

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

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

**MODELO DE LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA
TRANSMISIÓN CONSIDERANDO INCERTIDUMBRE EN LA
DEMANDA Y PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES**

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

JUAN JOSÉ JIMÉNEZ CHIRIBOGA

juan.jimenez01@epn.edu.ec

DIRECTOR: XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

ximena.gavela@epn.edu.ec

DMQ, julio 2024

CERTIFICACIONES

Yo, JUAN JOSÉ JIMÉNEZ CHIRIBOGA 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.

JUAN JOSÉ JIMÉNEZ CHIRIBOGA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JUAN JOSÉ JIMÉNEZ CHIRIBOGA, bajo mi supervisión.

XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

JUAN JOSÉ JIMÉNEZ CHIRIBOGA

XIMENA PATRICIA GAVELA GUAMAN

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Integración Curricular a mí mismo, por ser el dueño y arquitecto de mi propio destino. A mi incansable esfuerzo y determinación, que me han llevado a superar todos los desafíos. Este trabajo es un reflejo de mi capacidad y perseverancia. Mi disciplina inquebrantable y mi inquebrantable autoconