estos contratos son negociados entre los generadores, los consumidores y las empresas de servicios públicos, y pueden establecer tarifas específicas para el intercambio de energía a través de la red de transmisión. Estos contratos permiten a los participantes personalizar los términos y condiciones de su participación en el sistema de transmisión, lo que puede impactar la remuneración recibida.</p>
--	--	--	--

<p>Europa</p>	<p>En Europa, la responsabilidad de expandir la red de transmisión recae principalmente en los operadores del sistema de transmisión (TSO) designados por los estados miembros de la UE. Los TSO son responsables de administrar y operar las redes de transmisión a nivel regional o nacional.</p> <p>Cada país de la Unión Europea tiene un operador de sistema de transmisión designado, responsable de garantizar la operación segura y eficiente de la red de transmisión. Estos operadores son responsables de la planificación, el desarrollo y la expansión a largo plazo de la infraestructura de transmisión para satisfacer las necesidades de suministro de electricidad.</p>	<p>En Europa, el acceso a la red también se basa en un modelo de acceso abierto, impulsado y regulado por la Unión Europea (UE). El principal regulador a este respecto es el Operador del Sistema de Transporte (OST) designado por los Estados miembros de la UE.</p> <p>Los OST son responsables de operar y mantener las redes de transmisión de sus respectivos países. Adicionalmente, OST promueve el acceso abierto a la red de transmisión, asegurando que generadores y consumidores puedan utilizarla de manera no discriminatoria y eficiente.</p> <p>El proceso de conexión a la red en Europa se rige por las directivas de la UE que establecen políticas y regulaciones para promover la competencia y el acceso justo a la red de transmisión. Estas directivas obligan a los propietarios de las redes de transporte a separarse de las empresas de generación y suministro para evitar conflictos de interés y fomentar la competencia en el mercado.</p>	<p>En Europa, la remuneración por el acceso a las redes de transmisión se basa en un sistema regulado y se basa en las directivas y reglamentos de la Unión Europea (UE) y los respectivos reguladores nacionales. El acceso a las redes de transmisión lo otorgan los operadores del sistema de transmisión designados por los estados miembros de la UE, quienes administran y coordinan la operación de sus respectivas redes nacionales de transmisión.</p> <p>El proceso de remuneración se realiza a través de las tarifas establecidas por el regulador nacional. La determinación de estas tarifas toma en cuenta los costos asociados a la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión, así como los aspectos económicos y financieros del sistema. Los reguladores estatales revisan y aprueban estas tarifas para garantizar que sean justas y razonables y promuevan la eficiencia y la competencia en la industria de transmisión de electricidad.</p>
---------------	---	--	--

		<p>El acceso a la red se proporciona a través de un contrato de acceso a la red, que es un acuerdo entre generadores, consumidores y OST. Estos contratos determinan los términos y condiciones de acceso, incluyendo la cantidad de energía a transportar, los puntos de conexión y las tarifas correspondientes.</p> <p>En cuanto al proceso, los interesados en acceder a la red deben presentar una solicitud a la OST, especificando los detalles de su proyecto, la energía a transferir y los puntos de conexión requeridos. La OST evalúa estas solicitudes y, una vez aprobadas, se firma un contrato de acceso a la red.</p>	<p>Es importante destacar que el marco regulatorio de la UE también promueve el acceso abierto a las redes de transmisión, lo que significa que los participantes del mercado tienen la oportunidad de acceder a la red de forma no discriminatoria. Esto fomenta la competencia y participación de diferentes actores en el sector energético, contribuyendo a la diversificación y seguridad del suministro eléctrico de Europa.</p>
América Latina	<p>En América Latina, según el país, la responsabilidad de ampliar las redes de transmisión recae en empresas estatales y privadas, bajo la jurisdicción de los reguladores nacionales. Estos reguladores supervisan y regulan el sector eléctrico, incluida la expansión y operación de las redes de transmisión.</p> <p>Las empresas estatales y privadas son responsables de desarrollar, mantener y ampliar la infraestructura de transmisión</p>	<p>En América Latina, el acceso a la red de transmisión también se basa en un enfoque de acceso abierto, aunque las estructuras y regulaciones pueden variar entre los países de la región. Generalmente, el acceso a la red es otorgado por empresas estatales o privadas que poseen y operan la infraestructura de transmisión.</p> <p>Las agencias reguladoras en América Latina que supervisan y regulan el acceso a Internet varían</p>	<p>En Latinoamérica, la remuneración por el acceso a la red de transmisión se basa en un régimen establecido por los reguladores energéticos nacionales. Estas agencias supervisan y regulan el sector eléctrico, incluido el pago por el uso de la infraestructura de transmisión.</p> <p>El proceso de remuneración se basa en las tarifas fijadas por el regulador y tiene en cuenta los costos asociados a la construcción,</p>

	<p>dentro de sus respectivos territorios.</p> <p>Estas empresas realizan estudios de planificación a largo plazo para determinar las necesidades de expansión de la red de transmisión, teniendo en cuenta factores como el crecimiento de la demanda, la incorporación de nuevas fuentes de generación y la interconexión con otros sistemas eléctricos.</p> <p>El proceso de expansión de la red de transmisión involucra la evaluación de las necesidades de infraestructura, la identificación de proyectos de construcción y la obtención de los permisos y autorizaciones necesarios. La empresa responsable de la expansión trabaja en estrecha colaboración con los reguladores para garantizar que se cumplan los requisitos técnicos, legales y ambientales durante la ejecución del proyecto.</p>	<p>según el país. En muchos casos, cada país tiene un organismo regulador dedicado que regula y supervisa la operación del sistema de transmisión de electricidad. Estas agencias desarrollan las políticas y regulaciones necesarias para garantizar el acceso justo, eficiente y no discriminatorio a la red de transmisión.</p> <p>El proceso de conexión a la red en América Latina involucra a generadores y consumidores que deseen conectarse a la red de transmisión presentando solicitudes. Estas solicitudes suelen incluir detalles técnicos como la capacidad de generación o consumo, los puntos de conexión requeridos y la cantidad de energía a transferir.</p> <p>Una vez recibida la solicitud, el ente regulador evaluará y aprobará el proyecto de acceso a la red, teniendo en cuenta factores como la capacidad disponible en la red, la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico y el cumplimiento de la normativa vigente. El proceso está diseñado para garantizar un acceso eficiente y seguro a la red, evitando</p>	<p>operación y mantenimiento de la red de transmisión. Estos costos incluyen inversiones en nuevas líneas de transmisión, subestaciones y equipos, así como los gastos de operación y mantenimiento necesarios para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema. Los reguladores revisan y aprueban estas tarifas para asegurar que sean justas y razonables, aumentando así la eficiencia y competitividad de la industria de transmisión.</p> <p>Además de las tarifas reguladas, existen contratos de acceso a la red que pueden afectar la remuneración por el acceso a la infraestructura de transmisión. Estos contratos son negociados por participantes del mercado como generadores, distribuidores y servicios públicos, y pueden establecer tarifas específicas para el intercambio de energía a través de la red de transmisión. Estos contratos brindan a los participantes la flexibilidad de personalizar los términos y condiciones de su participación en el sistema de transmisión, lo que</p>
--	--	---	--

		<p>la congestión y manteniendo la calidad del suministro eléctrico. En particular, el acceso a la red en América Latina se rige por marcos regulatorios diseñados para promover la competencia, la eficiencia y la calidad del servicio eléctrico. Los reguladores juegan un papel importante en la supervisión y aplicación de estas regulaciones, asegurando un acceso justo y transparente a la red para todos los participantes en el mercado eléctrico.</p>	<p>puede afectar la remuneración recibida.</p>
--	--	--	--

2.6. Regulación De La Transmisión

La implementación de la reestructuración de los sistemas eléctricos en muchos países ha generado cambios significativos en las tareas de transmisión, tanto a nivel técnico como económico. La transformación más relevante ha sido la separación de las actividades de las empresas verticalmente integradas, lo que ha permitido la apertura a la competencia en la producción y comercialización de energía, mientras que la transmisión y distribución se mantienen como actividades monopolísticas.

2.6.1. Costos de transmisión

Cada país ha adoptado diferentes políticas en cuanto a la apertura de los servicios de transmisión. Sin embargo, se ha observado una tendencia a mantener la red de transmisión centralizada y permitir la participación de la iniciativa privada en proyectos de generación y compraventa de energía, quienes deben pagar un costo por el uso de la red.

En la mayoría de los mercados eléctricos del mundo, el uso de la red de transmisión se considera un beneficio público, lo que significa que los cargos por uso del servicio están sujetos a los costos asignados por el ente regulador mediante una estructura tarifaria. Las metodologías para la asignación de costos fijos de transmisión incluyen lo siguiente:

- Recuperación de costos: cubrir los gastos de inversión, operación y mantenimiento, así como generar una ganancia para los proveedores del servicio.
- Fomento del uso eficiente: la estructura de precios debe incentivar el uso eficiente del sistema de transmisión.
- Estimular las inversiones: la estructura tarifaria debe motivar a los propietarios de la red de transmisión a invertir en nueva infraestructura de manera óptima. Además, la estructura de precios debe cumplir con los siguientes requisitos para ser implementada en el mercado eléctrico: equidad, transparencia, comprensibilidad y aplicabilidad.

2.6.2. Costos por uso de red

En un entorno competitivo de mercado de electricidad, es importante considerar dos factores principales: el técnico y el económico. En el ámbito técnico, se deben tener en cuenta los posibles intercambios de energía y acuerdos entre terceros para la planificación, operación y control de la red eléctrica. Por otro lado, el aumento de la oferta y la demanda generará una competencia en los servicios de suministro de energía, lo que es importante en el aspecto económico.

En los mercados de electricidad, las transacciones de energía entre terceros son evaluadas en función de la producción, el uso de servicios auxiliares para modificar el nivel de seguridad y el uso de la infraestructura de la red de transmisión. Estas transacciones pueden afectar las condiciones operativas del sistema eléctrico de potencia, lo que puede reducir los márgenes de seguridad debido al aumento de los flujos de potencia en la red [21].

Por lo tanto, es necesario asignar un costo adicional para el mantenimiento de la seguridad del sistema, es decir, un servicio complementario.

2.6.3. Costos fijos

Es fundamental reconocer y ponderar los costos fijos que surgen en esta planificación. La inversión en nuevas líneas de transmisión, subestaciones y equipos representa una asignación de recursos significativa. No obstante, estos desembolsos se traducen en la mejora de la capacidad de transporte y la estabilidad del sistema, así como en la reducción de pérdidas de energía. La asignación adecuada de estos costos permite equilibrar la relación costo-beneficio y garantizar un retorno sostenible de la inversión a lo largo del tiempo.

Uno de los problemas más comunes es cómo asignar la parte proporcional del costo de inversión entre los participantes del sistema de transmisión, es decir, cómo se distribuyen los costos de manera justa desde un punto de vista económico. Esto implica que cada participante pague menos al ser parte del sistema que si se separa de él.

La consideración conjunta de los beneficios y costos fijos en la expansión de los sistemas de transmisión conduce a una toma de decisiones informada y estratégica. La asignación precisa de recursos y la optimización de la infraestructura aseguran la satisfacción de la creciente demanda energética, la promoción de la competencia en el mercado y la preservación del suministro eléctrico confiable en beneficio de los consumidores y la economía en su conjunto.

2.7. Formulación Matemática Del TNEP

Hasta aquí se ha hecho una revisión completa de los aspectos teóricos y conceptuales de la planificación de la expansión de la transmisión, así como de sus aspectos operativos y regulatorios. En esta sección se presenta en detalle la formulación matemática del problema, puesto que para abordar el desafío de la planificación a largo plazo es necesario seleccionar un modelo matemático adecuado, como el modelo de transporte o el modelo

lineal disyuntivo. Una vez elegido el modelo, resulta esencial optar por la técnica de optimización más apropiada para su resolución.

El objetivo principal de la planificación de la expansión del sistema de transmisión es minimizar la inversión total y los costos operativos del sistema mientras se satisface la demanda de energía y se cumplen las restricciones técnicas y operativas.

Para formular el problema de optimización, se establece una función objetivo que, bajo una visión centralizada, consiste en minimizar el costo total de inversión y operación del sistema de transmisión. Dentro del proceso deben considerarse restricciones, que aseguren capacidad suficiente de los enlaces de transmisión para satisfacer la demanda de energía y garantizar la confiabilidad del sistema.

Las restricciones técnicas se refieren a los estándares técnicos y de seguridad que deben cumplir los componentes del sistema. Por ejemplo, las líneas de transmisión deben tener capacidad adecuada en cuanto a los niveles corriente y las subestaciones deben contar con transformadores de potencia adecuados. También se deben considerar las restricciones operativas, como los flujos de potencia máximos permitidos en las líneas de transmisión, las restricciones de voltaje y las restricciones de reserva de potencia [22].

El problema de planificación de la expansión del sistema de transmisión se puede resolver utilizando técnicas de optimización como la programación lineal, la programación entera mixta y la programación dinámica. La elección de la técnica específica dependerá de la complejidad y el alcance del problema, así como de las preferencias y requisitos del planificador.

2.7.1. Optimización lineal

La optimización lineal es una técnica matemática que permite el análisis, planificación y control del sistema eléctrico, el cual normalmente en la minimización de los costos en todas las funciones que conforman el problema, Por lo tanto, el problema de optimización se puede formular de la siguiente manera [14].:

$$\text{Max (Min) } z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (1)$$

sujeto a:

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \text{ (o bien } \geq \text{ o } =) \quad (2)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2 \text{ (o bien } \geq \text{ o } =) \quad (3)$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m \text{ (o bien } \geq \text{ o } =) \quad (4)$$

$$x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0, i = 1, \dots, n \quad (5)$$

2.7.2. Optimización lineal entera mixta

El problema lineal entero mixto (PPLEM) es un tipo de problema de programación lineal (PPL) en el cual algunas variables deben ser enteras. Si todas las variables enteras son binarias (0-1), se le llama programación lineal entera mixta de (0-1). En caso de que todas las variables sean enteras, el problema se conoce como programación lineal entera estricta (PPLEE) [23].

Una de las ventajas de utilizar PPLEM es que se pueden modelar fenómenos más cercanos a la realidad y así obtener una solución más acorde al problema de optimización. La fórmula general para el planteamiento de un PPLEM es:

$$\text{Mín: } Z = f(x, y) \quad (6)$$

Sujeto a:

$$c_i(x, y) = 0 \quad \forall i \in E \quad (7)$$

$$c_i(x, y) \leq 0 \quad \forall i \in I \quad (8)$$

$$x \in X \quad (9)$$

$$y \in Y \text{ (Es entero)} \quad (10)$$

Donde:

$f(x, y)$ = función objetivo de tipo no lineal.

c_i = referencia a las restricciones de igualdad y desigualdad.

E, I = son los conjuntos de estas restricciones (x, y) .

x = es un variable de tipo real.

y = es un variable de tipo entera.

X, Y = conjunto de restricciones o llamadas bounding-box-type.

Mediante la fórmula general de la (PPLEM), se establece la función objetivo del problema.

Minimizar

$$z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (11)$$

Sujeto a

$$\sum_{i=1}^m a_{ij}x_j = b_j ; n \quad j=1, 2, \dots, m \quad (12)$$

$$x_j \geq 0; j = 1, 2, \dots, n \quad (13)$$

$$x_j \in \mathbb{N}; j = 1, 2, \dots, n \quad (14)$$

CAPÍTULO 3: ESTADO DEL ARTE

Un estado del arte, también conocido como revisión bibliográfica o revisión sistemática, es una fase fundamental de cualquier estudio o proyecto que busque abordar un tema en particular. Implica recopilar, revisar y analizar críticamente la literatura existente sobre un tema, con el objetivo de identificar y comprender el conocimiento actual, las investigaciones realizadas, los avances tecnológicos y las prácticas de vanguardia relevantes para el tema en estudio, donde se utiliza una amplia gama de fuentes confiables y relevantes, como artículos científicos, libros, informes técnicos y patentes, para lo cual debe realizarse una búsqueda exhaustiva en bases de datos especializadas y bibliotecas virtuales [24].

Una vez recopilada la información, se realiza la lectura crítica de los documentos seleccionados, extrayendo los aspectos más relevantes y realizando conexiones entre los diferentes hallazgos. Se proporciona una síntesis clara y coherente de la información obtenida, destacando las aportaciones más importantes y las lagunas existentes en el conocimiento actual. El resultado final del estado del arte es un documento o informe que resume de manera objetiva y estructurada el conocimiento actual sobre el tema, presentando las principales tendencias, enfoques, métodos y resultados encontrados en la literatura revisada. Este documento proporciona una base sólida para la planificación y desarrollo de un proyecto, permitiendo identificar los desafíos y oportunidades que se presentan en el área de investigación [25].

Dentro de este contexto, en este capítulo se presenta el desarrollo del estado del arte actualizado sobre la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión, el cual servirá como aporte y línea base para la definición de nuevos proyectos de investigación del Departamento de Energía Eléctrica de la EPN, bajo la línea de investigación, "*Planificación, Expansión, Administración, Regulación y Economía de Sistemas Eléctricos*", así como aporte al proyecto de investigación "*Multi-stakeholder and Sustainable Expansion of the Ecuadorian Transmission Power System*" que se desarrolla en cooperación entre la EPN y la Universidad de Cuenca.

El análisis bibliográfico abarcará un análisis de las últimas investigaciones y publicaciones sobre la planificación de la expansión de la transmisión (TNEP), para la identificación de

los nuevos enfoques y métodos de solución propuestos; así como el análisis de las necesidades de planificación para el sistema de transmisión nacional.

3.1 Introducción

La planificación de la expansión de la infraestructura para sistemas de transmisión eléctrica se ha convertido en un elemento vital para garantizar la continuidad, seguridad y confiabilidad del servicio de suministro eléctrico. El reto central es asegurar la capacidad necesaria para satisfacer la demanda energética en diversas regiones geográficas [26], [27] y en este contexto, la ubicación estratégica de líneas de transmisión y subestaciones se vuelve esencial, considerando parámetros como la capacidad de carga, el crecimiento previsto de la demanda, las fuentes de energía disponibles, los imperativos medioambientales, entre otros.

Junto con el desarrollo de la tecnología y la capacidad de cómputo, los enfoques tradicionales de planificación basados en la experiencia de los planificadores han ido evolucionando hacia modelos más rigurosos de optimización y modelado matemático; estos enfoques avanzados permiten el análisis de escenarios complejos y la identificación de soluciones óptimas o cercanas al óptimo, logrando así planes con mayores beneficios para todos los actores involucrados [28], [29] y [30] .

Se evidencia además que la evolución de los sistemas de potencia se ha visto impulsada en gran medida por la expansión de las energías renovables, la integración de generación distribuida y los progresos tecnológicos en la industria eléctrica [30] y [31]. Dentro de estos nuevos escenarios, la transformación global hacia fuentes de energía más sostenibles y renovables presenta desafíos particulares en términos de gestión de la variabilidad y la incertidumbre inherente a estas fuente, es decir que la planificación ahora debe considerar la ubicación estratégica de parques eólicos, plantas solares y otras formas de generación renovable, así como el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de energía para mitigar las fluctuaciones en la producción renovable [32] y [33]. Además de esto, la incorporación de técnicas de inteligencia artificial y aprendizaje automático, están desempeñando un papel creciente en esta área, respaldadas por herramientas y métodos para el manejo de grandes volúmenes de datos, pronósticos más precisos y resultados más eficientes, convirtiéndose en aspectos clave que están definiendo el futuro de la investigación en la planificación de los sistemas de transmisión.

Todos estos aspectos y nuevos enfoques son analizados en una revisión minuciosa de la literatura, presentada a continuación.

3.2 Historia

Las primeras propuestas formuladas para el tratamiento del TNEP se desarrollaron en 1970. Fue Garver quien propuso la primera solución al TNEP a través del conocido modelo de transporte, centrado en un enfoque simple basado en programación lineal entera mixta para una solución en un horizonte de tiempo estático [34] y [35]. En dicho modelo se considera la Ley de Kirchhoff y la capacidad operativa del circuito y los generadores [36] y [37]. La formulación matemática está representada por la ecuación:

$$\min v = \sum_{ij \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} \quad (15)$$

Sujeto a:

$$\sum_{ji \in \Omega_l} f_{ji} - \sum_{ij \in \Omega_l} f_{ij} + g_i = d_i \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (16)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij} + n_{ij}^0) \bar{f}_{ij} \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (17)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall_i \in \Omega_b \quad (18)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (19)$$

$$n_{ij} \text{ entero} \quad \forall_{ij} \in \Omega_l \quad (20)$$

La ecuación (15) representa la inversión en la red de transmisión debido a la construcción de nuevos circuitos, que se determina en función del costo de la adición (c_{ij}), acompañada de una variable n que determina el número de líneas nuevas agregadas (n_{ij}).

La restricción (16) expresa la restricción que corresponde a la primera Ley de Kirchhoff, denominada ecuación de equilibrio de potencia en cada barra.

La restricción (17) es la capacidad de transmisión de cada uno de los circuitos, siendo el valor absoluto indispensable, ya que el flujo es bidireccional.

En la restricción (18) determina los límites de generación de las barras i .

La restricción (19) limita en el número de circuitos que se instalarán en el ramal ij .

La principal ventaja que presenta el modelo de transporte es la linealización del modelo, en el que se eliminan las restricciones no lineales presentes en la segunda Ley de Kirchhoff, característica que prácticamente no hace diferencia en la modelización de problemas relacionados o problemas aislados de optimización, siguiendo los mismos patrones para

su resolución [38] y [39]. No obstante, debido a que el modelo está simplificado, la desventaja radica en que la solución encontrada a veces puede estar lejos de la solución verdadera ya que solo considera la primera Ley de Kirchhoff. A partir de este modelo, se han ido desarrollando nuevas investigaciones que ya no limitan la modelización del TNEP con el modelo de transporte, sino que exploran alternativas como el uso de un modelo DC o incluso AC y que se analizan a través de la revisión de la literatura que se presenta a continuación, clasificada en la forma cómo se ha abordado al problema de la planificación:

3.3 Tratamiento estático o dinámico del problema

El dilema de utilizar un enfoque estático o secuencial/dinámico para la planificación de la expansión de sistemas de transmisión ha sido un tema ampliamente debatido a nivel académico. Autores como [40], [41] y [42] han calificado al enfoque estático como un enfoque ampliamente investigado y aplicado, tanto en la literatura, como en la industria, y al secuencial como un desafío evidente para los sistemas de potencia reales, en el que no solo se debe abordar la decisión sobre la cantidad de infraestructura que debe añadirse a la red para el abastecimiento seguro de la demanda, sino además, la decisión sobre cuándo es el mejor momento para enfrentar tal inversión, bajo el uso de herramientas efectivas de riesgo, como aspecto fundamental para asegurar la utilidad de los resultados en la toma de decisiones bajo la real complejidad de los sistemas en la actualidad.

En lo que respecta al análisis tradicional del TNEP abordado de manera estática, se tienen trabajos que se remontan al año 1970. Garver, quien fue el primero en desarrollar el modelo como alternativa de solución al problema del TNEP, y a partir de él se han desarrollado una serie de propuestas con alcances y objetivos que van desde abordar la planificación centralizada de la decisión de expansión de nuevas líneas, hasta decisiones liberalizadas con la posibilidad de participación de inversionistas privados en las decisiones, incorporación de flexibilidad, evaluación de políticas, entre otros que son analizados más adelante.

Los modelos de planificación estática también han sido aprovechados para probar y validar nuevas técnicas de optimización, debido a la sencillez del modelo, lo que facilita por ejemplo el análisis de sensibilidad y ajustes para las nuevas técnicas propuestas. Por ejemplo, en [43] el modelo estático se usó para validar el entonces nuevo EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization) y su desempeño en tres sistemas de prueba de diferente tamaño. El problema buscó determinar el plan de expansión óptimo, considerando la demanda futura en un solo bloque de demanda de potencia y un parque de generación dado. Los resultados demostraron que, en los sistemas de 6 y 48 nodos, el EPSO se

desempeña de forma exitosa y robusta, sin embargo, en el sistema de 87 nodos no se pudo determinar una solución óptima global, por lo que se recomendaron ajustes al modelo con un mayor número de partículas y generación para mejorar la solución óptima.

Los modelos estáticos tradicionalmente han sido también utilizados con fines académicos y de investigación, como por ejemplo las propuestas de [44] y [45] quienes utilizan el enfoque estático de una sola etapa para resolver el problema el TNEP, con el fin de evaluar modelos más avanzados de expansión. La propuesta de [44] se basa en un modelo de mercado liberalizado, que busca proporcionar un entorno competitivo y no discriminatorio para todas las partes interesadas, manteniendo al mismo tiempo la confiabilidad del sistema eléctrico. Para la solución desarrolla un modelo metaheurístico evolutivo de tipo diferencial, cuyo desempeño se compara con otros dos métodos, uno no diferencial y otro de AG, que mostraron soluciones subóptimas. Como resultados del trabajo, los autores concluyen sobre la importancia de tener en cuenta la seguridad al resolver el problema de expansión de la transmisión.

Dentro de las opciones de expansión evaluadas a través de escenarios con horizonte estático, se tiene los trabajos de [46], [47], [48] y [49], quienes proponen un modelo de planificación que permite determinar el plan de mínimo costo flexible, como solución al problema del TNEP a largo plazo tomando en cuenta diferentes escenarios de despacho de generación, pero incorporando flexibilidad de operación de transmisión como una alternativa de gestionar el riesgo de las decisiones .

Para la solución, los autores proponen: En [46] el algoritmo multiobjetivo Evolutivo de Fuerza de Pareto 2 (SPEA2), el cual permite obtener alternativas de expansión que son evaluadas a través de su relación entre el costo y satisfacción de escenarios de operación. La propuesta se valida utilizando tres sistemas de prueba, el primero, el sistema de 6 barras de Garver, el segundo, el sistema IEEE de 24 barras, y finalmente un sistema más grande, el sistema del sur de Brasil, demostrando así que el modelo es capaz de obtener soluciones óptimas en sistemas de potencia reales y con posibilidad de adaptación a escenarios adversos. Por otra parte, en [47] los autores proponen un método de selección de escenarios de congestión importantes basado en la teoría del precio sombra, que evalúa el grado de congestión del escenario. Este enfoque busca mejorar la eficiencia y el beneficio económico de la planificación al centrarse en los problemas operativos bajo escenarios de congestión de transmisión. La propuesta se valida a través de un estudio de caso basado en el sistema de potencia Garver de seis nodos mejorado y un sistema de potencia de 25 nodos simplificado de la provincia de Zhejiang, China. Los resultados obtenidos muestran que el enfoque propuesto puede mejorar la eficiencia y el beneficio

económico de la planificación al centrarse en los problemas operativos bajo escenarios de congestión de transmisión importantes.

Así también en [48] proponen un enfoque estático para la planificación de expansión de transmisión en las redes egipcias, se basa en el uso de la técnica de Optimización de Enjambre de Partículas Basada en Enteros (IBPSO) para encontrar las rutas de transmisión óptimas con los costos de inversión de capital más bajos. Este enfoque se valida mediante pruebas en sistemas de prueba estándar de Garver de 6 barras y se demuestra la eficiencia y viabilidad del procedimiento propuesto para la planificación de expansión de transmisión en las redes egipcias.

Al contrario de los modelos determinísticos tradicionales, [45] avanza un poco más y propone un modelo probabilístico estático para resolver el problema del TNEP. El modelo considera no solo minimización de costos de inversión, sino además otros costos asociados con la confiabilidad del sistema y el costo de energía no suministrada. Como técnicas de optimización se aplican el denominado juego de ruleta para calcular la capacidad óptima de las líneas de transmisión, en complemento con algoritmos genéticos. La complejidad de la propuesta complica su aplicación en sistemas grandes, por lo que su validación queda limitada a sistemas pequeños.

En relación a los dispositivos o elementos extras considerados dentro de la planificación, la planificación estática también se ha orientado al tema de compensación reactiva o minimización de pérdidas, como la propuesta de [49] que no solo se analiza la adición y ubicación de nuevas líneas y transformadores para el sistema de transmisión, sino que además se resuelve a su vez el problema de ubicación óptima de condensadores, a través de un modelo de flujo de potencia en AC, que permite representar de forma exacta, las pérdidas tanto en potencia activa, como reactiva del sistema, presentando una ventaja frente a los modelos simplificados en DC.

En lo que respecta a políticas regulatorias, en [50] se toma como base el modelo estático, para desarrollar una planificación conjunta de generación y transmisión, con el fin de evaluar los intereses contrapuestos de empresas de generación descentralizadas que deciden sus inversiones maximizando sus propios beneficios y de TSO (transmission system operators) centralizados que deciden la expansión de la red con el objetivo de maximizar el bienestar social general, en un ambiente de mercado de alta penetración de tecnologías renovables y de sistemas de almacenamiento. Los autores validan su propuesta en un sistema pequeño de 3 nodos, en el que se estudian en detalle los resultados de inversión y operación. El segundo caso, el sistema IEEE 24 nodos

modificado, para el que se realiza un análisis de sensibilidad sobre implicaciones políticas en las decisiones de inversión y se comparan los resultados de su modelo propuesto con los resultados de un enfoque de minimización de costos tradicional y con los resultados de un planificador social. Los autores concluyen que su modelo integral y proactivo, que considera tanto a los planificadores de transmisión social como a los mercantiles, ofrece una forma efectiva de abordar los desafíos de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión en un mercado eléctrico en evolución. Este enfoque tiene en cuenta la integración de energías renovables y la creciente importancia del almacenamiento de energía, lo que permite anticipar el comportamiento estratégico de las compañías de generación y considerar un portafolio diversificado que incluye tecnologías renovables y de almacenamiento a largo y corto plazo. Además, los autores destacan que tanto el enfoque de minimización de costos tradicional como el inversionista mercantil conducen a una disminución relativamente pequeña del bienestar social en comparación con un planificador social.

La planificación estática ha sido considerada como el enfoque más razonable cuando se trata de horizontes temporales cortos en los que las decisiones no son revisables o no van a ser reconsideradas. Sin embargo, con el paso de los años, los sistemas eléctricos se vuelven cada vez más dinámicos, y acompañados a esta dinámica, surge la necesidad de adaptar los modelos y metodologías de análisis para considerar al tiempo como una variable más de decisión.

Para horizontes temporales largos, la TNEP dinámica reproduce fielmente la realidad del problema, sin embargo, hasta la fecha no puede ser implementada de forma completamente exitosa en sistemas reales debido a las limitaciones de tamaño y la intratabilidad computacional. Es así que dentro de este contexto, el enfoque dinámico secuencial ha sido el método que han propuesto varios autores para el tratamiento plurianual de la expansión, en el que básicamente las decisiones sobre la expansión del sistema se van tomando de forma secuencial a lo largo de un horizonte de tiempo [51], [52], [53], [54]. En estas decisiones se busca determinar tanto la capacidad óptima, como la ubicación adecuada para nuevas líneas de transmisión, en diferentes periodos de tiempo, con el fin de optimizar el costo de los planes, puesto que, la decisión no está orientada a planes robustos de expansión, sino más bien a planes óptimos y eficientes adaptados a la situación real del sistema, bajo un mejor manejo del riesgo.

Dentro de este tipo de modelos, se tienen como ejemplo, la propuesta de [51], quienes analizan un plan dinámico plurianual de expansión del sistema de transmisión, a través de la formulación de un problema de optimización multicriterio que considera la minimización

de los costos de inversión, operación y de energía esperada no suministrada. El modelo se prueba en la red de transmisión portugués de 400/200/150 kV, y con base a los planes obtenidos, los autores calculan los costos marginales proyectados, los cuales se estabilizan en el largo plazo gracias a la expansión del sistema, abordando así el problema de la conciliación de ingresos en mercados liberalizados.

En [52] en cambio se usa el enfoque dinámico de expansión para determinar planes que minimicen los costos de operación e inversión, que a la vez que garanticen la calidad del servicio, utilizando para el efecto, restricciones que modelen la operación de la red durante todo el horizonte de planificación. El problema buscó beneficiarse de la experiencia con la que cuentan los planificadores a la hora de incorporar nuevas líneas y transformadores, para el ajuste y toma decisiones en el proceso de planificación de expansión de la transmisión. El planificador prepara una lista de posibles adiciones de ramas (líneas y transformadores) junto con los costos de inversión correspondientes; el objetivo es seleccionar un número de elementos de esta lista y programarlos a lo largo del horizonte de planificación. Esto implica tomar decisiones sobre qué proyectos incluir y cuándo implementarlos, para lo cual proponen una solución al TNEP que consiste en una programación a largo plazo, mediante el algoritmo de optimización de enjambre de partículas evolutivas discretas (DEPSO). Los autores concluyen que este problema es muy complejo debido a que su naturaleza combinatoria es típicamente grande y sus respectivas características matemáticas, por lo que es importante que se desarrollen modelos que aborden adecuadamente estas características.

La incertidumbre en ciertos parámetros asociados con la operación de los sistemas, son otros aspectos que se han tratado de incorporar dentro de los planes multietapa de expansión.

Por ejemplo [55] propone un modelo de optimización lineal entero mixto para determinar un plan robusto de expansión bajo incertidumbre en la demanda eléctrica y los precios de los nuevos elementos a incorporar en el sistema eléctrico; el modelo incorpora además la culminación de vida útil de unidades generadoras, restricciones de transporte y disponibilidad de combustible mediante un marco de decisión basado en la teoría de la brecha de información (IGDT). La propuesta se valida utilizando tres sistemas de prueba, el primero, el sistema de 6 barras de Garver, el segundo, el sistema IEEE de 24 barras, y finalmente un sistema mucho más grande, el sistema IEEE de 118 barras. Los resultados demostraron que el método es capaz de aumentar la resistencia y la adaptación del sistema de energía contra errores de pronóstico.

En [56] por su parte, se propone utilizar una metodología para la planificación de la expansión de la transmisión en un proceso coordinado multietapa, en el que se van tomando decisiones de expansión en un orden cronológico de etapas coordinadas, sobre la base de la evaluación de los costos de inversión y de seguridad del sistema, valorados a través de los costos de interrupción o de energía no suministrada, con el fin de encontrar soluciones factibles de expansión. El modelo se válida para el sistema eléctrico de Brasil en un horizonte de planificación que considera 8 pasos discretos de decisión cronológica, llegando a determinar que es posible expandir el sistema de transmisión de manera rentable y confiable, al encontrar soluciones de menor costo y evaluar el impacto de la fiabilidad en el proceso de toma de decisiones.

En [57] en cambio se propone un enfoque de solución multietapa para el TNEP que incluye un factor variable que cambia con el aumento de la vida útil las líneas de trasmisión a lo largo del tiempo, así como también el mantenimiento de la línea, es decir, el costo de expansión, las pérdidas de la red, costo de mantenimiento de líneas antiguas, el costo de mantenimiento de líneas recién construidas durante un horizonte de tiempo. Para su solución se utiliza un algoritmo de optimización de enjambre de partículas, validado en el sistema de prueba IEEE de 24 barras. Dado que la solución óptima es aquella que minimice los costos de construcción, remplazo, pérdidas y mantenimiento, los autores concluyen que la expansión bajo este enfoque es confiable en comparación con los casos donde se utilizan enfoques estáticos que no visualizan la vida útil de la infraestructura.

En [58] se propone un modelo multietapa basado en la formulación matemática del flujo de carga de CA, considerando un enfoque multivoltaje, pérdidas de potencia y compensación de potencia reactiva. Para la solución se propone un algoritmo metaheurístico híbrido, validado en el sistema Garver de 6 barras. Como resultado del trabajo, los autores manifiestan que elevando la tensión del sistema de transmisión y considerando el problema de planificación de expansión de la red de transmisión de múltiples etapas de CA con enfoque multivoltaje (MTNEP-MV) se requieren menos líneas de transmisión, logrando así que se reduzcan las pérdidas de potencia y las necesidades de compensación de potencia reactiva.

Por otra parte, en [59] se propone un método multiobjetivo y optimización por enjambre de partículas binarias para evaluar los impactos de los retrasos en proyectos de expansión de transmisión en el corto plazo del sistema eléctrico. Además, proponen índices para clasificar los proyectos de mayor a menor grado de dificultad. La propuesta se valida mediante un algoritmo genético de clasificación no dominadas II (NSGA-II) y un método de optimización binaria de enjambre de partículas óptima de Pareto, utilizando dos sistemas,

el sistema de prueba de confiabilidad IEEE RTS de 24 barras para un horizonte de planificación de 3 años y el sistema de subtransmisión real en Brasil de 40 barras para un horizonte de planificación entre 3 y 6 años. Los resultados obtenidos muestran que gracias al método se logra reducir el tiempo de cálculo en un 35% para el sistema brasileño y en 42% para el sistema IEEE RST, demostrando así su eficiencia en la transmisión del sistema. Los autores concluyen que los retrasos en los proyectos de expansión de transmisión pueden tener un impacto significativo en la operación del sistema eléctrico a corto plazo, lo que puede resultar en una operación más costosa y en condiciones técnicas de operación más difíciles. Además, manifiestan que el método propuesto sirve para evaluar y clasificar los proyectos en un plan de expansión de transmisión de más a menos críticos en caso de retrasos, lo que puede ayudar a los gerentes de proyectos y tomadores de decisiones a priorizar los proyectos y tomar medidas preventivas o correctivas para garantizar su finalización en el plazo previsto.

Dentro de esta misma línea de planes multietapa se encuentra la propuesta de [60] quien plantea un enfoque robusto y multietapa para abordar el problema de planificación de expansión de generación y transmisión, con un enfoque específico en la integración de fuentes de energía renovable. Su propuesta se centra en la formulación de un modelo matemático de optimización que tiene en cuenta la incertidumbre a largo y corto plazo, así como la resolución del problema a través de la descomposición de Benders. Para validar la propuesta se utilizó el sistema eléctrico de México y los resultados de las simulaciones realizadas respaldan la efectividad de su enfoque en la toma de decisiones de inversión en generación y transmisión, especialmente en el contexto de la integración de fuentes de energía renovable y la incertidumbre asociada con la demanda futura de energía, llegando a la conclusión de que la estrategia propuesta puede ahorrar costos de expansión de líneas transmisión y al mismo tiempo satisfacer la demanda, bajo una solución robusta. Además, los autores consideran que su enfoque multietapa puede ser útil para la toma de decisiones en el TNEP en sistemas eléctricos con una alta penetración de fuentes de energía renovable.

Si bien los modelos dinámicos, son modelos muy complejos de aplicar en sistemas reales, dentro de la literatura científica se han encontrado algunas propuestas que tratan con estas complejidades, como por ejemplo la propuesta de [61], quien propone una formulación de programación matemática de tres niveles para la solución dinámica y robusta del TNEP, que considera además distribuciones de probabilidad para variables aleatorias con el fin de considerar la incertidumbre dentro del problema de planificación. Para la solución se proponen métodos de optimización clásica mediante la técnica de descomposición de

Benders y se valida utilizando un sistema IEEE de 118 barras con el objetivo de mostrar la potencialidad del modelo para ser aplicado en sistemas grandes o más reales, sin provocar intratabilidad computacional, como ocurre normalmente con los modelos de programación dinámica. Además, se concluye que el enfoque dinámico permite un uso óptimo de los recursos financieros existentes y es menos propenso a pronósticos erróneos de la carga de la demanda y la capacidad de generación, cuando se incorporan modelos probabilísticos dentro de la solución.

En [54] se propone una formulación dinámica no convexa de múltiples etapas para optimizar la adición de circuitos de transmisión y dispositivos de compensación de potencia reactiva a una red, tomando en cuenta los costos operativos y de pérdidas. Para el efecto se utiliza un método de solución híbrida (IDE-PBILc) mejorado de evolución diferencial (DE) y aprendizaje incremental continuo basado en la población (PBILc), que a diferencia de otros métodos, mejora drásticamente el tiempo de cálculo y la solidez. Para validar la propuesta se comparan dos algoritmos metaheurísticos aplicados al sistema de Garver de 6 barras, el sistema IEEE de 24 barras y el sistema IEEE de 118 barras. Los autores concluyen que su metodología para la planificación de la expansión de la red de transmisión considerando la gestión de la potencia reactiva y las restricciones de seguridad es efectiva y proporciona soluciones más económicas que los enfoques estáticos y pseudo-dinámicos existentes. Además, demuestran que su enfoque propuesto es más eficiente en términos de tiempo de cálculo y robustez. Además, sugieren que su enfoque podría ser particularmente útil al estudiar sistemas con escenarios de alta penetración de energía renovable debido a su eficiencia computacional

En [62] se propone un enfoque robusto para la solución del TNEP dinámico, pero considerando contingencias Nk-1 y las incertidumbres de la demanda de carga y la generación de fuentes de energía renovable. La propuesta se formula como un problema de programación lineal entera mixta (MILP) y se propone descomposición de Benders para su solución. Se realizan estudios en dos sistemas de prueba, el primero un sistema IEEE de 24 barras y el segundo, un sistema IEEE RST-96 barras. Los autores concluyen que los casos de estudio se ven afectados por los presupuestos de incertidumbres, para lo cual recomiendan construir nuevas líneas de transmisión para afrontar los peores casos de demandas inciertas y generación de energía renovable con el propósito siempre de cumplir Nk-1 contingencia.

En [63] también se propone un enfoque dinámico robusto de tres niveles para la planificación en la futura infraestructura de redes de transmisión, considerando la naturaleza incierta, tanto de la capacidad de generación como el crecimiento de la demanda, mediante

la técnica de uso de condiciones Karush-Kuhn-Tucker (KKT), y de la formulación primal-dual (PD), lo que lleva a introducir variables binarias, sin embargo, esto ocasiona que el problema no pueda ser resuelto con optimización tradicional y se resuelva utilizando métodos basados en descomposición, como el método de Benders o algoritmo de generación de columna. La propuesta se valida utilizando un sistema de prueba de la IEE de 118 barras y el sistema de alimentación polaco de 2383 barras, los autores concluyen que el modelo propuesto es superior en comparación con las técnicas existentes de carga computacional.

Dentro de esta misma línea, se encuentra la propuesta de [60] quien plantea un enfoque dinámico robusto de múltiples etapas para resolver el problema de planificación de expansión de generación y transmisión, el cual se formula mediante el método de programación de tres niveles. Este se transforma en un problema de dos niveles para evaluar la solución del problema mediante el método de descomposición de Benders, que luego se compara con la solución de generación de columnas y restricciones (C&CG). Para validar la propuesta se utilizó el sistema eléctrico de México. Los autores de este trabajo concluyen que la simulación de la estrategia propuesta puede ahorrar los costos de expansión de líneas transmisión y al mismo tiempo satisfacer la demanda, bajo una solución robusta.

Del análisis del estado de arte desarrollado, se evidencia que, en los últimos años, las tendencias se orientan principalmente a los modelos multietapa o dinámicos, los cuales se apegan más a las necesidades de las decisiones en los procesos de planificación reales, no obstante, los modelos estáticos, siguen siendo útiles, no solo para decidir sobre nuevos planes, sino para análisis académicos de validación de nuevos modelos de solución o para definición de políticas regulatorias.

3.4 Métodos de optimización usados

De la revisión realizada a la literatura relacionada con el problema del TNEP, se puede determinar que los esfuerzos de los investigadores del área se han concentrado en el desarrollo y aplicación de diferentes tipos de métodos matemáticos para la solución del problema de optimización caracterizado por ser un problema de programación no lineal entera mixta. Los principales métodos estudiados han sido los métodos exactos o clásicos, y los heurísticos y su versión mejorada metaheurística.

Dentro de los métodos exactos se tienen principalmente algoritmos de solución como el Branch and Bound (B&B) y las técnicas de descomposición como Bullets, Branch and Cut,

Benders [64], [65], [66], [67]. A continuación, se destacan los principales aportes realizados por estas propuestas.

En [64] se propone un enfoque jerárquico de descomposición de Benders para la planificación de expansión de redes de transmisión, que consta de dos fases que se resuelven alternadamente mediante la descomposición de Benders y el algoritmo Branch and Cut hasta lograr la convergencia. Por la complejidad del problema se propone el modelo de transporte para representar la red de transmisión, por lo que su aplicación se limita a redes eléctricas sencillas

En la última década con el avance tecnológico y computacional, estos métodos han mejorado notablemente su desempeño en cuanto a tiempos de solución y convergencia para su uso o aplicación o sistema más grandes. Ejemplo de esto es la propuesta de [68], quienes desarrollan un enfoque de optimización de solución exacta mediante un esquema de Descomposición de Benders (BD) para el TNEP robusto bajo incertidumbre en la generación renovable y demanda. Lo novedoso de este enfoque es que no requiere conocer la distribución de probabilidad de las inyecciones netas inciertas, sino que más bien, las incertidumbres de las inyecciones netas se especifican mediante un conjunto de incertidumbres simples. El problema general se divide en dos subproblemas: un problema maestro y un problema esclavo. El problema maestro se encarga de la planificación de la expansión de la red de transmisión, mientras que el problema esclavo se encarga de la evaluación de la robustez de la solución propuesta. El algoritmo comienza con una solución inicial para el problema maestro; luego, se resuelve el problema esclavo para evaluar la robustez de la solución propuesta. Si la solución es robusta, el algoritmo se detiene; de lo contrario, se agrega una restricción lineal al problema maestro para restringir la solución a un conjunto más robusto. Los autores concluyen que este enfoque es una de las herramientas más efectivas para tener un TNEP más robusto en ambientes inciertos.

En [69] en cambio se propone descomposición de Benders y utiliza una estrategia robusta adaptativa de dos etapas para lograr la solución exacta del problema TNEP que busca mejorar el rendimiento computacional de la solución del problema. Para el efecto se reemplaza el problema de nivel inferior por uno dual y se resuelve el problema de dos niveles resultante, utilizando un algoritmo de plano de corte primario dentro un esquema de descomposición. Al utilizar este enfoque alternativo y simple, el tiempo de cálculo para resolver problemas de planificación de expansión de transmisión se reduce drásticamente. El algoritmo consta de dos etapas principales: En la primera etapa, se resuelve un problema maestro primal que busca minimizar el costo total de expansión de la red de transmisión. Este problema maestro se resuelve utilizando un solver de programación matemática

mixta-entra. El resultado de esta etapa es una solución primal factible. En la segunda etapa, se resuelve un subproblema dual que busca maximizar el costo esperado de la función objetivo sujeto a restricciones de incertidumbre. Este subproblema se resuelve utilizando un solver de programación matemática mixta-entra.

En [70] se propone un método exacto para el TNEP en sistemas con alta penetración de energía renovable. El modelo incluye costos de inversión y operación, así como penalizaciones por energía no suministrada en caso de contingencias. El modelo utiliza la descomposición de Benders mejorada y un algoritmo de incorporación de contingencias; la propuesta incluye no solo refuerzos de red, sino también inversiones de gran magnitud, como una superposición de red a gran escala. El modelo ha sido aplicado en proyectos como Desertec y Beyond 2020 los cuales permiten instalar grandes cantidades de energía renovable en el norte de África o el Mediterráneo y exportarla. Los autores concluyen que el modelo ha demostrado su capacidad para optimizar sistemas de tamaño real con incertidumbre en tiempos asequibles y que es particularmente importante en casos donde las necesidades de expansión de transmisión son altas.

En [71] se propone un método de expansión basado en una representación de red reducida pero precisa en la planificación de expansión de la transmisión. El enfoque utiliza un proceso iterativo de reducción de Kron para eliminar la mayoría de las barras que no están conectadas a ninguna línea interáreas y considera la capacidad de transferencia disponible (ATC) entre cada dos barras para particionar la red eléctrica. Para validar la propuesta se utilizó el sistema IEEE de 118 barras y la red eléctrica europea. Los autores concluyen que el método propuesto para la reducción de la red en la planificación de la expansión de la transmisión (TEP) es efectiva y prometedora para sistemas reales, puesto que relajan la complejidad de tratar con redes grandes, llegando a encontrar soluciones óptimas.

En [72] se propone un enfoque para encontrar la solución óptima global del problema de planificación de la transmisión utilizando un modelo de red de CA. El enfoque se basa en la relajación semidefinida del problema del flujo de potencia óptimo de CA (ACOPF); su motor computacional es un algoritmo especializado de ramificación y limitación para la planificación de la expansión de la transmisión para abordar el problema subyacente de ACOPF de enteros mixtos. La propuesta se valida en una red de transmisión real de 118 nodos en el Líbano, mediante la comparación de los resultados obtenidos con su enfoque y los resultados obtenidos por otros métodos de resolución de problemas del TNEP. Los autores comparan los resultados, con los obtenidos mediante el método de programación lineal entera mixta (MILP) y el método de programación semidefinida (SDP) en términos de tiempo de ejecución y calidad de la solución. Los resultados muestran que el enfoque

propuesto entrega soluciones eficientes y efectivas, y es capaz de encontrar soluciones óptimas globales en un tiempo de ejecución razonablemente corto, que supera a otros métodos de resolución de problemas en términos de calidad de la solución.

Como se ha visto, la naturaleza combinatoria del problema del TNEP convierte su solución matemática en un problema de gran dimensión por la explosión combinatoria sobre el número de alternativas que deben ser exploradas, lo que evidentemente complica encontrar su solución. En este escenario, y para problemas de gran dimensión o reales, los métodos clásicos o matemáticos experimentan problemas para alcanzar su convergencia, por lo que una alternativa interesante y útil representan los métodos aproximados de solución basados en técnicas metaheurísticas y heurísticas, los cuales han sido ampliamente estudiados y aplicados en la literatura científica para la solución de este problema.

Ejemplos de trabajos que utilizan este tipo de algoritmos son [73], quienes presentan una comparación de los algoritmos genéticos, búsqueda tabú y enumeración truncada para la solución del problema estático de la planificación de la expansión de la transmisión. En este trabajo se muestra que no todos los métodos de este tipo son igualmente eficientes de la búsqueda de soluciones, y para encontrar soluciones de calidad es fundamental la parametrización adecuada de sus características, caso contrario los algoritmos tienen alta probabilidad de caer en óptimos locales, y encontrar soluciones lejos de la óptima.

En [74] se propone el uso de algoritmos genéticos para abordar el desafiante problema de la planificación de la expansión en mercados de electricidad desregulados. Los autores proponen el uso de diferentes valores de factores de penalización de pérdida de carga para encontrar soluciones óptimas con costos mínimos. Los autores concluyen que su enfoque basado en algoritmos genéticos proporciona una manera confiable y consistente de abordar el desafiante problema de planificación de expansión de redes de transmisión en sistemas eléctricos. Destacan que su propuesta permite encontrar soluciones óptimas en mercados de electricidad desregulados, donde la capacidad de calcular con anticipación los costos de acceso a la transmisión es esencial para la toma de decisiones de inversión.

Por otra parte, en [75] se propone un método de dos etapas y de pronóstico para planificación de la expansión de redes. En la primera etapa, se pronostica la demanda utilizando ANFIS, mientras que en la segunda etapa se optimizan las rutas de transmisión utilizando el algoritmo de optimización IBPSO. Además, se lleva a cabo un flujo de potencia AC para evaluar las restricciones de voltaje, potencia reactiva y seguridad en la solución de TEP. Los autores concluyen que el uso de ANFIS para la previsión de carga a largo

plazo y el IBPSO para la optimización de rutas de transmisión demostró ser eficiente en dos redes eléctricas en Egipto, además que el IBPSO es un algoritmo de optimización prometedor para resolver problemas de TNEP y que la combinación de IBPSO y el modelo de flujo de potencia DC es una solución eficiente para el problema de TNEP.

En [49] se presenta una propuesta de un modelo heurístico constructivo para determinar la ubicación óptima de líneas, transformadores, y condensadores en una red de transmisión, en función de los resultados de un flujo de carga AC y de índices de sensibilidad, los cuales son evaluados en un proceso iterativo que termina con una solución, si bien, no óptima, si de buena calidad.

Dentro de esta misma línea se tiene la propuesta de [76] quienes proponen algoritmos genéticos especializados dentro de una metodología para encontrar un plan óptimo de expansión de la red de transmisión que permita operar adecuadamente la red en un ambiente con múltiples escenarios de generación. Para validar la propuesta se utilizó el sistema de prueba IEEE de 24 barras, demostrando a través de los resultados que el modelo presentado es flexible, optimizando así de mejor manera los costos de inversión pudiendo ser aplicado en mercados competitivos o en planificación centralizada.

En [77] se propone un modelo matemático combinatorio junto con un algoritmo genético real (RGA), para resolver la planificación de expansión de redes de transmisión (TNEP) utilizando un modelo de corriente alterna (AC) asociado con la planificación de potencia reactiva (RPP). Para validar la propuesta se utiliza un sistema modificado de Garver, el sistema IEEE de 24 buses y el sistema del sur de Brasil, que demuestran un rendimiento exitoso de la metodología propuesta. Los autores concluyen que su propuesta de enfoque integral que aborda, tanto la planificación de expansión de redes de transmisión, como la planificación de potencia reactiva, utilizando un modelo de corriente alterna (AC) y el algoritmo genético real (RGA) como técnica metaheurística, ha demostrado ser efectiva en la obtención de soluciones de mejor calidad, con costos de expansión más bajos para el problema de planificación de expansión de redes de transmisión.

Un ejemplo de solución multiperiodo al TNEP con técnicas de algoritmos genéticos se presenta en [56], quienes proponen el método de colonia de hormigas para encontrar la solución al problema de expansión multietapa de la transmisión. El método se basa en la búsqueda de los caminos más cortos desde la fuente de alimentación hasta el "nido", para así obtener, entre una serie de opciones, una solución de menor costo. Frente a otras técnicas de optimización como las evolutivas o de búsqueda tabú, los autores llegan a la conclusión de que la principal desventaja de la propuesta es el elevado número de

parámetros que se deben utilizar ajustar para encontrar una solución factible a través de este método, lo que se complicaría en sistemas de gran tamaño, sin embargo, las soluciones obtenidas muestran mejor calidad que los otros métodos comparados.

En [78] la técnica de optimización metaheurística conocida como "shuffled frog leaping algorithm" (SFLA) se propone para resolver el problema de planificación de expansión de transmisión. Destacan que el SFLA ha demostrado ser una técnica de optimización sólida y efectiva en una variedad de problemas en sistemas de energía eléctrica, incluida la planificación de expansión de transmisión, permitiendo así minimizar costos de inversión en los sistemas de transmisión, así como costos asociados con la demanda no satisfecha y pérdidas de la transmisión, teniendo en cuenta el bienestar social utilizando un análisis de flujo de cargas CC, incluyendo métodos como colonia de hormigas, simulación de Montecarlo y algoritmos genéticos.

A diferencia de los métodos clásicos, como se ha visto, la real ventaja de los algoritmos heurísticos o metaheurísticos está en la solución de problemas complejos, que involucren horizontes de tiempo de tipo multiperiodo y que integren otros aspectos que no son capaces de analizarse a través de métodos clásicos, como la modelación de la competencia, análisis de flujos AC, incertidumbres y expansión de distintos elementos de la red.

Por otra parte, paralelamente a la mayor integración de energías renovables en los sistemas de potencia, se han ido desarrollado propuestas de metodologías de expansión que consideran aspectos relevantes en cuanto a la incorporación de estas energías y su implicación en las decisiones de expansión, como por ejemplo, se presenta la propuesta de [79], quienes proponen un enfoque novedoso para abordar la planificación de la expansión de la red de transmisión, considerando el crecimiento significativo de las fuentes de energía renovable. Su propuesta incluye el uso de técnicas de clustering matemático y trazado de flujo de potencia para seleccionar subestaciones y líneas de transmisión candidatas, respectivamente. Además, introducen el uso del método de prueba de arreglo ortogonal de Taguchi (TOAT) para representar las incertidumbres de cargas y fuentes de energía renovable. Para validar su propuesta, los autores utilizaron el sistema IEEE modificado 79 barras y datos reales de la red eléctrica tailandesa.

Para la optimización, utilizan el algoritmo de búsqueda tabú adaptativo (ATS) para minimizar los costos de inversión en la expansión de la red de transmisión, los costos anuales de operación de generadores y los costos anuales de pérdidas de líneas de transmisión. Los autores concluyen que su enfoque podría ser una herramienta valiosa

para los planificadores de redes de transmisión que buscan integrar eficientemente las fuentes de energía renovable en sus sistemas.

Por otro lado, se tiene también la propuesta de [80] quienes desarrollan un modelo robusto de expansión de los sistemas de transmisión, tomando en cuenta la generación y cargas intermitentes de energía renovable, así como los costos de inversión de operación e implementación de nuevas líneas, para lo cual se utiliza un algoritmo metaheurístico conocido como búsqueda de tabú adaptativa (ATS). Este algoritmo se emplea para iterar entre el problema principal, que minimiza el costo de inversión y operación, y el subproblema, que minimiza la generación total de energía y las limitaciones de la generación de energía renovable y cargas. Los autores concluyen que su propuesta de planificación de expansión de red de transmisión robusta es efectiva y eficiente en comparación con otros métodos de planificación.

Así mismo, de la revisión realizada puede establecerse que estos métodos lejos de limitarse a la clásica opción de minimización de costo permiten introducir nuevos objetivos para la planificación y las correspondientes decisiones de expansión, como, por ejemplo, la propuesta de [81], quienes abordan el problema de la flexibilidad operativa del sistema, a fin de obtener una expansión factible bajo diferentes escenarios de despacho del sistema. Para el efecto utilizan el enfoque metaheurístico SPEA2 mediante un modelo multiobjetivo, el cual utiliza una técnica de clasificación no dominada para seleccionar soluciones óptimas y mantener una diversidad de soluciones en el conjunto de soluciones no dominadas, teniendo como resultado un mejor rendimiento en comparación con otros modelos.

Otro ejemplo de esto, es la propuesta de [82] quienes a través de un modelo de optimización basado en el algoritmo de colonias de hormigas (ACO) resuelven el problema de planificación de expansión de redes de transmisión considerando opciones de expansión más allá de la adición de nuevas líneas en corredores existentes. Estas opciones incluyen el reemplazo de conductores existentes por conductores de alta capacidad, el aumento de la tensión nominal de las líneas y la adición de compensación en serie a las líneas. El modelo propuesto se validó en un sistema de prueba de Garver y una versión modificada del sistema de prueba IEEE DE 118 barras, demostrando así que el método utilizado presenta buen desempeño de tiempo y calidad en sistemas grandes.

En esta misma línea se tiene la propuesta de [83] quienes aplican un algoritmo de Optimización basado en Investigación Forense (FBIO) para el TNEP considerando el criterio de contingencias N-1 como parte del objetivo de minimizar los costos de inversión de las líneas a agregar a la red y los costos de pérdida de carga. Los autores concluyen

que el algoritmo FBIO es un método metaheurístico eficiente y novedoso para resolver el problema de planificación de expansión de transmisión; además, señalan que el algoritmo FBIO proporciona soluciones prometedoras en términos de costos de inversión y demuestran que es capaz de abordar la complejidad del problema del TNEP, especialmente al considerar la restricción N-1. Además, FBIO se implementa utilizando el lenguaje de programación Python que utiliza la biblioteca "Panda Power" para modelar el sistema de prueba IEEE 24-barras y llevar a cabo los flujos de potencia. Esto resalta la relevancia y utilidad de Python en la implementación de soluciones para problemas de planificación de la expansión de la transmisión en el sector de la energía eléctrica.

En los últimos años se han venido observando mejoras importantes en el desempeño de los métodos aproximados y en su capacidad de encontrar soluciones óptimas. Ejemplo de esto, es la propuesta de presentada en [84] quienes usan una versión mejorada del método de enjambre de partículas binarias (BPSO) para resolver el problema del TNEP considerando pérdidas de transmisión, restricciones de seguridad y un modelo de red DC. La incorporación de configuraciones de población superiores, demuestra que es posible mejorar la eficiencia del BPSO adaptándolo a las necesidades del TNEP para obtener mejores resultados. Los autores concluyen que desempeño de los métodos aproximados, como el (BPSO), son un reflejo del continuo avance en las técnicas de optimización y planificación de redes de transmisión. Estas mejoras pueden tener un impacto significativo en la eficiencia y precisión de la planificación a largo plazo, lo que resulta fundamental en el contexto de la integración de recursos renovables y la consideración de pérdidas de transmisión.

En los últimos años, se han visto también propuestas que combinan los dos tipos de métodos de solución del problema matemático del TNEP, los métodos clásicos y los heurísticos/metaheurísticos, como una alternativa para aprovechar las ventajas o potencialidades de los dos métodos, como el caso de [85] por ejemplo, quienes proponen un modelo matemático clásico (basado en la técnica de descomposición de Benders BD) y un algoritmo híbrido (basado en algoritmos evolutivos EA) para manejar las incertidumbres introducidas por la energía eólica dentro del problema de expansión. El modelo considera la minimización de los costos totales de inversión y operación de la red, teniendo en cuenta la incertidumbre asociada con la generación de energía eólica y la demanda de energía. El enfoque de minimización busca encontrar la configuración óptima de la red de transmisión que permita integrar eficientemente la energía eólica en el sistema eléctrico, al tiempo que se garantiza la seguridad y confiabilidad operativa sujeto a varias restricciones que garantizan la viabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Los

resultados obtenidos muestran que el método propuesto es capaz de encontrar soluciones de alta calidad y es competitivo en términos de tiempo de ejecución en comparación con otros métodos al ser aplicado a sistemas de mayor escala. Los autores concluyen que el modelo de programación estocástica propuesto, junto con el algoritmo híbrido desarrollado, ofrece una solución efectiva para abordar la planificación de expansión de la red de transmisión en presencia de la creciente penetración de la energía eólica.

3.5 Tratamiento determinístico o estocástico del problema

La planificación de los sistemas de transmisión es un proceso complejo que exige considerar diversos factores, incluyendo el nivel de incertidumbre que imponen las diferentes variables o parámetros que inciden en los resultados o decisión, como lo es la demanda, el costo de la energía, el comportamiento de los agentes, la variación o disponibilidad de recursos primarios de generación, entre otros. Para cubrir esta necesidad, diversos autores han propuesto modelos de programación estocástica, donde se analiza la optimización de escenarios múltiples, así como la toma de decisiones robusta para la minimización o gestión del riesgo que surge de las variaciones predecibles en la demanda y otros factores de la planificación. A continuación, se analizan tales propuestas:

En [86] se propone un modelo estocástico de múltiples etapas para el TNEP que considera la capacidad de transferencia disponible (ATC) e incertidumbre en diversos aspectos del sistema eléctrico. Este enfoque aborda la incertidumbre en la carga del sistema y utiliza la capacidad de transferencia disponible como un criterio importante en la planificación de la expansión de la red de transmisión. El modelo utiliza el método de simulación de Monte Carlo para generar diferentes escenarios y una técnica de reducción de escenarios para minimizar los costos de inversión y operación. El algoritmo de descomposición de Benders se aplica para resolver el problema de planificación de expansión de transmisión. Se realiza además el análisis de contingencia N-1 para demostrar la eficacia del método propuesto en términos de costo y confiabilidad.

Así también en [87] se propone un modelo de programación estocástica y un algoritmo híbrido para la planificación de la expansión de la red de transmisión en sistemas con alta penetración de energía eólica. El modelo y el algoritmo se desarrollan para lidiar con las incertidumbres introducidas por la energía eólica en las redes eléctricas, y se basa en un modelo híbrido que combina algoritmos evolutivos y la técnica de descomposición de Benders para acelerar la búsqueda de la solución óptima. El método propuesto se valida mediante pruebas en el sistema modificado de Garver y el sistema de 14 barras IEEE. Los resultados obtenidos de estas pruebas demuestran la efectividad del enfoque propuesto

en la planificación de la expansión de la red de transmisión para la integración de la energía eólica, demostrando que el método propuesto es efectivo para la planificación de la expansión de la red de transmisión en presencia de altas incertidumbres provocadas por la energía eólica.

Por otra parte en [88] se propone un enfoque estocástico para estudios de refuerzo de la red de transmisión en un sistema de energía con generación eólica mediante la modelización de incertidumbres asociadas con la velocidad del viento y la demanda, por medio de funciones de densidad de probabilidad, considerando el costo de inversión, la absorción de inversión privada y la confiabilidad del sistema como funciones objetivo. Para validar la propuesta se utiliza un enfoque de optimización de algoritmo genético de clasificación no dominada (NSGA II), en combinación con un flujo de potencia óptimo probabilístico (POPF) para determinar las soluciones óptimas de Pareto considerando las incertidumbres del sistema de energía. Los autores concluyen que el método propuesto es efectivo y puede proporcionar soluciones óptimas de Pareto para la planificación de expansión de transmisión en sistemas de energía desregulados con generación eólica. Además, el enfoque estocástico utilizado en el método puede modelar y considerar las incertidumbres en el sistema de energía, lo que lo hace robusto y flexible.

También en [89] se propone una planificación integrada de la expansión de la generación y transmisión de energía en múltiples etapas con aspectos de sostenibilidad en un entorno estocástico, teniendo en cuenta las incertidumbres sobre la demanda futura de electricidad, los precios de los combustibles, las emisiones de gases de efecto invernadero y las posibles interrupciones en el sistema de energía. El modelo también considera varias regulaciones y políticas de sostenibilidad para establecer un marco para la responsabilidad social del sistema de energía. El modelo utiliza una estructura de árbol de decisión para representar la incertidumbre en el problema y se resuelve utilizando el método de programación dinámica estocástica. Para validar la propuesta se utiliza el sistema de energía eléctrica del noroeste de Irán. Los autores concluyen que considerar el riesgo de interrupción y la sostenibilidad en la planificación a largo plazo del sistema de energía en un entorno estocástico, puede reducir significativamente los costos totales y mejorar la aceptación social.

En [90] se propuso un enfoque nuevo para la planificación de expansión de transmisión estocástica incorporando aspectos de confiabilidad y utilizando la técnica de optimización metaheurística SFLA (algoritmo de salto de rana barajado). El objetivo del enfoque es minimizar los costos de planificación mientras se garantiza el cumplimiento de los criterios de operación segura, así como también discute la modelización de incertidumbres de red

utilizando la función de distribución de probabilidad gaussiana. El método propuesto se valida en dos sistemas de prueba diferentes una red Garver de 6 barras y el sistema de prueba IEEE 24 barras, mediante la comparación de los resultados obtenidos con la técnica SFLA y los resultados obtenidos utilizando otras técnicas de optimización, como GA (algoritmos genéticos) y PSO (optimización de enjambres de partículas), evidenciando que técnica de optimización metaheurística SFLA es una herramienta efectiva y eficiente para la planificación de expansión de transmisión estocástica que incorpora la confiabilidad.

En [91] se propone un modelo iterativo para resolver el problema de optimización de expansión de capacidad de transmisión estocástica (TCEP) con análisis de contingencia, utilizando un algoritmo de filtrado de tres niveles y un índice de identificación de escenarios importantes. El método propuesto se aplica al sistema ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) reducido y muestra un rendimiento mejorado en la resolución de problemas de optimización de TCEP estocásticos a gran escala. El método propuesto se valida en el sistema ERCOT reducido con 317 autobuses, 427 variables binarias y diez escenarios. Los autores concluyen que el método propuesto es efectivo para resolver problemas de optimización TCEP estocásticos con análisis de contingencia en sistemas de energía eléctrica de gran escala.

Por otra parte, en [92] se propone un enfoque de optimización estocástica y robusta adaptativa para la planificación de expansión de transmisión en sistemas eléctricos. El objetivo es minimizar los costos de expansión y operación mientras se construyen instalaciones de transmisión y se promueven unidades generadoras adecuadas. El enfoque utiliza límites de confianza y condiciones operativas para modelar incertidumbres en la demanda máxima futura y los costos de generación. Para validar la propuesta se utiliza el sistema de prueba IEEE de 118 barras y se consideran diferentes valores de los presupuestos de incertidumbre. Los resultados demuestran que la demanda máxima y los costos de operación pueden aumentar hasta 10% en la demanda máxima y del 50% en los costos de operación de sus valores reales, respectivamente. También se muestra cómo las decisiones óptimas de expansión de generación y transmisión varían en función de los presupuestos de incertidumbre de generación y demanda, lo que puede influir en los costos de operación. Los autores concluyen que el enfoque propuesto de optimización robusta adaptativa estocástica para la planificación de expansión de generación y transmisión es efectiva para abordar la incertidumbre en los entornos de energía.

En [93] se propone un modelo estocástico descentralizado para coordinar la expansión en generación y transmisión. El modelo considera incertidumbres en el crecimiento de la carga y políticas regulatorias, la cual es una característica propia de países en vías de desarrollo

y que efectivamente afecta las decisiones de inversión. Para validar la propuesta se utiliza el ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers) para coordinar el TNEP con la generación, mejorando así la confiabilidad del sistema y reduciendo los costos de operación. Los autores concluyen que el enfoque propuesto proporciona una solución prometedora a los desafíos de coordinar la planificación de la expansión de las redes de gas y electricidad en un entorno descentralizado e incierto.

En [94] se propone un enfoque integral para resolver el problema estocástico de múltiples etapas de GTP (Generation and Transmission Planning) utilizando un enfoque de restricción normal normalizada (NNC). El NNC se aplica para resolver el problema del GTP con funciones objetivas que incluyen la inversión y costos de operación junto con las pérdidas de transmisión, considerando al mismo tiempo el costo de la energía no servida, así como la incertidumbre de la carga y los Recursos de Energía Renovables (RER). Para validar la propuesta se utilizan los sistemas de prueba Garver 6-barras e IEEE 118-barras, para realizar el análisis numérico y validar el rendimiento y la importancia del modelo propuesto se utiliza el método de restricción normal normalizada (NNC) para obtener un conjunto de soluciones de Pareto distribuidas uniformemente. Los autores concluyen que el enfoque de restricción normalizada normal propuesto es efectivo para resolver el problema estocástico de múltiples etapas de GTP en sistemas de energía renovable.

En [95] se propone un método que minimiza el costo total de inversión para determinar estrategias de expansión utilizando un método de ramificación y acotamiento. El enfoque determinista se aborda como un criterio de confiabilidad de adecuación en el cual se requiere que no haya escasez de suministro de energía y que la capacidad total de las ramas involucradas en el conjunto de corte mínimo sea mayor o igual a la demanda máxima del sistema. Para validar la propuesta se utiliza un sistema de prueba de 21 barras mediante un problema de programación entera y un método que minimiza el costo total de inversión para construir nuevas líneas de transmisión, sujeto a tres criterios de confiabilidad: el criterio de confiabilidad determinista, el criterio de confiabilidad probabilístico y el criterio de seguridad basado en contingencias N-1. Los autores concluyen que el método es práctico para resolver el problema de planificación de expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica sujeto a incertidumbres futuras.

Tradicionalmente los enfoques deterministas de expansión se han centrado en la selección del escenario más pesimista en el que puede operar el sistema de potencia, ya sea considerando la demanda pico de algún escenario futuro, o la salida de ciertos elementos de la red (generadores, transformadores, líneas), es decir, la contingencia más severa, con el fin de entregar un plan robusto, es decir un plan que, al adaptarse al peor escenario,

cubre al resto de escenarios de una manera confiable, aunque no necesariamente, sea una opción económica. Sin embargo, bajo la consideración de que los planes robustos, normalmente son más caros, autores como [86], [89], [92], han optado por proponer modelos flexibles para incorporar la incertidumbre a la toma de decisiones, los cuales buscan ofrecer cierta adaptabilidad de un plan a un escenario no esperado, que, si bien no cubre de forma total el riesgo de la inversión, genera una mejor gestión del riesgos, a costos más bajos que el modelo robusto.

Trabajos como el de [96], [97], [98] y [99] concuerdan que el enfoque determinista no logra capturar las necesidades reales de la expansión de los sistemas de transmisión, ya que no tienen en cuenta el comportamiento aleatorio del sistema debido a las indisponibilidades del equipo y las fluctuaciones de carga, pero son una opción para sistemas que por sus características, como alta presencia de incertidumbres, presentan un gran dificultad para tratarlos de forma estocástica.

En [100], se propone el método llamado Discrete Dynamic Optimizing (DDO) para resolver problemas de planificación de transmisión en sistemas de energía. El método combina procedimientos de búsqueda deterministas y probabilísticos con criterios de parada heurísticos para resolver problemas secuenciales grandes en la planificación de transmisión. El objetivo es abordar los desafíos en la planificación de sistemas de energía y proporcionar una solución práctica y efectiva para la planificación de transmisión en escenarios del mundo real. Se valida mediante datos de planificación de transmisión en Brasil y en los Estados Unidos. Los autores concluyen que el método DDO es una solución efectiva y práctica para la planificación de transmisión en escenarios del mundo real.

Por otra parte, en [101] se propone una metodología para decidir el criterio de confiabilidad óptimo para la planificación de la expansión del sistema de energía compuesto, considerando tanto el sistema de generación como el de transmisión. Utilizan un índice de confiabilidad determinista, DMR (tasa marginal de entrega). Para validar la propuesta, se utiliza el sistema de energía simplificado de Corea, donde se utilizaron datos de entrada básicos del sistema, como generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas, y se definieron los costos de construcción y los costos de interrupción del suministro asociados con las interrupciones del suministro para la carga. Este estudio demuestra que el nivel óptimo de confiabilidad aumenta a medida que la tasa de evaluación de energía interrumpida (IEAR) aumenta. Los autores concluyen que la metodología propuesta puede ayudar a los planificadores del sistema de energía a tomar decisiones informadas sobre la planificación de la expansión del sistema de energía compuesto.

Así mismo, [102] presenta una propuesta para la planificación de expansión de la transmisión en mercados eléctricos desregulados. El objetivo es identificar planes de expansión óptimos que reduzcan las posibles ocurrencias de congestión en el sistema de transmisión, para lo cual se evalúan índices específicos que miden la adecuación del sistema de transmisión en términos de mantener suficiente capacidad de margen para evitar la congestión. Para validar la propuesta se utilizan dos sistemas de prueba, primero la red de prueba de 6 barras y finalmente una red de prueba de confiabilidad IEEE de 24 barras. En ambos casos, se pudo seleccionar el plan de expansión más adecuado para reducir la criticidad de la red, eliminando los cuellos de botella y aumentando el margen mínimo. Los autores también compararon los planes de expansión utilizando índices de criticidad, como el NPC (Número de Posibles Congestionamientos) y el CDI (Índice de Reducción de Criticidad), que expresan respectivamente el número de líneas que pueden ser críticas en todos los casos de contingencia N-1 y la contribución del plan de expansión a la disminución de la criticidad. Los autores concluyen que la propuesta permite identificar estados críticos en el sistema de transmisión y comparar diferentes planes de expansión de transmisión para reducir la ocurrencia de congestiones.

En [103] se propone un enfoque determinístico para la planificación de la expansión de generación y transmisión de energía, mediante un modelo matemático para minimizar los costos esperados y a su vez consideran fuentes de energía renovable. La propuesta se valida en un modelo matemático que se aplica a una red real en el sureste de Rumania donde hay una tendencia pronunciada a instalar fuentes de energía renovable, como plantas de energía eólica. Además, los autores presentan resultados numéricos que muestran la variación de la función objetivo para diferentes presupuestos de inversión y la cantidad de nuevas plantas de energía eólica que se pueden construir con cada presupuesto. Los autores concluyen que el enfoque determinístico propuesto para la planificación de expansión de generación y transmisión de energía puede ser útil para la toma de decisiones en la planificación de la expansión del sistema de energía existente.

3.6 Objetivos del problema de optimización.

Los modelos centralizados de expansión consideran la responsabilidad del Estado sobre las decisiones de qué inversiones se ejecutarán bajo el criterio de mínimo costo o de máximo beneficio social. Este ha sido el enfoque que tradicionalmente han manejado la mayoría de países del mundo, y uno de los modelos más estudiados en la literatura científica tanto para modelos completamente verticales, como para modelos competitivos.

Ejemplo de esto es el trabajo de [104] que más allá de analizar desde la perspectiva centralizada las opciones de expansión de transmisión de mínimo costo, en su modelo considera además la incertidumbre asociada a las tasas de falla forzada de los elementos de la red eléctrica. Este enfoque utiliza un criterio de confiabilidad probabilística como restricción para minimizar el presupuesto de inversión en la construcción de nuevas líneas de transmisión, al tiempo que garantiza la confiabilidad del sistema maximizando de esta manera el beneficio social al limitar la posibilidad de interrupción del servicio para los usuarios. Para la validación del modelo utiliza un sistema de 21 barras, que demuestra la idoneidad del enfoque para resolver el problema de planificación de expansión del sistema de transmisión. Los autores concluyen que el enfoque propuesto puede adaptarse a las necesidades de los clientes en un entorno de mercado eléctrico competitivo, lo que lo hace relevante y útil para la industria eléctrica.

Así mismo, [105] se propone un modelo de programación lineal entera mixta para la planificación de expansión de transmisión a largo plazo en mercados competitivos de electricidad basados en pools, bajo la visión centralizada del planificador. Este modelo tiene en cuenta costos de inversión y operativos, pérdidas de transmisión, ofertas de generadores, ofertas de demanda, entre otros factores. La propuesta se valida mediante el sistema de 6 barras de Garver y el Sistema de Prueba de Confiabilidad IEEE de 24 barras. Los resultados de la simulación se interpretan en términos económicos basados en los valores de las métricas obtenidas para diferentes escenarios, parámetros y topologías. Los autores concluyen que su modelo puede ser una herramienta útil para los planificadores de redes de transmisión y los reguladores de los mercados de electricidad.

Por otra parte, [106] propone un modelo de expansión de doble nivel para la planificación de expansión de transmisión dentro de un entorno de mercado, con el objetivo principal de minimizar el costo de inversión en la red mientras se facilita el comercio de energía. Para validar la propuesta se presenta una solución utilizando la teoría de la dualidad y la programación lineal mixta entera sobre el sistema de prueba de Garver de 6 barras. Los resultados muestran los planes de expansión de transmisión óptimos, los costos de inversión totales, el bienestar social correspondiente a cada escenario de demanda y el bienestar social promedio. Los autores concluyen que el enfoque propuesto, basado en un modelo de doble nivel que considera simultáneamente varios escenarios de demanda, ofrece ventajas significativas en comparación con el enfoque clásico de minimización de costos, así como también proporciona una solución robusta y eficaz para la planificación de la expansión de la red de transmisión en un entorno de mercado competitivo.

En [107] se propone un enfoque híbrido que busca resolver el problema de optimización de la expansión de la red de transmisión en un entorno centralizado de mercado eléctrico competitivo, centrándose en horizontes a largo plazo. El objetivo es proporcionar una secuencia óptima de decisiones de inversión en líneas de transmisión para un horizonte de planificación de 10 años para minimizar el costo total de expansión y operación de la red de transmisión. Para validar la propuesta se utiliza diferentes modelos matemáticos que consideran los costos de inversión en líneas de transmisión, los costos operativos de las unidades de generación, los costos de pérdida de carga o de reducción de energía. Además, se aplican diferentes métodos de optimización para resolver el problema de la CTEP, incluyendo la programación dinámica y los algoritmos metaheurísticos evolutivos. Los resultados obtenidos al aplicar estos métodos de optimización se presentan en términos de la secuencia óptima de decisiones de inversión en líneas de transmisión para un horizonte a largo plazo de 10 años, y se comparan los costos de diferentes planes de expansión. Los autores concluyen que la metodología propuesta, que utiliza un enfoque híbrido para abordar el modelo dinámico de la Planificación Centralizada de Expansión de Transmisión (CTEP), ha permitido obtener la secuencia óptima de decisiones de inversión en líneas de transmisión para un horizonte a largo plazo de 10 años.

Además, en [108] se propone un enfoque de planificación que combina la Planificación de Expansión de Transmisión de Corriente Alterna (AC-TEP) con la Planificación de Potencia Reactiva (RPP) en el sistema de energía reestructurado. El objetivo es minimizar el costo de inversión, maximizar el beneficio social y mejorar la fiabilidad del sistema. Para lograr esto, utilizan el índice de Energía No Suministrada Esperada (EENS) para limitar la falta de suministro de energía debido a capacidades inadecuadas de generación y transmisión. La propuesta se valida mediante los sistemas de prueba de 6 barras de Garver y el sistema de prueba IEEE de 24 barras donde los resultados de la simulación verifican la efectividad de la planificación propuesta para reducir el costo total de inversión, el índice EENS y aumentar el bienestar social del sistema. Los autores concluyen que el enfoque centralizado demuestra ser efectivo en la reducción del costo total de inversión, la mejora del índice de Energía No Suministrada Esperada (EENS) y el aumento del bienestar social del sistema.

Por otro lado, en [109] se propone un modelo centralizado de toma de decisiones sobre la ampliación de las instalaciones de transmisión, la cual debe basarse en la minimización de la pérdida sufrida por los clientes debido a la restricción de las transacciones de mercado versus el costo de instalar nuevas redes de transmisión durante un período de planificación. Los autores validan su propuesta aplicando la formulación de planificación de expansión

de transmisión basada en la descomposición de Benders al sistema eléctrico del sur de Brasil. También analizan el impacto del método propuesto en el sistema eléctrico del sur de Brasil y demuestran cómo las adiciones de líneas y la reserva de generación redujeron en gran medida la restricción de clientes en el mercado spot. Esta validación proporciona evidencia empírica de la efectividad del enfoque propuesto para minimizar la restricción de las transacciones de mercado en un escenario de sistema eléctrico del mundo real. Los autores concluyen que la propuesta de formulación del TNEP destinada a minimizar la restricción de las transacciones de mercado, es eficaz en el contexto del sistema eléctrico del sur de Brasil, y enfatizan la efectividad de la metodología propuesta para minimizar la restricción de las transacciones de mercado, particularmente en el contexto de mercados eléctricos desregulados, y resaltan los beneficios prácticos demostrados a través de su aplicación al sistema eléctrico del sur de Brasil.

En [110] se propone un enfoque centralizado que tiene como objetivo minimizar los costos de inversión, operación y desequilibrio de potencia del sistema. Esto se logra a través de la formulación de un problema de programación trilevel, donde el problema de nivel superior busca minimizar estos costos. Este enfoque permite identificar el plan de expansión óptimo al tiempo que modela la operación del sistema de energía bajo diferentes estados, incluyendo contingencias. Para validar la propuesta, los autores realizaron tres estudios de caso en sistemas de prueba IEEE de 24, 118 y 300 barras. Los resultados de estos estudios muestran la superioridad computacional del enfoque propuesto en comparación con los modelos convencionales de planificación de expansión de la red de transmisión. Los autores concluyen que su enfoque propuesto, basado en la optimización robusta ajustable y la formulación trilevel, es efectivo para abordar el problema de planificación de expansión de la red de transmisión bajo criterios de seguridad conjuntos de generación y transmisión. Además, destacan la superioridad computacional de su enfoque sobre los modelos convencionales de planificación de expansión de la red de transmisión.

En [111] se propone un marco de planificación de expansión de red de transmisión multiobjetivo en sistemas de energía desregulados con generación eólica. Los principales objetivos considerados en la metodología propuesta incluyen la maximización de la confiabilidad del sistema, la minimización de la inversión privada absorbida y la minimización de los costos de inversión. La propuesta se valida en el sistema 24 barras de IEEE y como criterios se utilizan el presupuesto disponible y el nivel de seguridad deseado del sistema. Este enfoque permite la selección de la solución más apropiada como plan final, considerando las preferencias del planificador. Los autores concluyen que su enfoque

mitiga el poder de monopolio sobre las redes de transmisión y demuestran la viabilidad y practicidad de su algoritmo de planificación.

La evolución de los sistemas de potencia y sus mercados, ha demandado la necesidad de estudiar e implementar nuevos modelos de expansión que consideren factores más allá de la propuesta de mínimo costo visualizada por el planificador. Tradicionalmente la mayoría de los planificadores se enfocaban en el modelo de procesamiento basado en otros intereses debido a que presenta la ventaja de involucrar a múltiples actores a la hora de tomar decisiones, sin embargo, los principales inconvenientes son la toma de decisiones, ya que representan un reto para la coordinación con empresas privadas, inversionistas y comunidades locales, las cuales pueden generar problemas financieros debido a su mayor complejidad. Ejemplo de estos enfoques son los trabajos de:

[112], quienes proponen el análisis de tres opciones para atraer inversiones en la red transmisión de electricidad. Las opciones estudiadas son: los derechos de transmisión financiera a largo plazo, la regulación de incentivos y el poder de mercado. Cada una de estas opciones ofrece un enfoque diferente para abordar la expansión de la red de transmisión eléctrica, sin embargo, los resultados demuestran que no hay un enfoque único que garantice la expansión óptima de la red de transmisión eléctrica y que lo ideal resultaría en la combinación de los enfoques de transmisión regulada e incentivos de mercado puede ser una solución plausible. En particular, el autor sugiere que los proyectos de expansión de transmisión "pequeños" pueden depender de un enfoque de mercado, mientras que los proyectos de expansión de transmisión "grandes" y costosos pueden desarrollarse a través de algún tipo de regulación de incentivos, pero evidentemente la elección de un enfoque dependerá de las circunstancias específicas de cada mercado eléctrico.

En [113] se propone una metodología de planificación de expansión de transmisión de múltiples etapas que maximiza la inversión comercial en proyectos de transmisión. La metodología considera objetivos tanto regulatorios como del sector privado y utiliza un algoritmo de optimización basado en genética para identificar proyectos comerciales rentables y maximizar las inversiones comerciales. Los autores validan su propuesta aplicando la metodología de planificación al sistema de prueba de bus IEEE 24 para demostrar su viabilidad. Utilizan un marco de optimización multiobjetivo y el algoritmo genético de clasificación no dominado (NSGA II) de base genética para superar las dificultades para resolver el problema de optimización de enteros mixtos y no convexos. Además, aplican un proceso de toma de decisiones difuso para obtener la solución más preferida. Los resultados del estudio de caso demuestran las capacidades del método propuesto para maximizar la inversión comercial absorbida en el sistema de transmisión

masiva. Los autores concluyen que su metodología de planificación de expansión de transmisión en múltiples etapas propuesta es capaz de maximizar la inversión comercial absorbida en el sistema de transmisión, considerando al mismo tiempo el costo de inversión, el costo de congestión y la inversión comercial como tres objetivos de optimización. La metodología considera objetivos tanto regulatorios como del sector privado y utiliza un algoritmo de optimización basado en genética para identificar proyectos comerciales rentables y maximizar las inversiones comerciales.

Por otra parte, en [114] se propone un modelo de tres niveles (TL) que optimiza las decisiones de ubicación y dimensionamiento de almacenamiento de energía para comerciantes, junto con decisiones de expansión de transmisión centralizadas. Este modelo permite maximizar los beneficios a lo largo de la vida útil del almacenamiento, al tiempo que garantiza una capacidad de expansión de transmisión determinada. Además, el modelo tiene aplicaciones prácticas para analizar inversiones en almacenamiento de energía y comprender las interacciones entre el almacenamiento y las decisiones de expansión de transmisión. Los autores validan su modelo utilizando un sistema de 240 buses de la región oeste de los Estados Unidos (WECC), para el que realizan pruebas bajo diferentes condiciones operativas y escenarios de inversión para ilustrar el equilibrio óptimo entre la ubicación y el dimensionamiento del almacenamiento de energía para comerciantes y las decisiones de expansión de transmisión centralizadas. Los autores concluyen que su modelo de tres niveles (TL) es una herramienta útil para analizar las interacciones entre las decisiones de ubicación y dimensionamiento de almacenamiento de energía para comerciantes y las decisiones de expansión de transmisión centralizadas. Además, el modelo permite maximizar los beneficios a lo largo de la vida útil del almacenamiento, al tiempo que garantiza una capacidad de expansión de transmisión determinada.

En [115] se propone una nueva formulación para la planificación de la expansión de la transmisión desde el punto de vista de los inversores privados, utilizando la teoría de decisión de brecha de información (IGDT) para modelar las incertidumbres y el algoritmo NSGAI para resolver el problema de optimización multiobjetivo. Este enfoque ayuda a los inversores privados a seleccionar las mejores líneas para la inversión en presencia de incertidumbres y se ha aplicado a sistemas de energía del mundo real para verificar su efectividad. Para lo cual realizan la validación mediante un sistema IEEE RTS de 24 barras y al sistema de transmisión iraní de 400 kV simplificado. Esta validación demuestra la aplicabilidad y utilidad práctica de su enfoque en entornos del mundo real. Además, al utilizar el algoritmo NSGAI para resolver el problema de optimización multiobjetivo. Los

autores concluyen que la teoría de decisión de brecha de información (IGDT) y el algoritmo NSGAI para la planificación de la expansión de la transmisión desde el punto de vista de los inversores privados, es efectivo y aplicable en entornos del mundo real. Este enfoque permite a los inversores privados seleccionar las mejores líneas para la inversión en presencia de incertidumbres, lo que puede ser crucial en el contexto de la planificación de la expansión de la transmisión en sistemas de energía.

3.7. Formulación y tratamiento del Problema.

3.7.1 Integración de la Energía Renovable

Durante los últimos años los enfoques tradicionales de expansión, han sido reemplazados por estudios que se orientan a abordar los nuevos desafíos de los sistemas de potencia. El uso, por ejemplo, de nuevas tecnologías para convertir las redes eléctricas en Smart, involucra cambios en los modelos de decisión y análisis de la expansión, que deben estudiarse minuciosamente debido a las complejidades propias de los modelos, pero que poco a poco han ido introduciéndose en la literatura.

A continuación, se hace una revisión de los nuevos enfoques de expansión que consideran: Mayor integración de energías renovables, incorporación de sistemas de almacenamiento, presencia de generación distribuida y compensación.

En [116] se propone un modelo de optimización de dos etapas (min-max-min) para co-optimizar la expansión del sistema de transmisión y la capacidad de generación renovable, con el fin de cumplir con los objetivos de energía renovable bajo altos estándares de seguridad y considerando la incertidumbre de las energías renovables. Este enfoque innovador busca equilibrar el costo de dependencia de recursos de reserva, versus el costo de construir nuevas líneas de transmisión, fomentando así el desarrollo de nuevos proyectos de energía renovable. Los autores validan su propuesta en tres estudios de caso: El primer caso un pequeño sistema de prueba de 3 barras existentes y 2 barras candidatos para ilustrar el impacto de considerar múltiples criterios de seguridad en presencia de la incertidumbre relacionada de la inyección de energía renovable. El segundo caso, el sistema eléctrico de Chile (para validar la propuesta en sistemas reales) y el tercero, el sistema estándar IEEE de 118 barras (que analiza el rendimiento del algoritmo de solución para una topología de malla con más de cien buses). Los autores concluyen que el crecimiento de la penetración renovable en un sistema de energía debe coordinarse con la planificación de expansión de la transmisión para acomodar adecuadamente los

generadores renovables y reducir los costos operativos sin comprometer la seguridad del sistema.

En [117] se propone un modelo de optimización estocástica basado en una versión eficiente de la descomposición de Benders para abordar el problema de planificación de expansión de la red de transmisión en sistemas de energía con alta penetración de energía renovable como lo es la eólica. Para el efecto proponen un mecanismo de optimización de candidatos de inversión más atractivos y abordan la incertidumbre en factores como la generación renovable mediante el uso de escenarios estocásticos. La propuesta se valida en la red de transmisión de España y Francia, demostrando que el modelo propuesto es capaz de optimizar sistemas de gran tamaño con incertidumbre en tiempos asequibles y con soluciones eficientes y precisas. Los autores concluyen que el modelo propuesto es capaz de abordar el problema de planificación de expansión de la red de transmisión en sistemas de energía con alta penetración de energía renovable de manera eficiente y precisa.

Existen propuestas como la de [118] que más allá de analizar la expansión en presencia de generación renovable, incorporan análisis sobre cómo fomentar la participación de los consumidores en el programa de respuesta a la demanda. Para el efecto, proponen un modelo de expansión que busca minimizar los costos de inversión en generación y transmisión de energía renovable, los costos operativos y las emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x de las unidades de combustibles fósiles, los incentivos económicos para la utilización de energías renovables y los costos de respuesta a la demanda. Los autores validan la propuesta mediante un análisis de sensibilidad y pruebas en dos estudios de caso prácticos: el sistema de prueba IEEE 24-barras y la red eléctrica de Nigeria. Los resultados obtenidos demuestran que la implementación de la respuesta a la demanda en la planificación de expansión de generación y transmisión, es capaz de reducir la necesidad de generación de energía, las emisiones y los costos totales del sistema, con resultados que tienen un impacto significativo en la capacidad, las emisiones y los costos del sistema. Su estudio demuestra además que la inclusión de la respuesta a la demanda puede reducir la necesidad de inversión en capacidad de generación y transmisión, así como las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

En [119] se propone un enfoque estocástico para la TEP en sistemas hidrotérmicos con fuentes de energía renovable. Este enfoque considera las incertidumbres relacionadas con la velocidad del viento, las condiciones hidrológicas, la irradiación solar, la disponibilidad de equipos y la demanda eléctrica; además, tiene en cuenta la visión holística de la planificación y el verdadero comportamiento de la red de un sistema de corriente alterna

(AC) mediante la representación año tras año de las decisiones de inversión y el modelo completo de AC OPF. Además, se consideran las incertidumbres inherentes a los sistemas eólico-solar-hidrotérmicos, la demanda y el ciclo de vida de los equipos de generación y transmisión en las simulaciones. Los resultados obtenidos sobre un sistema de 118 barras demuestran la efectividad del enfoque propuesto al proporcionar planes de solución capaces de satisfacer la demanda, incluso en escenarios con alta carga y baja generación renovable, proporcionando así una solución más completa y de mejor calidad para la planificación de expansión de transmisión en sistemas hidrotérmicos con fuentes de energía renovable.

En [120] se propone un enfoque para la planificación óptima de la expansión de la transmisión con el objetivo de reducir las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión. El estudio aborda la representación eficiente de las pérdidas de potencia mientras se reduce la carga computacional de un modelo de flujo de potencia óptimo. Además, se considera la integración de fuentes de energía renovable y su impacto en las características operativas del sistema, como las pérdidas de potencia en la transmisión y el perfil de voltaje. Los autores validan la propuesta mediante la aplicación de un modelo de programación cuadrática determinista (DQP) en un sistema de energía eléctrica de 24 barras. El modelo DQP se utiliza para determinar la generación óptima de energía y la expansión de la transmisión, considerando la integración de fuentes de energía renovable y la minimización de los costos de inversión y operación. Los autores enfatizan en la importancia de considerar la integración de fuentes de energía renovable en la planificación de la expansión de la transmisión para mejorar la eficiencia operativa y reducir las pérdidas de potencia en el sistema de transmisión.

3.7.2 Alivio de congestión

Las crecientes preocupaciones con respecto a la resiliencia del sistema de transmisión y la composición cambiante del parque de generación requieren la consideración de factores que afectan la adecuación del sistema de transmisión, los cuales han sido estudiados a través de trabajos como los que se citan a continuación:

En [121] se propone un enfoque que aborda la congestión de líneas de transmisión y la gestión de la potencia reactiva para el control de voltaje y la contención de pérdidas. La propuesta se valida en un sistema de la red Regional Occidental de la India. Los autores concluyen que la propuesta de un enfoque de sistema experto para la planificación de expansión a corto plazo del sistema de transmisión de energía eléctrica es capaz de

abordar eficazmente los desafíos relacionados con la congestión de líneas de transmisión y la gestión de potencia reactiva.

En [122] se propone un modelo novedoso para considerar la seguridad y congestión del sistema de transmisión en el TNEP a largo plazo. Su enfoque evalúa el nivel de congestión y seguridad con respecto a las inversiones en transmisión, considerando que el proveedor de transmisión es una entidad regulada cuya principal tarea es expandir la red de transmisión para maximizar las oportunidades de comercio de energía. Los autores validan su propuesta mediante la aplicación del enfoque propuesto a un sistema hipotético y al sistema de energía turco. Utilizan estudios de caso para demostrar la contribución de su modelo. Además, presentan y discuten los resultados de los estudios de caso, lo que les permite evaluar la efectividad y la aplicabilidad de su enfoque en entornos reales. Los autores concluyen que el modelo propuesto es una herramienta valiosa para la planificación eficiente y efectiva del sistema de energía a largo plazo, teniendo en cuenta tanto la transmisión como la generación de energía.

En [123] se propone un enfoque de planificación de expansión de capacidad que utiliza la conmutación de transmisión para mejorar el rendimiento y reducir los costos totales de planificación. El enfoque utiliza la descomposición de Benders y la programación lineal entera mixta para encontrar el plan óptimo a lo largo del horizonte de planificación, teniendo en cuenta las contingencias de la red de transmisión. Los autores validan su propuesta en un sistema de 6 barras, el sistema IEEE de 118 barras y un sistema de 1168 barras, demostrando que el enfoque de planificación de expansión de capacidad, que incorpora la conmutación de transmisión puede aplicarse a sistemas de cualquier tamaño, y puede mejorar la seguridad del sistema y reducir los costos totales de planificación.

En [124] se propone un modelo de expansión orientado a aliviar la congestión de la red mediante el uso simultáneo de nuevas líneas de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés). Este enfoque busca abordar el crecimiento de la demanda de electricidad y otros factores que aumentan la probabilidad de congestión en las líneas de transmisión de energía. Para validar la propuesta, los autores utilizaron el sistema de prueba IEEE-RTS 24-barras, que incluye 24 barras, 34 líneas y 12 plantas de energía. Utilizaron datos de carga basados en días típicos de verano, primavera/otoño e invierno, y compararon los resultados de su modelo con los de otros estudios relacionados con la planificación de la expansión de sistemas de almacenamiento de energía. Los autores concluyen que su propuesta de un modelo de planificación para aliviar la congestión mediante el uso simultáneo de nuevas líneas de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía, junto con un enfoque basado en incentivos para

fomentar la expansión de los sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico, es efectiva y viable.

3.7.3 Integración de Tecnología

La evolución constante de los sistemas de potencia, ha permitido que hoy en día se integre o se proyecte la integración de nuevas tecnologías en las redes eléctricas, como Sistema de Transmisión de Corriente Alterna Flexible (FACTS), Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS), dispositivos de compensación serie controlados por tiristores para el sistemas de transmisión flexibles (TCSC), entre otros, por lo que los esfuerzos a nivel de investigación también se están centrando en estudiar cómo se integran estos nuevos elementos a la red y su impacto sobre las decisiones de expansión.

En [125] se considera la instalación de dispositivos de FACTS como los cambiadores de fase y los compensadores serie y expansiones de red como posibles alternativas para el refuerzo de la red. Además, proponen un algoritmo de expansión de red que se implementa utilizando la técnica de descomposición de Benders generalizada, donde el problema maestro es la minimización del costo de inversión en la red y el subproblema operativo es la minimización del costo social en la distribución de energía restringida por la red. Los autores validan su propuesta mediante estudios de caso realizados en un sistema modificado de 24 buses de IEEE. Los autores concluyen que tanto la expansión de la red convencional como la incorporación de dispositivos FACTS, son opciones de refuerzo de red de costo mínimo considerando que permiten aliviar a su vez los costos de congestión.

En [126] se propone un modelo de optimización integral para el diseño y la planificación de sistemas de energía interconectados que incluye la integración de la planificación de expansión de capacidad de generación y transmisión. La propuesta considera la integración de tecnologías de energías renovables, captura y almacenamiento de carbono, gestión de la demanda, restricciones de reserva y emisiones de CO₂. Se analizan dos casos; el primer estudio de caso se enfoca en el escenario "business as usual", mientras que el segundo estudio de caso se enfoca en el escenario "política de mitigación de CO₂". Los resultados muestran que la integración de la planificación de expansión de capacidad de generación y transmisión en sistemas de energía interconectados es no solo apropiada sino también necesaria, determinando que la reconfiguración de tecnologías de generación existentes es la alternativa más rentable para la reducción de emisiones de CO₂. Se concluye además que la integración de fuentes de energía renovable es preferible a la adaptación de plantas de energía de carbón con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

En [127] se propone una metodología para evaluar la cantidad de energía renovable que se puede integrar en el sistema eléctrico, mientras se garantiza la seguridad del suministro, la eficiencia y el nivel de servicio. La metodología se basa en la evaluación de la capacidad de flexibilidad del sistema eléctrico y en la identificación de los requisitos de flexibilidad adicionales necesarios para integrar la energía renovable. Los autores validan su propuesta mediante el cálculo de los índices de flexibilidad y penetración de energía renovable para dos escenarios diferentes: Transición Sostenible (ST) y Generación Distribuida (DG) en el horizonte temporal de 2030. Los valores de los índices se calculan tanto con acciones planificadas de desarrollo de la red como sin ellas, lo que permite comparar el impacto de las acciones de desarrollo en la integración de energía renovable en el sistema de energía. Los resultados muestran que la metodología propuesta puede aumentar la penetración de energía renovable en el sistema eléctrico y mejorar la eficiencia y la seguridad del suministro. Los autores concluyen que su metodología propuesta es efectiva para evaluar la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, considerando la flexibilidad del sistema y los requisitos adicionales de flexibilidad necesarios.

En [128] se propone un modelo de planificación de expansión de transmisión que considera la inversión en dispositivos flexibles, como el almacenamiento de energía en baterías (BESS), dispositivos de compensación serie controlados por tiristores (TCSC), así como en líneas de transmisión. Los autores validan su propuesta mediante el uso de técnicas de descomposición de Benders para resolver el problema en dos partes: el problema maestro, que determina las inversiones óptimas en BESS, TCSC y líneas, y el subproblema, que resuelve el problema operativo. Los autores concluyen que su propuesta de modelo de planificación de expansión de transmisión, que incorpora BESS, TCSC y reforzamiento tradicional es una contribución significativa a la literatura; además, destacan la modelación de la operación dinámica de TCSC de manera lineal y el uso de BESS para inyectar o retirar potencia reactiva.

En [129] se propone un modelo integrado de múltiples etapas para la planificación de la expansión de la transmisión, generación y almacenamiento de energía de baterías (TGSEP) considerando el Estándar de Portafolio de Energía Renovable (RPS) y la Política de Bajo Carbono (LCP). Este modelo tiene como objetivo facilitar la integración de fuentes de energía renovable y dispositivos de almacenamiento de energía, minimizar la inversión en unidades de generación térmica, reducir la limitación de energía renovable, disminuir la congestión de transmisión y, en consecuencia, reducir el costo total de operación, emisión y planificación. La propuesta se valida utilizando el sistema de prueba IEEE de 24 barras

que permite concluir que el modelo es efectivo para integrar fuentes de energía renovable y dispositivos de almacenamiento de energía, reducir la inversión en unidades de generación térmica, disminuir la limitación de energía renovable, reducir la congestión de transmisión y, en consecuencia, reducir el costo total de operación, emisión y planificación.

Además, el enfoque hacia la integración de mayores niveles de generación renovable y la consideración de políticas de bajo carbono, como el RPS y la LCP, en la planificación energética es fundamental para reducir la congestión de redes y disminuir los factores de emisión de CO₂. Esta orientación hacia la integración de energías renovables y la reducción de emisiones de CO₂ es coherente con las tendencias actuales en la planificación energética a nivel mundial, donde se busca promover un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

De la revisión bibliográfica queda en evidencia además que los nuevos modelos de planificación, ya no solo miran a las grandes centrales de generación, sino a la generación distribuida como una forma importante de suministro que debe tomarse en cuenta al momento de tomar una decisión sobre las opciones de expansión de la red. Como ejemplo de esto, se tiene el trabajo de [130], en el que se propone un enfoque de planificación de expansión de redes de transmisión flexible que tiene en cuenta los impactos de la generación distribuida y las incertidumbres en el mercado de la electricidad. Este enfoque utiliza un modelo de optimización multiobjetivo y una simulación de Monte Carlo para evaluar la flexibilidad de diferentes planes de expansión de la transmisión. Además, proponen el uso de costos de congestión para evaluar los impactos de los nuevos planes de expansión en la competencia del mercado. Los autores validan la propuesta a través de estudios de casos exhaustivos que evalúan de los impactos potenciales de la generación distribuida en la planificación de la expansión de la transmisión. Además, presentan resultados de simulaciones de Monte Carlo y análisis de costos de re-expansión para demostrar la efectividad y la aplicabilidad de su enfoque en entornos de mercado altamente inciertos y cambiantes, concluyendo que su propuesta tiene en cuenta los impactos de la generación distribuida y las incertidumbres en el mercado de la electricidad, por lo que es efectivo para evaluar la flexibilidad de los planes de expansión y para seleccionar planes óptimos en entornos de mercado altamente inciertos y cambiantes. Además, los nuevos modelos de planificación ya no solo se centran en las grandes centrales de generación, sino que también consideran la generación distribuida.

De la literatura se evidencia que el problema de expansión de la transmisión, ha sido abordado bajo diferentes aristas. El proceso de planificación ha evolucionado, pasando de enfoques intuitivos a métodos de optimización que consideran criterios técnicos y

económicos, que requieren, desde información de entrada, como la topología inicial de la red eléctrica, horizontes de planificación, precios de enlaces, plan de expansión de la generación, proyección de la demanda eléctrica y criterios de confiabilidad, seguridad y calidad.

El avance en el estudio académico del TNEP se ha centrado también en la aplicación de técnicas de optimización especializadas para abordar los desafíos complejos asociados con la expansión de redes de transmisión de energía. En particular, se ha observado un aumento en el uso de algoritmos de optimización, tanto matemáticos como metaheurísticos, para abordar la complejidad de la planificación a largo plazo de la expansión de redes de transmisión tomando en cuenta las consideraciones de confiabilidad, incertidumbre y costos operativos lo que ha llevado a conseguir un enfoque más integral en el TNEP.

La evolución también ha estado impulsada por el desarrollo de modelos de red más sofisticados, el acceso a datos más detallados y la capacidad de procesamiento mejorada de las computadoras. Así como también ha implicado la incorporación de modelos que consideran la incertidumbre asociada a las fuentes de energía renovable intermitente, como la variabilidad en la demanda de electricidad debido a programas de respuesta a la demanda, la proliferación de vehículos eléctricos y la masificación del concepto de microrredes. Los criterios empleados pueden variar, especialmente al considerar confiabilidad, seguridad y calidad, lo que implica una inversión adicional y un reforzamiento del sistema. La proyección de la demanda eléctrica es crucial en la planificación, ya que influye en los resultados del plan. No obstante, es importante tener en cuenta que la incertidumbre a largo plazo puede complicar la incorporación de proyecciones en el modelo de optimización. Aunque invertir en nuevos elementos del sistema implica un aumento en los costos, esta inversión a su vez garantiza una disminución de los costos operativos y mejora las condiciones operativas. Esto resulta en un menor costo para satisfacer la creciente demanda eléctrica [131]. Estos avances han permitido a los planificadores de redes de transmisión abordar problemas más complejos y tomar decisiones más informadas sobre la expansión de las redes de transmisión de energía.

Finalmente puede decirse que el TNEP ha evolucionado significativamente a lo largo de los años en respuesta a los cambios en el sistema eléctrico. Inicialmente, la expansión de la transmisión se centraba en satisfacer la creciente demanda de electricidad y aumentar la fiabilidad del sistema. Sin embargo, con la evolución hacia mercados de electricidad reestructurados y la integración de energías renovables y generación distribuida, la planificación de la expansión de la transmisión ha debido adaptarse a nuevos desafíos

relacionados con la integración de mayores niveles de generación renovable, nuevos modelos de mercado, uso de tecnologías modernas de almacenamiento, entre otros.

La continua investigación y desarrollo en este campo son fundamentales para abordar los desafíos emergentes tales como la incertidumbre asociada a las fuentes de energía renovable, la integración de la generación distribuida, la confiabilidad del sistema y la optimización de la red de transmisión. Estos esfuerzos contribuirán a la creación de modelos y herramientas más completos y efectivos para la planificación de la expansión de la transmisión, lo que a su vez permitirá una transición más fluida hacia un sistema eléctrico más eficiente y sostenible.

Los desafíos son varios, pues no existe un único modelo para abordar el problema, aún se requieren mayores estudios y desarrollos para enfrentar estos desafíos de manera efectiva. La evolución hacia un sistema eléctrico más diversificado y sostenible, con la integración de energías renovables y la generación distribuida, plantea la necesidad de enfoques innovadores y herramientas de planificación más sofisticadas. La consideración de modelos flexibles en el tiempo, la consideración de la incertidumbre introducida por el sector de la energía desregulado, las restricciones obligatorias y opcionales, y la necesidad de optimizar costos y operaciones, requiere enfoques innovadores y herramientas de optimización avanzadas, así como la inclusión de consideraciones ambientales y la realización de análisis dinámicos son aspectos importantes que requieren una mayor atención en futuros estudios.

En el Anexo 1 se encuentra la **tabla 3.2.1**, donde se observa un resumen y clasificación de los trabajos revisados dentro de este análisis del estado del arte.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DEL ECUADOR

4.1. Expansión de la transmisión en Ecuador

La planificación de la expansión de la transmisión en Ecuador se lleva a cabo en dos horizontes: corto plazo (4 años, ej. 2018-2022) y largo plazo (9 años, ej. 2018-2027) [132]. Este plan considera el análisis de diagnóstico del sistema para ambos períodos, incluyendo las obras propuestas en el plan anterior y excluyendo las obras ya en servicio o concluidas. El responsable es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, quien se encarga de dirigir políticas y proyectos en coordinación con CELEC EP, a través de su

unidad de negocio Transelectric CELEC EP, como responsable de la expansión y operación de la infraestructura de transmisión.

El Plan de Expansión de la Transmisión (TNEP) considera la infraestructura necesaria para la transmisión de energía renovable y el ingreso de proyectos termoeléctricos, con el objetivo de mejorar las condiciones operativas del Sistema Nacional Interconectado (SNI). Enfoca sus esfuerzos en priorizar el abastecimiento de la creciente demanda eléctrica, considerando además la incorporación de cargas especiales y el cambio de las fuentes de energía utilizadas en el país [133]. Estos proyectos contribuyen al mejoramiento de la calidad del servicio, la confiabilidad del sistema y la reducción de pérdidas de potencia y energía [132].

Dentro de las políticas de expansión consideradas a nivel nacional están: la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, lo cual implica promover activamente la generación de energías renovables no convencionales como la solar, eólica, hidroeléctrica, entre otras. Asimismo, se busca disminuir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles, los cuales tienen un impacto negativo en el medio ambiente; esta estrategia tiene como objetivo principal asegurar un suministro energético más sustentable y contribuir a la preservación del medio ambiente a largo plazo [11].

4.2. Marco normativo vigente y necesidades de expansión

El sistema eléctrico de Ecuador está regulado por una serie de leyes y reglamentos que establecen el marco normativo para la expansión y operación del sistema nacional de transmisión. Uno de los pilares fundamentales es la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSEP), que establece las bases legales para la planificación, operación y expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica en el país y su reglamento general de aplicación.

Dentro de las principales consideraciones para la transmisión se tiene:

- **Acceso Abierto a la Red:**

El marco normativo en Ecuador promueve el acceso abierto a la red de transmisión para todos los participantes del mercado eléctrico. Esto significa que los generadores, distribuidores y consumidores tienen derecho a acceder a la red de manera no discriminatoria y en condiciones transparentes. Se establecen reglas y procedimientos para la negociación de contratos de acceso a la red y la fijación de tarifas por el uso de la infraestructura de transmisión.

- **Coordinación y Seguridad:**

La seguridad y confiabilidad del sistema de transmisión son aspectos clave en el marco normativo. Se establecen normas técnicas y operativas para garantizar la coordinación y la estabilidad del sistema eléctrico. El Operador del Sistema Nacional (CENACE) es responsable de la operación y el control del sistema de transmisión, asegurando que se cumplan los estándares de seguridad.

- **Participación del Sector Privado:**

El marco normativo también prevé la participación del sector privado en la expansión y operación del sistema de transmisión. Empresas privadas pueden participar en la construcción y operación de proyectos de transmisión a través de licitaciones y contratos con el Estado.

Este marco normativo es un elemento esencial para garantizar la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad del suministro eléctrico en un entorno en constante evolución [13]; sin embargo, es importante reconocer que este marco, es una condición nueva, y está en adaptación.

En la planificación centralizada que se lleva a cabo en la actualidad, se debe prestar atención a ciertos cambios y consideraciones clave. Por ejemplo, la transición hacia fuentes de energía renovable y la integración de tecnologías limpias demandan una revisión de los criterios de expansión para considerar la interconexión de áreas ricas en recursos con centros de consumo [134]. Además, se debe procurar una mayor flexibilidad en la planificación, permitiendo la inclusión de generación distribuida y almacenamiento a gran escala para abordar la intermitencia inherente de las fuentes renovables.

Asimismo, el despliegue de tecnologías de redes inteligentes y la implementación de soluciones avanzadas de control y monitorización requieren una adaptación en el marco normativo para garantizar la interoperabilidad y optimización de estos componentes. La planificación debe incluir la infraestructura necesaria para la comunicación y el control eficiente de la red, incorporando protocolos y estándares reconocidos internacionalmente.

La consideración de la resiliencia y la seguridad cibernética también emerge como un aspecto crucial en la planificación centralizada. La creciente interconexión y digitalización de los sistemas de transmisión hacen necesario el establecimiento de medidas y protocolos para mitigar riesgos y garantizar la integridad del suministro en escenarios adversos.

Por último, la participación activa de actores diversos, como generadores independientes y consumidores energéticos, demanda la revisión de esquemas de compensación y

tarifarios que fomenten la inversión privada y la participación en la expansión de la red. Esto implica la evaluación de mecanismos de incentivos y regulaciones que promuevan la competencia y la eficiencia.

4.3. Situación actual y principales problemas que tienen que abordarse y considerarse para la TNEP en el Ecuador.

Las modificaciones introducidas en el decreto 540 y la Ley Orgánica de Competitividad Energética aprobada por la asamblea el 10 de enero del 2024 posibilitan la participación privada a nivel de transmisión [135]. Atendiendo a esta disposición (inicialmente dispuesta en el decreto 540), se planteó un proceso público para seleccionar un operador para una línea de transmisión en el sistema nororiental, pero lamentablemente no se manifestó interés por parte de los interesados y, como resultado, el proyecto público de selección quedó sin efecto, lo que determina la necesidad de estructurar procesos de selección, de manera tal que entreguen seguridad jurídica a los interesados.

En lo que respecta a ley recientemente aprobada, a través de esta, se busca promover la planificación eficiente y sostenible de la expansión de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica, considerando la diversificación de fuentes de generación, la integración de energías renovables y no convencionales, así como la seguridad y confiabilidad del sistema de transmisión. Además, la ley busca garantizar la participación equitativa de los actores del mercado en la expansión de la transmisión, promoviendo la competencia y la eficiencia en la asignación de recursos para el desarrollo de la infraestructura de transmisión de energía.

En el artículo 42 de la ley orgánica de competitividad energética manifiesta que *"la actividad de la transmisión de electricidad a nivel nacional será realizada por el estado a través de la respectiva empresa pública, pudiendo autorizar a empresas mixtas donde el estado tenga participación mayoritaria y de forma excepcional la participación de la empresa privada, empresas estatal extranjera y de economía popular y solidaria, para nuevos proyectos de transmisión mediante concesión, para lo cual se aplicará lo establecido en la ley y su reglamento.*

Su operación se sujetará a lo previsto en su respectivo título habilitante, así como a las normas constitucionales, legales, reglamentarias y regulatorias que se expidan, bajo su exclusiva responsabilidad, y observando principios de transparencia, eficiencia, continuidad, calidad y accesibilidad.

Será obligatorio de la empresa pública encargada de la transmisión expandir el Sistema Nacional de transmisión, sobre la base de los planes elaborados por el Ministerio del ramo.

Mediante el recomiendo económico que sea determinado en los pliegos tarifarios aprobados, el transmisor está obligado a permitir el libre acceso a terceros a su sistema, en los términos que se establezcan en la regulación correspondiente.

Sin perjuicio de lo señalado en el presente artículo el Ministerio del ramo podrá autorizar a un generador, autogenerador, distribuidor, gran consumidor o usuario final a construir una red de transmisión, a su exclusivo costo, para atender sus propias necesidades. Para los casos de concepción la infraestructura implementada en estos proyectos será revertida al estado sin costo alguno al finalizar el contrato.” [136]

4.4.1 Decreto 540

Las enmiendas al decreto 540 han planteado la posibilidad de que entidades privadas se hagan cargo de la construcción y operación de ciertas partes del sistema de transmisión de energía eléctrica en Ecuador que se concesionen. Estas enmiendas establecen que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables podrá otorgar títulos habilitantes a empresas de capital privado o de economía popular y solidaria para participar en la actividad de transmisión de electricidad, siempre y cuando se realice a través de procesos públicos de selección. Sin embargo, es importante señalar que la planificación sigue siendo responsabilidad del transmisor en colaboración con el Ministerio.

Bajo este escenario aún existen varios desafíos y aspectos que deben abordarse y considerarse para llevar a cabo una TNEP efectiva en el país. A continuación, se presenta un análisis de algunos de los principales problemas y posibles soluciones en el contexto de la TNEP en Ecuador:

1. Crecimiento de la Demanda Energética:

Ecuador ha experimentado un aumento constante en la demanda de energía eléctrica debido al crecimiento económico y poblacional, así como la planificación de transmisión es necesaria para cumplir las normativas, (códigos de red), en el cual se dispone exigencias operativas, bandas de voltaje, armónicos, confiabilidad, y donde el rol del transmisor cumple un papel muy importante, adicional se debe tomar en cuenta un sistema de transmisión robusto para alojar futura generación. Los códigos de red (de operación y conexión) están próximos a emitirse.

La TNEP debe anticipar y planificar la expansión de la infraestructura de transmisión para satisfacer esta creciente demanda y una alternativa, es la adopción de modelos de pronóstico de demanda más precisos y considerar escenarios de crecimiento para identificar con precisión las necesidades futuras de expansión, minimizando así el riesgo de implementación de planes no óptimos o poco flexibles.

Así mismo es fundamental la armonización de políticas entre sectores (transporte, productivo, de energía, etc), puesto que pueden existir visiones contrapuestas que luego incidan sobre los resultados de los planes a ejecutar.

2. Integración de Energías Renovables y Generación Distribuida:

La incorporación de fuentes de energía renovable, como la solar y eólica, plantea desafíos en la TNEP debido a su intermitencia y ubicación geográfica dispersa. La planificación debe optimizar la ubicación de estas fuentes para maximizar su contribución al sistema sin comprometer la estabilidad, por lo que se requiere que la planificación implemente herramientas de modelado avanzado que consideren factores de variabilidad y estudien la integración óptima de energías renovables, así como la mayor participación de generación distribuida como parte de aporte al sistema de generación, la cual se viene promoviendo a través de importantes cambios normativos y la emisión de los próximos Códigos de Red desarrollados por la Agencia implementados en los últimos años.

3. Coordinación Interinstitucional:

La planificación de transmisión va de la mano con la planificación de la Generación y la planificación de distribución, en ese contexto la TNEP involucra a múltiples actores, incluidos el regulador, el operador del sistema, el sector privado y otros organismos gubernamentales. La falta de coordinación puede llevar a decisiones desalineadas, proyectos desarticulados con las necesidades de conexión tanto de generación como de consumos relevantes y proyectos duplicados. Una posible solución sería establecer comités interinstitucionales de planificación que faciliten la colaboración y el intercambio de información entre todas las partes involucradas.

4. Participación del Sector Privado:

El aporte de capital del sector privado es esencial en la expansión de la transmisión. debido a que realmente es un monopolio natural. Por esa razón la concesión de estos proyectos de transmisión debería únicamente ser parcial y excepcional, debido a que la transmisión en Ecuador es estatal. Sin embargo, con la nueva ley y reglamento se permite concesionar, proyectos, pero no todo el sistema.

No obstante, se requiere un marco regulatorio claro y atractivo para atraer inversiones y garantizar una competencia justa. Una alternativa para este problema es la implementación de procesos de licitación transparentes y regulaciones que incentiven la inversión privada en proyectos de transmisión.

5. Consideraciones Ambientales y Sociales:

Los permisos ambientales son una barrera en todos los países del mundo. En este contexto, la construcción de infraestructura de transmisión puede tener impactos ambientales y sociales. La TNEP debe incorporar evaluaciones de impacto ambiental y considerar la opinión de las comunidades locales. Una opción podría ser la implementación de procesos de consulta pública y el diseño de proyectos que minimicen los impactos negativos y maximicen los beneficios para las comunidades.

6. Tecnología e Innovación:

El avance tecnológico en la industria eléctrica ofrece oportunidades para mejorar la eficiencia y la confiabilidad del sistema de transmisión. Se debe considerar la incorporación de tecnologías avanzadas, como la monitorización en tiempo real y la automatización de la red, para optimizar la operación y el mantenimiento.

CONCLUSIONES

En este trabajo de integración curricular se ha desarrollado el análisis sobre el estado del arte de la Planificación de la Expansión de la Transmisión al año 2022, revisando el avance, en cuanto a los diferentes enfoques bajo los cuales se ha venido abordando su estudio, hasta la identificación de los principales desafíos en cuanto a los nuevos modelos de planificación que se vienen desarrollando y estudiando a nivel internacional.

Del análisis del estado de arte desarrollado se evidencia que en los últimos años, las tendencias se orientan principalmente a los modelos de planificación multietapa o dinámicos, los cuales se apegan más a las necesidades del planificador al momento de la toma de decisiones, sin embargo, hasta la fecha no existe un modelo único que brinde una solución integral al problema, con herramientas que puedan ser implementadas de forma completamente exitosa en sistemas reales debido a las limitaciones de tamaño y la intratabilidad computacional que aún experimentan los modelos dinámicos.

En lo que respecta a los modelos estáticos de planificación, estos siguen siendo especialmente útiles para la academia, para la prueba y validación de nuevos

modelos/métodos de solución o para definición de nuevos modelos de participación privada, y el desarrollo de políticas regulatorias.

De los métodos de solución del TNEP se ha evidenciado que los métodos heurísticos y metaheurísticos presentan mejoras importantes en sus desarrollos, existiendo evidencia de casos que capaces de encontrar soluciones óptimas o muy cercanas al óptimo; y en complemento a estos métodos, se están incorporando de técnicas de inteligencia artificial y aprendizaje automático. Estas técnicas están respaldadas por herramientas y métodos para el manejo de grandes volúmenes de datos, pronósticos más precisos y mejores resultados.

Todas estas mejoras pueden tener un impacto significativo en la eficiencia y precisión de la planificación a largo plazo, lo que resulta fundamental en el contexto de modelos complejos, que ya no solo consideran el esquema tradicional de sistemas hidrotérmicos y un escenario de demanda, sin la integración de recursos renovables, la incorporación de tecnologías nuevas en los sistemas de transmisión, la incorporación de incertidumbre, la consideración de pérdidas de transmisión, entre otros aspectos, convirtiéndose así en aspectos clave que están definiendo el futuro de la investigación en la planificación de los sistemas de transmisión.

La expansión de las energías renovables y los progresos tecnológicos en la industria eléctrica están impulsando una evolución cada vez más acelerada de los sistemas de potencia. Esto presenta desafíos particulares en términos de gestión de la variabilidad y la incertidumbre inherente a estas fuentes, lo que requiere una planificación cuidadosa no solo de la ubicación estratégica de parques eólicos, plantas solares y otras formas de generación renovable, sino además del reforzamiento de la red para la entrega de dicha energía, en complemento con el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de energía para mitigar las fluctuaciones en la producción renovable.

En este contexto queda en evidencia que la planificación de los sistemas de transmisión sigue siendo un proceso complejo que exige considerar factores como la incertidumbre que imponen las diferentes variables o parámetros que inciden en los resultados o decisión, como lo es la demanda, el costo de la energía, el comportamiento de los agentes, la variación o disponibilidad de recursos primarios de generación, entre otros. Para cubrir esta necesidad, diversos autores han propuesto modelos de programación estocástica, donde se analiza la optimización de escenarios múltiples, así como la toma de decisiones robusta para la minimización o gestión del riesgo que surge de las variaciones predecibles en la demanda y otros factores de la planificación. En estos ambientes, la consideración de la

incertidumbre es esencial en la toma de decisiones; Técnicas como el análisis de sensibilidad, la optimización estocástica y la simulación Monte Carlo siguen siendo las opciones más utilizadas para evaluar escenarios y probabilidades, asegurando decisiones informadas en entornos cambiantes.

Los modelos centralizados de expansión consideran Este ha sido el enfoque que tradicionalmente han manejado la mayoría de los países del mundo, y uno de los modelos más estudiado en la literatura científica tanto para modelos completamente verticales, como para modelos competitivos.

Durante los últimos años los enfoques tradicionales de expansión, que consideran la responsabilidad del Estado sobre las decisiones de qué inversiones se ejecutarán bajo el criterio de mínimo costo o de máximo beneficio social, y que se ha manejado y estudiado mayormente a nivel mundial, están de a poco siendo reemplazados por estudios que se orientan a abordar los nuevos desafíos de los sistemas de potencia. El uso, por ejemplo, de nuevas tecnologías para convertir las redes eléctricas en Smart, involucra cambios en los modelos de decisión y participación en la expansión, que deben estudiarse minuciosamente debido a las complejidades propias de los modelos, pero que poco a poco han ido introduciéndose en la literatura.

Hoy en día las soluciones de expansión consideran la participación de inversionistas privados en las decisiones de expansión de red y ya no se centran solo en la adición de nuevas líneas para aliviar la congestión de las redes, sino que además dentro las opciones se analizan también la instalación de sistemas de almacenamiento de energía o de generación distribuida, FACTs, BESS, TCSC, como opciones de alternativas de inversión en expansión.

Así mismo, el enfoque hacia la integración de mayores niveles de generación renovable y la consideración de políticas de bajo carbono, como el RPS y la LCP, en la planificación energética es fundamental para reducir la congestión de redes y disminuir los factores de emisión de CO₂. Esta orientación hacia la integración de energías renovables y la reducción de emisiones de CO₂ es coherente con las tendencias actuales en la planificación energética a nivel mundial, donde se busca promover un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

En lo que respecta al Ecuador, a partir del año 2015, con la promulgación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, y con la normativa que se ha generado a partir de esta, Decreto 540, Ley de Competitividad Energética, entre otros, se han tratado de introducir ciertos cambios y consideraciones respecto al participación excepcional de

inversionistas privados en la expansión, operación y mantenimiento de líneas de transmisión. De este modo, se esperaría que el marco normativo vigente, posibilite los cambios necesarios en la planificación, con el fin de converger en un enfoque integral que considere las necesidades actuales de los sistemas de potencia; Por ejemplo, la transición cada vez más fuerte a fuentes de energía renovables, demandan una revisión de los criterios de expansión para considerar la interconexión de áreas ricas en recursos con centros de consumo, así mismo se requiere gestión de una mayor flexibilidad en la planificación, permitiendo la inclusión de generación distribuida y almacenamiento a gran escala para abordar la intermitencia inherente de las fuentes renovables, digitalización, la seguridad cibernética y la participación diversificada de actores. Este enfoque permitirá garantizar la estabilidad y sostenibilidad del sistema nacional de transmisión en el contexto de una industria energética en constante transformación.

Así mismo es fundamental la armonización de políticas entre sectores (transporte, productivo, de energía, etc). La falta de coordinación puede llevar a decisiones desalineadas y proyectos duplicados. Una posible vía de gestión para este aspecto sería establecer comités interinstitucionales de planificación que faciliten la colaboración y el intercambio de información entre todas las partes involucradas.

RECOMENDACIONES

La planificación de la expansión de los sistemas de transmisión es un tema clave en la ingeniería eléctrica, ya que permite garantizar la estabilidad y sostenibilidad del sistema nacional de transmisión en el contexto de una industria energética en constante transformación.

Para llevar a cabo una adecuada planificación de la expansión del sistema de transmisión, es necesario evaluar la viabilidad de nuevas fuentes de generación de energía e implementar tecnologías más eficientes.

La planificación de la expansión de los sistemas de transmisión requiere información de entrada para su planteamiento y resolución, como la topología inicial de la red eléctrica, los horizontes de planificación y el costo de los enlaces de proyectos candidatos.

Es importante considerar los cambios necesarios en la planificación centralizada para converger en un enfoque integral que considere la transición hacia energías limpias, la digitalización, la seguridad cibernética y la participación diversificada de actores.

La revisión bibliográfica del estado del arte es una fase fundamental, ya que permite identificar y comprender el conocimiento actual, las investigaciones realizadas, los avances tecnológicos y las prácticas de vanguardia con el paso del tiempo.

REFERENCIAS

- [1] R. P. B. Walter Brokering Christie, «Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia,,» Edición.SCH, 2018.
- [2] I. Matulic, «“Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia,”» *Empresa Eléctrica Corani S.A.*, vol. 3, n° 2, pp. 1-8, 2003.
- [3] D. Cueva, «“Calidad de la energía en los Sistemas Eléctricos de Potencia A4,”» 2012.
- [4] W. Brokering, R. Palma and L. Vargas, "(El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia," Pearson Educación, Santiago de Chile, 2008.
- [5] L. Carvajal, Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado, 28 ed., Santiago de Cali: U.S.C., 2006, p. 139.
- [6] D. Machado, «“Modelo de Optimización AC -Programación no lineal entera mixta-Para la Planificación de la Expansión de los Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica.,”» 2021.
- [7] W. Yugcha, «“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD,”» 2022.
- [8] A. Benavides, «“Planificación del Sistema de Transmisión incorporando los variadores de fase como controladores de flujo de Potencia,”» Quito, 2021.
- [9] W. Yugcha, «“DESARROLLO DE UN MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD,”» 2022.
- [10] M. Arévalo, «PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN INVERSIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN BAJO INCERTIDUMBRE CONSIDERANDO FLEXIBILIDAD,» 2017.
- [11] PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD, «recursosyenergia.gob.ec,» 2 enero 2020. [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/2.-TRANSFORMACION-Y-SITUACION-ACTUAL-DEL-SECTOR-ELECTRICO.pdf>.
- [12] D. Machado, «MODELO DE OPTIMIZACIÓN AC -PROGRAMACIÓN NO LINEAL ENTERA MIXTA- PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» 2021.
- [13] W. Caisapanta, «EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO,» 2016.

- [14] P. Maghouli, S. Hosseini, M. Oloomi y M. Shahidehpour, «A Scenario-Based Multi Objective Model for Multi-Stage Transmission Expansion Planning,» *Power Syst*, nº 1, pp. 470-478, 2011.
- [15] R. Rockafellar y j. Wets, «Scenarios and Policy Aggregation in Optimization Under Uncertainty,» *Math*, vol. 16, nº 1, pp. 119-147, 1991.
- [16] M. Pacheco, «Planificación de la expansión del sistema de transmisión (TEP) considerando reducción de escenarios mediante la aplicación de Machine Learning.,» 2021.
- [17] L. Martínez, H. Ponce, J. Marmolejo, J. Ramírez and A. Hernández, "Análisis del manejo de restricciones en enfoques metaheurísticos para la planificación de expansión de generación y transmisión Problema con la Energía Renovable," *Wiley Hindawi*, vol. 22, pp. 1-23, 2018.
- [18] S. Mahmoudi, E. Akbari y F. Khalafian, «Asignación Robusta de Dispositivos FACTS en Transmisión Coordinada y Planificación de Expansión de Generación considerando Renovables,» *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 16, pp. 1-16, 2022.
- [19] . J. Carrión y M. Espinel, «“Transmission Expansion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria,”,» *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 2, pp. 266-279, 2021.
- [20] R. Campo, «Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias,» OLADE, 2015.
- [21] F. Noyola, ««El Nuevo Mercado Eléctrico Mayorista en México. Aspectos de la Reforma Eléctrica: Un Panorama Diferente,»,» *Reacción Ciencia y Tecnología Universitaria - Revista electrónica*, vol. 4, nº 1, 2016.
- [22] J. Cortez, «Planificación óptima multietapa de la expansión de los sistemas de transmisión usando el modelo AC,,» 2018.
- [23] N. Castillo, A. Conejo, P. Pedregal y R. García, «“Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia,”,» 2002.
- [24] R. GUEVARA, «El estado del arte en la investigación: ¿análisis de los conocimientos acumulados o indagación por nuevos sentidos?,» *FOLIOS*, vol. 2, nº 44, pp. 165-179, 2016.
- [25] N. Molina, «¿Qué es el estado del arte?,» *Ciencia y Tecnología para la salud Visual y Ocular*, nº 5, pp. 73-75, 2005.
- [26] E. de T. E. S.A, «“Plan de Expansion del Sistema Interconectado Nacional 2015-2029,”,» vol. 3, pp. 602-750, 2016.
- [27] R. Lauvergne, «Integration of electric vehicles into transmission grids: A case study on generation adequacy in Europe in 2040,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261922012879>.

- [28] Western Electric Coordinating Council, «Plan Summary,» 2014.
- [29] T. B. M. S. Hamed Fathtabar, «<https://www.sciencedirect.com/>,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061517322494>.
- [30] L. Garver, «Transmission network estimation using linear programming,» 2020. [En línea]. [Último acceso: 07 2023].
- [31] R. Villasana y J. Salon, «Transmission network planning using linear programming,» *IEEE Trans*, 2019.
- [32] R. Romer y A. Monticelli, «Hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning,» *IEEE Trans. Power Sys*, 2019.
- [33] A. Inzunza , «Criterio N-1 y Automatismos de Control en la Expansión de los Sistemas de Transmisión”,» *Tesis de maestría, Pontificia universidad católica de chile*, 2019.
- [34] L. L. Garver, 1970. [En línea]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://dSPACE.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/28585/1/Trabajo%20de%20titulaci%C3%B3n.pdf>.
- [35] A. C. Rueda Medina, «planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión con incertidumbre en la demanda e incorporando perdidas usando búsqueda tabú.,» *Tesis de Maestría Universidad Tecnológica de Pereira*, 2018.
- [36] M. Sharaf y G. Berg, «Reliability optimization for Transmission Expansion Planning”,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, nº 78, p. 101, 2019.
- [37] . M. Ferris, «MATLAB and GAMS: Interfacing Optimization and Visualization Software.,» 20 20 2020. [En línea]. Available: <http://www.cs.wisc.edu/math-prog/matlab.html>.
- [38] M. Armando y . L. S. Rezende, «“Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system”,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, nº 10, p. 1077–1084 , 2020.
- [39] G. Neeraj y R. Shekhar, «“Congestion management based roulette wheel simulation for optimal capacity selection: Probabilistic transmission expansion planning”,» *Electric Power Systems Research* , vol. 43, p. 1259–1266, 2020.
- [40] P. Maghouli y . H. Hosseini, «“A MultiObjective Framework for Transmission Expansion Planning in Deregulated Environments,» *Asia Model. Symp*, vol. 24, nº 2, p. 1051–1061, 2019.
- [41] N. Approach y A. Alguacil, «“Transmission Expansion Planning ,» vol. 18, nº 3, p. 1070–1077, 2020.
- [42] Project Management Institute, «“A guide to the Project Management Body of Knowledge: (PMBOK guide)”,» 2019. [En línea]. Available:

<http://arantxa.ii.uam.es/~jms/pfcsteleco/lecturas/20120921SergioSebastianRodriguez.pdf>
. [Último acceso: 10 07 2023].

- [43] R. M. M. V. & G. F. (. O. E. ó. d. s. d. t. i. E. Pringles, «Expansión óptima del sistema de transporte implementando EPSO,» *In VII Latin American Congress on Electricity Generation & Transmission*, pp. (pp. 24-27)., (2007, October).
- [44] P. S. Georgilakis, «Market-based transmission expansion planning by improved differential evolution,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, pp. 32(5), 450-456, (2010).
- [45] N. S. R. & K. P. K. Gupta, «Congestion management based roulette wheel simulation for optimal capacity selection: Probabilistic transmission expansion planning.,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, pp. 43(1), 1259-126, 2012.
- [46] A. S. & A. E. N. Sousa, «Long-term transmission system expansion planning with multi-objective evolutionary algorithm.,» *Electric Power Systems Research*, pp. 119, 149-156., 2015.
- [47] Y. L. X. Z. Z. Y. L. L. Z. D. Y. .. & Z. K. Huang, « Multi-Stage Transmission Network Planning Considering Transmission Congestion in the Power Market. Energies,» pp. 13(18), 4910., 2020.
- [48] A. A. E. M. S. E.-S. R. A. & B. F. M. Fathy, «Static transmission expansion planning for realistic networks.,» *Electric Power Systems Research*, pp. 151, 404-418., 2017.
- [49] L. A. Gallego, «Planeamiento ac integrado de la expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica. Scientia et technica, 1(35).,» 2007. [En línea]. Available: <https://moodle2.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/5351>.
- [50] I. C. W. S. & G. T. Gonzalez-Romero, «Transmission and storage expansion planning under imperfect market competition,» *Social planner versus merchant investor. Energy Economics*, pp. 103, 105591., (2021).
- [51] A. S. D. & S. J. T. Braga, «A multiyear dynamic approach for transmission expansion planning and long-term marginal costs computation.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20(3), pp. 1631-1639., 2005.
- [52] M. C. & S. J. T. Da Rocha, « A multiyear dynamic transmission expansion planning model using a discrete based EPSO approach,» *Electric power systems research*, pp. 93, 83-92., 2012.
- [53] Y. L. X. Z. Z. Y. L. L. Z. D. Y. .. & Z. K. Huang, «Multi-Stage Transmission Network Planning Considering Transmission Congestion in the Power Market.,» *Energies*, 13(18), 4910., 2020. [En línea]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/18/4910>.
- [54] E. G. T. S. P. A.-S. F. C. C. A. E. H. & V. H. D. Morquecho, « Security constrained AC dynamic transmission expansion planning considering reactive power requirements.,» *Electric Power Systems Research*, vol. 10941, p. 221, 2023.

- [55] H. A. A. G. F. H. S. P. & S. H. A. Mavalizadeh, «Multiobjective robust power system expansion planning considering generation units retirement.,» *IEEE Systems Journal*, vol. 12(3), pp. 2664-2675, 2017.
- [56] A. M. L. R. L. S. d. F. M. L. A. & d. R. L. C. da Silva, «Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system.,» 2010. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061510001079>.
- [57] M. S. C. B. A. & R. R. Mahdavi, «Line maintenance within transmission expansion planning: A multistage framework,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13(14), pp. 3057-3065, 2019.
- [58] P. T. S. P. C. J. E. C. H. R. S. V. K. & R. R. R. Cajas, «AC Multi-Stage Transmission Network Expansion Planning considering a Multi-Voltage Approach.,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, pp. 1-5, 2022, October.
- [59] E. L. B. C. L. M. L. S. & B. A. Moutinho, «Assessment of most critical project delays on a multi-stage transmission expansion plan using particle swarm optimization,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, p. 151, 2023.
- [60] J. M. H. A. & M. J. A. Ramirez, «A robust multistage approach to solve the generation and transmission expansion planning problem embedding renewable sources,» *Electric Power Systems Research*, p. 186, 2020.
- [61] R. & M. R. García-Bertrand, «Dynamic robust transmission expansion planning.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32(4), pp. 2618-2628, 2016.
- [62] Z. L. Y. G. W. W. Y. & C. C. Wu, «Contingency-constrained robust transmission expansion planning under uncertainty,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 101, pp. 331-338, 2018.
- [63] M. A. E.-S. A. M. S. A. T. A. E. A. E. & N. E. A. El-Meligy, «On the solution of robust transmission expansion planning using duality theorem under polyhedral uncertainty set,» *Electric Power Systems Research*, vol. 10778, p. 206, 2022.
- [64] M. & C. Y. Mehrtash, «A new global solver for transmission expansion planning with AC network model.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37(1), pp. 282-293., 2021.
- [65] M. J. G. A. V. & R. R. Rider, «Transmission system expansion planning by a branch-and-bound algorithm.,» *IET generation, transmission & distribution*, pp. 2(1), 90-99., 2008.
- [66] P. V. & S. J. T. Gomes, «A two-stage strategy for security-constrained AC dynamic transmission expansion planning.,» pp. 180, 106167., 2020.
- [67] Z. W. W. W. H. & G. N. Yuan, «Probabilistic decomposition-based security constrained transmission expansion planning incorporating distributed series reactor.,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. 14(17), 3478-3487., 2020.

- [68] R. A. Jabr, « Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads.,» *IEEE Transactions on Power Systems*,, pp. 28(4), 4558-4567., 2013.
- [69] R. & G.-B. R. Mínguez, «Robust transmission network expansion planning in energy systems: Improving computational performance.,» *European Journal of Operational Research*, 248(1), 21-32., vol. 248(1), pp. 21-32., 2016.
- [70] S. R. A. & B.-C. F. Lumbreras, «Optimal transmission network expansion planning in real-sized power systems with high renewable penetration.,» *Electric Power Systems Research*, , pp. 149, 76-88., 2017.
- [71] Q. O. L. & R. A. Ploussard, «An efficient network reduction method for transmission expansion planning using multicut problem and Kron reduction.,» *IEEE Transactions on Power Systems*,, pp. 33(6), 6120-6130., 2018.
- [72] B. & J. R. A. Ghaddar, « Power transmission network expansion planning: A semidefinite programming branch-and-bound approach.,» *European Journal of Operational Research*,*European Journal of Operational Research*,, vol. 274(3), pp. 837-844., 2019.
- [73] P. Baratto y C. T. G. Latorre, «Planteamiento estatico de la expansion de sistemas de transmision: comparacion de algoritmos geneticos, busueda tabu y enumeracion truncada.,» 2003. [En línea]. Available: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistausingenierias/article/view/2314/2666>lunes a Viernes.
- [74] H. A. & D. S. E. L. .. Gil, « A reliable approach for solving the transmission network expansion planning problem using genetic algorithms.,» *Electric Power Systems Research*,, pp. 58(1), 45-51., 2001.
- [75] A. A. E. M. S. E.-S. R. A. & B. F. M. Fathy, «Static transmission expansion planning for realistic networks in Egypt.,» *Electric Power Systems Research*,, nº 151, pp. 404-418., 2017.
- [76] A. H. R. R. A. & G. R. A. Escobar, «Transmission network expansion planning considering multiple generation scenarios.,» *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1-6, 2008.
- [77] M. R. M. C. E. M. & R. R. Rahmani, «Efficient method for AC transmission network expansion planning.,» *Electric Power Systems Research*,, vol. 80(9), pp. 1056-1064, 2010.
- [78] N. S. R. & K. P. K. Gupta, «Congestion management based roulette wheel simulation for optimal capacity selection: Probabilistic transmission expansion planning.,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), 1259-126, 2012. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512003080>.
- [79] R. & C. S. Chatthaworn, «Transmission network expansion planning considering renewable energy target.,» *International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*,, pp. 1-6, 2014.

- [80] R. & C. S. Chatthaworn, « Improving method of robust transmission network expansion planning considering intermittent renewable energy generation and loads,» *IET Generation, Transmission & Distribution.*, vol. 9(13), pp. 1621-1627, 2015.
- [81] A. S. & A. E. N. Sousa, « Long-term transmission system expansion planning with multi-objective evolutionary algorithm. Electric Power Systems Research, 119, 149-156.,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779614003344>.
- [82] R. R. C. P.-B. R. & E. P. A. Alvarez, « A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 523-537, 2019.
- [83] A. D. E. & D. S. Ova, «Transmission Expansion Planning Using A Noval Meta-Heuristic Method,» *Solar energy*, pp. 19,24, 2022.
- [84] J. I. G.-A. G. & G.-C. N. García-Mercado, « Improved binary particle swarm optimization for the deterministic security-constrained transmission network expansion planning problem,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, p. 150, 2023.
- [85] G. D. Z. & H. D. J. Chen, «Transmission network expansion planning with wind energy integration: A stochastic programming model.,» *IEEE Power and Energy Society General Meeting* , pp. 1-10, 2012.
- [86] T. R. A. & K. A. Akbari, «A multi-stage stochastic transmission expansion planning method.,» *Energy conversion and Management.*, n° 52(8-9),, pp. 2844-2853., 2011.
- [87] G. D. Z. & H. D. J. Chen, « Transmission network expansion planning with wind energy integration: A stochastic programming model.,» *In 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* , pp. 1-10, 2012.
- [88] A. G. M. E.-A. M. F. M. S. & M.-A. M. Arabali, « A multi-objective transmission expansion planning framework in deregulated power systems with wind generation.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, n° 29(6), pp. 3003-3011., 2014.
- [89] A. H. & A.-J. A. Seddighi, «Integrated multiperiod power generation and transmission expansion planning with sustainability aspects in a stochastic environment.,» *Energy*, , n° 86, , p. 2015, 9-18..
- [90] S. H. R. A. & H. R. Alaei, «Stochastic transmission expansion planning incorporating reliability solved using SFLA meta-heuristic optimization technique,» *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, n° 2(2),, pp. 79-86., 2016.
- [91] M. & B. R. Majidi-Qadikolai, «Stochastic transmission capacity expansion planning with special scenario selection for integrating \$ N-1\$ contingency analysis.,» *EEE Transactions on Power Systems*, 31(6), 4901-4912., n° 31(6), pp. 4901-4912., 2016.

- [92] L. & B. A. .. Baringo, «A stochastic adaptive robust optimization approach for the generation and transmission expansion planning,» *IEEE Transactions on Power Systems*, , nº 33(1), pp. 792-802., 2017.
- [93] V. & A.-M. A. Khaligh, «Stochastic expansion planning of gas and electricity networks: A decentralized-based approach.,» *Energy*,, pp. 186, 115889., 2019.
- [94] H. K. M. V. V. S.-k. M. & C. J. P. Arasteh, « Multiobjective generation and transmission expansion planning of renewable dominated power systems using stochastic normalized normal constraint.,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*,, pp. 121, 106098., 2020.
- [95] J. M. T. & T. R. Choi, « Transmission system expansion plans in view point of deterministic, probabilistic and security reliability criteria.,» *In Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'06)*, vol. 10, p. 247b, 2006.
- [96] A. M. L. S. W. S. R. L. C. M. L. A. S. C. E. & R. L. S. (. da Silva, « Evolution strategies to transmission expansion planning considering unreliability costs. I,» *In 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-7, 2006.
- [97] H. C. C. Y. W. K. P. & Z. J. H. Yu, « A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, , pp. 24(3), 1568-1576., 2009.
- [98] J. T. T. E.-K. A. A. T. R. O. H. & B. R. (. A. m. f. t. s. e. p. c. p. r. c. I. T. o. P. S. 2. 1.-1. Choi, « A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, , pp. 20(3), 1606-1615., 2005.
- [99] A. M. L. S. W. S. R. L. C. M. L. A. S. C. E. & R. L. S. da Silva, «Evolution strategies to transmission expansion planning considering unreliability costs. e,» *In 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-7, 2006.
- [100] Y. P. & E.-A. A. Dusonchet, « Transmission planning using discrete dynamic optimizing.,» *IEEE Transactions on Power apparatus and Systems*, pp. (4), 1358-1371., 1973.
- [101] J. P. J. C. J. J. Y. & Y. Y. Cha, «Determination of a deterministic reliability criterion for composite power system expansion planning.,» *In 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting* , pp. 1-6, 2009.
- [102] A. C. A. L. R. & P. L. Capasso, «A new deterministic approach for transmission system planning in deregulated electricity markets.,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73, 1070-1078., 2015.
- [103] C. A. L. G. C. D. V. P. C. & R. M. Sima, « Deterministic approach for generation and transmission expansion planning.,» *In 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications (EFEA)*, pp. 1-6, 2018.

- [104] J. T. T. E.-K. A. A. T. R. O. H. & B. R. Choi, «A method for transmission system expansion planning considering probabilistic reliability criteria.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, , pp. 20(3), 1606-1615., 2005.
- [105] S. C. A. J. & C. J. De La Torre, «Transmission expansion planning in electricity markets.,» *IEEE transactions on power systems*, pp. 23(1), 238-248., 2008.
- [106] L. P. C. A. J. G.-B. R. & R. R. Garcés, « A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment.,» *IEEE Transactions on Power Systems*,, pp. 24(3), 1513-1522., 2009.
- [107] W. H. O. D. & V. A. Guamán, «Centralized expansion planning of the transmission network in competitive markets. a solution based on a hybrid approach.,» *In 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA) (pp. In 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA) , pp. 581-588, 2010.*
- [108] R. A. H. R. & P. M. Hooshmand, «Combination of AC transmission expansion planning and reactive power planning in the restructured power system.,» *Energy Conversion and Management*, pp. 55, 26-35., 2012.
- [109] H. V. A. M. K. & G. L. Gunnaasankaraan, « Transmission planning by minimizing curtailment of market transactions. Electric power systems research, 101, 1-8.,» *Electric power systems research*, , pp. 101, 1-8., 2013.
- [110] A. S. A. & A. J. M. .. Moreira, « An adjustable robust optimization approach for contingency-constrained transmission expansion planning.,» *IEEE Transactions on Power Systems*,, Vols. %1 de %2 30(4), , pp. 2013-2022., 2014.
- [111] A. G. M. E.-A. M. F. M. S. & M.-A. M. Arabali, « A multi-objective transmission expansion planning framework in deregulated power systems with wind generation.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 29(6), 3003-3011., 2014.
- [112] J. .. Rosellón, «Different approaches towards electricity transmission expansion.,» *Review of network economics*, p. 2(3)., 2003.
- [113] P. & M. S. A. Maghouli, « A transmission expansion planning model for maximizing merchant investment.,» *Journal of Electric Power & Energy Conversion Systems*, , pp. 1(1), 8-15, 2016.
- [114] Y. F.-B. R. W. Y. X. B. K. D. S. P. H. .. & S.-M. C. A. Dvorkin, « Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage.,» *IEEE Transactions on Power Systems*,, pp. 33(1), 245-256., 2017.
- [115] H. & H. S. H. Ranjbar, «IGDT-based robust decision making applied to merchant-based transmission expansion planning.,» *International Transactions on Electrical Energy Systems*, pp. 26(12), 2713-2726., 2016.

- [116] A. P. D. S. A. & S. E. Moreira, « Reliable renewable generation and transmission expansion planning: co-optimizing system's resources for meeting renewable targets.,» *IEEE transactions on power systems*, pp. 32(4), 3246-3257., 2016.
- [117] S. R. A. & B.-C. F. Lumbreras, «Optimal transmission network expansion planning in real-sized power systems with high renewable penetration.,» *Electric Power Systems Research*, , pp. 149, 76-88., 2017.
- [118] M. V. S. K. R. C. J. & F. P. Loureiro, «Renewable integration through transmission network expansion planning under uncertainty. .,» *Electric Power Systems Research*, 165, 45-52., p. 2018, 165, 45-52.
- [119] P. V. S. J. T. C. L. D. B. & O. L. W. Gomes, «Impact of decision-making models in Transmission Expansion Planning considering large shares of renewable energy sources.,» *Electric Power Systems Research*, , pp. 174, 105852., 2019.
- [120] S. L. & N. N. I. Gbadamosi, «Optimal planning of renewable energy systems for power loss reduction in transmission expansion planning.,» *Journal of Engineering, Design and Technology*,, pp. 18(5), 1209-1222., 2020.
- [121] R. K. N. D. D. S. & S. S. A. Gajbhiye, « An expert system approach for multi-year short-term transmission system expansion planning: An Indian experience.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 23(1), 226-237., 2008.
- [122] O. B. G. A. N. & S. M. Tor, «Congestion-driven transmission planning considering the impact of generator expansion. .,» *IEEE Transactions on Power Systems*,, pp. 23(2), 781-789., 2008.
- [123] A. S. M. & K. S. Khodaei, «Transmission switching in expansion planning.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, , pp. 25(3), 1722-1733., 2010.
- [124] N. & K. A. Tarashandeh, «Utilization of energy storage systems in congestion management of transmission networks with incentive-based approach for investors.,» *Journal of Energy Storage*, pp. 33, 102034., 2021.
- [125] G. B. & F. P. A. J. Shrestha, «Flexible transmission and network reinforcements planning considering congestion alleviation.,» *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, , pp. 153(5), 591-598., 2006.
- [126] O. J. T. D. A. & R. G. V. Guerra, « An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems.,» *Applied energy*, , pp. 170, 1-21., 2016.
- [127] L. M. M. B. A. C. A. B. G. G. M. & C. E. M. Michi, «Transmission network expansion planning: towards enhanced renewable integration.,» *In 2018 AEIT International Annual Conference* , pp. 1-5, 2018.
- [128] Z. P. H. & C. M. Luburić, «Transmission expansion planning model considering battery energy storage, TCSC and lines using AC OPF.,» *IEEE Access*,, pp. 8, 203429-203439., 2020.

- [129] M. & A. T. Moradi-Sepahvand, « Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power generation.,» *Applied energy*, pp. 298, 117137., 2021.
- [130] J. H. F. J. D. Z. Y. & W. K. P. Zhao, « Flexible transmission network planning considering distributed generation impacts.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 26(3), 1434-1443., 2011.
- [131] Agencia de regulacion y control de energía y recursos naturales no renovables, «controlrecursosyenergia.gob.ec.» Panorama Eléctrico, Junio 2020. [En línea]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/Revista-01-V2-compressed.pdf>.
- [132] Recursos y energía, «PLAN DE EXPANSIÓN,» 2020.
- [133] M. Manzano, «Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano y sus desafíos,» 2022.
- [134] L. A. GALLEGO, «PLANEAMIENTO AC INTEGRADO DE LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE,» 2007. [En línea]. Available: <file:///C:/Users/USER/Downloads/Dialnet-PlaneamientoAcIntegradoDeLaExpansionDeSistemasDeTr-4803544.pdf>.
- [135] A. Nacional, «Ministerio de Energías y Minas,» 10 enero 2024. [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ley-no-mas-apagones-se-aprueba-con-131-votos/>.
- [136] L. d. C. E. e. e. Ecuador, «<https://www.lexis.com.ec/biblioteca/ley-organica-eficiencia-energetica>,» 11 enero 2024. [En línea].
- [137] C. Rathore y R. Roy, «“A novel modified GBMO algorithm based static transmission network expansion planning,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 62, pp. 519-531, 2014.
- [138] Comisión Reguladora de Energía, ««Código de Red,» de *Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México*, Mexico, 2016.
- [139] A. Peñaherrera, «PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL MODELO AC RESUELTO MEDIANTE ALGORITMOS EVOLUTIVOS,» 2015.
- [140] E. Ramírez y C. Camacho , «Redes de transmisión inteligente. Beneficios y riesgos,» *Ingeniería, investigación y tecnología*, vol. 14, nº 1, 2020.
- [141] M. Nehrir , «Alternative Energy Distributed Generation: Need for Multi-Source Operation,» *38th Nort American Power Symposium*, pp. 547-551, 2020.
- [142] L. Vargas y C. Tamayo , «Planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico considerando equipos facts,» 2020. [En línea]. Available: https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/116482/cf-maldonado_jg.pdf;sequence=1. [Último acceso: 12 07 2023].

- [143] Revista de Electrónica , «Pronóstico para la toma de decisiones,» 2020. [En línea]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5262255.pdf>. [Último acceso: 11 07 2023].
- [144] R. Palma, «Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional,» 2019. [En línea]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_acera_estudio_flexibilidad.pdf. [Último acceso: 11 07 2023].
- [145] A. Levy, D. Messina y R. Contreras, «Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe,» 2020. [En línea]. Available: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/47656/1/S2100738_es.pdf. [Último acceso: 12 07 2023].
- [146] M. C. Vélez y A. Montoya, «Una alternativa para la solución de problemas combinatorios en la administración de operaciones,» *Revista EIA*, vol. 32, nº 8, 2019.
- [147] C. Vásquez y D. Reyes , «Análisis del flujo de potencia en líneas de transmisión largas, usando el banco de pruebas para líneas de transmisión de la UPS-sede Guayaquil,» *Universidad Politécnica Salesiana* , vol. 10, nº 9, 2019.
- [148] J. Belloso, «Cooperación Horizontal en problemas de rutas de vehículos con retornos,» 2019. [En línea]. Available: https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/28689/TesisJavierBelloso_MA%20FiN.pdf?sequence=3&isAllowed=y. [Último acceso: 12 07 2023].
- [149] I. Osman y N. Wassan, «A Reactive Tabu Search for the Vehicle Routing Problem with Backhauls,» *Journal of Scheduling*, vol. 5, nº 4, pp. 85 -110, 2020.
- [150] OLADE, «Manual de planificación Energética,» 2020. [En línea]. Available: https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/03/Manual_Planificacion_Energetica_Espanol_Final22-05-2017.pdf. [Último acceso: 12 07 2023].
- [151] M. Betancur y A. Roldán, «Análisis probabilístico de los riesgos asociados a los imprevistos en los flujos de caja de proyectos inmobiliarios de la ciudad de Medellín,» 2019. [En línea]. Available: https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/13738/EdwinMarino_BetancurDiaz_DanielAlexander_RoldanArango_2019.pdf?sequence=2&isAllowed=y. [Último acceso: 12 07 2023].
- [152] S. Rodríguez, «Metodología para la gestión del riesgo en proyectos,» 2020. [En línea]. Available: <http://arantxa.ii.uam.es/~jms/pfcsteleco/lecturas/20120921SergioSebastianRodriguez.pdf> . [Último acceso: 10 07 2023].
- [153] J. H. H. William C. Leighty, «Alternatives to Electricity for Transmission, Firming Storage, and Supply Integration for Diverse, Stranded, Renewable Energy Resources: Gaseous

- Hydrogen and Anhydrous Ammonia Fuels via Underground Pipelines,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610212014609>.
- [154] NREL's, «Transmission Integration,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/grid/transmission-integration.html>.
- [155] N. Tarashandeh, 2020. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X20318697>.
- [156] Pathways , «Transmission Technology Roadmap,» 2022. [En línea]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefindmkaj/http://www.rcgsas.com/Documentos/Roadmaps/BC.pdf>.
- [157] J. Jaramillo, «Shildare,» 19 Junio 2014. [En línea]. Available: <https://es.slideshare.net/quasar.0360.7912/esquema-de-generacin-transmision-y-distribucion-de-ee-en-ecuador>.
- [158] M. Molina , «Aplicación al diseño de sistemas integrales,» 2020. [En línea]. Available: <https://oa.upm.es/14207/1/06-metodos-resolucion-problemas.pdf>. [Último acceso: 10 07 2023].
- [159] T. Wildi, Máquinas Eléctricas y sistemas de potencia, México : Pearson Educación , 2020.
- [160] A. Juan, I. Pascual, D. Guimarans y B. Barrios, «Combining biased randomization with iterated local search for solving the multidepot vehicle routing problem,» *International Transactions in Operational Research*, vol. 22, nº 4, p. 647, 2020.
- [161] S. R. Khuntia, B. W. Tuinema, J. L. Rueda y M. A. van der Meijden, «Tudelft,» 2016. [En línea]. Available: <https://pure.tudelft.nl/ws/portalfiles/portal/36670134/1694309.pdf>.
- [162] P. E. Donohoo-Vallett, «MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY,» 2014. [En línea]. Available: https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/Donohoo_PhD_2014.pdf.
- [163] National Renewable Energy Laboratory, «Western Wind and Solar Integration,» 2010.
- [164] A. K. Mahdi Mehrtash, «Electrical Power and Energy Syste,» 2020. [En línea]. Available: <https://par.nsf.gov/servlets/purl/10177071>.
- [165] J. A. L. LÓPEZ, «bibliotecadigital.udea.edu.co,» 2017. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefindmkaj/https://bibliotecadigital.udea.edu.co/dspace/bitstream/10495/13250/1/L%C3%B3pezL%C3%B3pez_2017_PlaneamientoExpansi%C3%B3nRedes.pdf.
- [166] MateoDavidLlivosacaMejia, «dspace.ucuenca.edu.ec,» 2022. [En línea]. Available: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefindmkaj/http://dspace.ucuenca.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/39206/1/Trabajo-de-Titulaci%C3%B3n.pdf>.

- [167] J. P. R. M. GUZMÁN, «repositorio.uchile.cl,» 2014. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefindmkaj/https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/116482/cf-maldonado_jg.pdf;sequence=1.
- [168] D. A. T.-A. y. J. M. L.-L. Jaime A. López-López, «<http://www.scielo.org.co/>,» 2016. [En línea]. Available: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-77992016000200005.
- [169] D. R. CHARLIN, «<http://www.scielo.org.co/>,» 2011. [En línea]. Available: <https://repositorio.uc.cl/xmlui/bitstream/handle/11534/1488/567776.pdf>.
- [170] C. T. W. HERNANDO, «EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO,» 2016. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13101/3/UPS-KT01336.pdf>.
- [171] J. C. Cortez Aucapiña, «Planificación óptima multietapa de la expansión de los sistemas de transmisión usando el modelo AC,» 2018. [En línea]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/31425>.
- [172] C. T. W. HERNANDO, «EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA USANDO CRITERIOS DE ÓPTIMA POTENCIA AC,» 2016. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefindmkaj/https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13101/3/UPS-KT01336.pdf.
- [173] M. X. Pacheco Hurtado, «Planificación de la expansión del sistema de transmisión (TEP) considerando reducción de escenarios mediante la aplicación de Machine Learning,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/54257>.
- [174] V. D. P. ÑACATO, «EXPANSIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ATAQUES INTENCIONALES Y ESTABILIDAD ANGULAR,» 2021. [En línea]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfefindmkaj/https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/20343/4/UPS%20-%20TTS371.pdf.
- [175] M. S. Javadia y M. Sanieia, «“A Multi-objective Expansion Planning Approach: Distant Wind Farms and Limited Energy Resources Integration”,» *IET Renewable Power Generation*, p. 17, 2019.
- [176] N. Gonzalez Cabrera, «“Mercado de Energia con multiple clases en confiabilidad considerando preferencias de usuarios finales”,» *Tesis de Maestria*, 2019.
- [177] P. Wang y . X. Ding , «“Technique to evaluate nodal reliability indices and nodal prices of restructured power systems”,» *IEE Proc.-Gener. Transm.*, 2020.
- [178] A. Babic, «“Transmission expansion planning based on locational marginal prices and ellipsoidal approximation of uncertainties”,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 53, pp. 175-183, 2020.

- [179] C. Rathore y R. Roy, «“A novel modified GBMO algorithm based static transmission network expansion planning,”», *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 62, pp. 519 - 532, 2019.
- [180] Q. M. College, «“Transmission System Expansion Planning by Interactive Methods,”» 2020.
- [181] S. Jim y S. Member, «“Capacity Expansion in the Integrated Supply Network for an Electricity Market”,» vol. 26, nº 4.
- [182] J. Choi y T. Mount, «“Transmission System Expansion Plans in View Point of Deterministic”,» *Probabilistic and Security Reliability Criteria*, pp. 1 - 10 , 2022.
- [183] B. Dewani y M. B. Daigavane, «“A review of various computational intelligence techniques for transmission network expansion planning,”», *Planning in Southern Africa*, vol. 52, p. 983–988, 2019.
- [184] A. Khodaei y M. Shahidehpour, «“Transmission Switching in Expansion Planning,”», *Discrete Evolutionary Particle Swarm Optimization*, p. 802–807, 2021.
- [185] T. Krause, «“Evaluating Congestion Management Schemes in Liberalized Electricity Markets Using an Agent-based Simulator,”», *Renew Sustain. Energy Rev*, p. 572–580, 2020.
- [186] M. O. Buvei y G. Member, «“Planning : Fuzzy Risk Assessment”,» *Member, and M. Shahidehpour*, 2019.
- [187] . R. D. Christie y B. F. Wollenberg, «“Transmission Management in the Deregulated Environment,”», *Security Criteria*, p. 244–251, 2022.
- [188] S. N. Siddiqi y R. Planning, «“Value-based Transmission Planning and the Effects of Network Models,”», *Distribution Network Expansion Planning*, vol. 28, p. 1888–1897, 2019.
- [189] . G. B. Shrestha y P. Fonseka, «“Congestion-Driven Transmission Expansion in Competitive Power Markets,”», *Effects of Network Models*, vol. 19, nº 3, p. 1658–1665, 2021.
- [190] M. Mehrtash y A. Kargarian, «Risk-based dynamic generation and transmission expansion planning with propagating effects of contingencies,”», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 11, p. 1057, 2019.
- [191] L. Oliveira, M. Mendona y G. Duque, «“A new proposal of static expansion planning of electric power transmiación systems using statistical indicators,”», *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, pp. 266-279, 2020.
- [192] H. Mavalizadeh , «“Multiobjective Robust Power System Expansion Planning Considering Generation Units Retirement,”», *IEEE Syst. J*, vol. 12, nº 3, pp. 2664-2675, 2020.
- [193] Z. Wu, Y. Liu, W. Gu y Y. Wang, «“Contingencyconstrained robust transmission expansion planning under uncertainty,”», *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, vol. 10, nº 1, pp. 331-338, 2020.

- [194] . C. G. Teive y E. L. Silva, «“A cooperative expert system for transmission expansion planning of electrical power systems,”», *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 13, nº 2, pp. 636-642, 2020.
- [195] M. Majidi-Qadikolai y R. Baldick, «“Stochastic Transmission Capacity Expansion Planning with Special Scenario Selection for Integrating $n-1$ Contingency Analysis,”», *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 31, nº 6, pp. 4901-4912, 2020.
- [196] B. Aeggegn, O. Salau y Y. Gebru, «“Load flow and contingency analysis for transmission line outage,”», *Arch. Electr. Eng*, vol. 69, nº 3, pp. 581-594, 2020.
- [197] S. Abushamah, M. R. Haghifam y T. G. Bolandi, «“A novel approach for distributed generation expansion planning considering its added value compared with centralized generation expansion,”», *Sustain. Energy, Grids*, vol. 25, p. 100417, 2021.
- [198] J. Bertrand, «the use of workload information to control job lateness in controlled and uncontrolled release production systems,» *International Journal of Operations Management*, vol. 3, nº 2, pp. 79-92, 2020.
- [199] P. Billington y . L. McClain, «Mathematical Programming Approaches to Capacity Constrained MRP Systems: Review, Formulation and Problem Reduction,» *Management Sciences*, vol. 29, nº 10, pp. 1126-1141, 2020.
- [200] . M. Byrne y M. Hossain, «Production planning: An improved hybrid approach,» *International Journal of Production Economics*, pp. 225-229, 2019.
- [201] G. LATORRE y R. CRUZ , «Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 55 - 62, 2019.
- [202] . I. Silva, «Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand.,» *Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1424-1429, 2021.
- [203] A. Sousa y . E. Asada, «A Heuristic Method Based on the Branch and Cut Algorithm to the Transmission System Expansion Planning Problem.,» *Power and Energy Society General Meeting*, vol. 21, nº 4, pp. 1-6, 2021.
- [204] H. Aytug y M. Khouja, «Use of genetic algorithms to solve production and operations management problems:,» *A review. International Journal of Production Research*, vol. 41, nº 17, pp. 3955 - 4009., 2021.
- [205] D. Bertsimas y J. Tsitsiklis, «Introduction to linear optimization.,» *Belmont, Massachusetts: Athenea Scientific,* pp. 359-392., 2020.
- [206] C. Blum y A. Roli , «Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison.,» *ACM Computing Surveys*, vol. 35, nº 3, pp. 268-308., 2019.
- [207] L. Davis, «Handbook of genetic algorithms.,» *Van Nostrand Reinhold. ,* pp. 4083-4101. , 2021.

- [208] M. Grötschel y L. Lovasz, «Handbook of combinatorics,» *Cambridge, Massachusetts: The MIT Press y North-Holland*, pp. 1541-1598., 2021.
- [209] . O. C. Sansón, «La uve heurística de Gowin y el mapa conceptual como estrategias que favorecen el aprendizaje experimental.,» *Extra*, pp. 1-4, 2020.
- [210] M. Sosa, «Resultados de la Revisión Heurística sobre Modelos de Negocios y propuestas Metodológicas desde un punto de vista Ecléctico, Holístico e Integral para definir y establecer los elementos que componen un modelo de negocios.,» *Revista Contribuciones a la Economía*, vol. 10, pp. 1-27, 2021.
- [211] V. Yepes, «Optimización heurística económica aplicadas a las redes de transporte tipo VRPTW,» *Universidad de Valencia.*, vol. 52, pp. 1952-1962., 2021.
- [212] J. Robles, «Racionalidad acotada: heurísticos y acción individual.,» *Revista Theoria*, , vol. 14, nº 1, pp. 37-47, 2021.
- [213] J. D. Van Hertem y R. Verboomen, «“Power flow controlling devices: An overview of their working principles and their application range,”,» *International Conference on Future Power Systems*, pp. 100 - 120 , 2019.
- [214] M. Meneses y . E. Nascimento, « “Transmission Network Expansion Planning Considering Line Switching,”,» *IEEE Access*, vol. 8, p. 115148–115158, 2020.
- [215] A. Peñaherrera, «“Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos,”,» *Universidad de Cuenca*, 2021.
- [216] L. V. BERTALANFFY, «"Teoría general de los sistemas",» *Cibernética y administración*, vol. 9, nº 1, pp. 2-16, 2019.
- [217] H. FUENTES, «"Modelo holístico de los procesos universitarios",» *Universidad de Oriente, Santiago de Cuba.*, pp. 100-102, 2021.
- [218] P. WEIL, «Holística: una nueva visión y abordaje de lo real,» *San Pablo*, pp. 20 - 35 , 2021.
- [219] J.-P. SALLENAVE, «Gerencia y planeación estratégica,» *Edt. LEGIS EDITORES S.A.*, pp. 104-120, 2020.
- [220] K. S. Verma y H. O. Gupta, «“Impact on real and reactive power pricing in open power market using unified power flow controller,”,» *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 21, nº 1, p. 365–371, 2021.
- [221] D. Carrión, J. Palacios y M. Espinel, «“Transmission Expanssion Planning Considering Grid Topology Changes and N-1 Contingencies Criteria,”,» *Recent Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, p. 266–279., 2021.

- [222] J. Toctaquiza y D. Carrión, «“Estado del arte modelo óptimo de operación posterior a ataques intencionales considerando conmutación de los sistemas de transmisión,”», *ITECKNE Innovación e Investig. en Ing.*, vol. 18, nº 2, p. 17, 2021.
- [223] A. Capasso y A. Cervone, «“A LP and MILP methodology to support the planning of transmission power systems,”», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, p. 699–707, 2019.
- [224] Z. Hamouz y A. S. Faraj, «“Transmission-expansion planning based on a non-linear programming algorithm,”», *Energy*, vol. 76, pp. 1 - 3, 2019.
- [225] A. K. Ferdavani y M. Salem, «“Transmission expansion planning using AC-based differential evolution algorithm,”», *IET Gener.*, vol. 8, nº 10, p. 1637–1644, 2019.
- [226] V. Cardoso y A. S. Miranda, «Geodesic stability, Lyapunov exponents and quasinormal modes.,» *Phys. Rev.*, p. 79, 2020.
- [227] R. R. Devi y S. Chakrabarti, «Quasinormal modes and greybody factors of the novel four dimensional Gauss -Bonnet black holes in asymptotically de Sitter space time scalar, electromagnetic and Dirac perturbations.,» *Eur. Phys. J. C*, p. 80, 2020.
- [228] B. Zwiebach, «Curvature squared terms and string theories.,» *Physics Letters B*, pp. 156 - 160 , 2020.
- [229] A. Sen, «Entropy function for heterotic black holes.,» *JHEP*, pp. 155 - 160 , 2019.
- [230] F. N. S. & S. M. H. López-Ramos, « An integrated planning model in centralized power systems.,» *European Journal of Operational Research.*, pp. 287(1), 361-377., 2022.

ANEXOS

Anexo1: Se presenta la tabla de resumen de los artículos utilizados para el análisis del estado del arte.

Anexo 2: El artículo que se presenta a continuación, se lo realizó mediante un análisis de las últimas publicaciones sobre el Estado del Arte de la Planificación de la Expansión de los Sistemas de Transmisión, mismo que se presentará en formato revista CENACE para una futura publicación, quedando fuera del alcance del TIC.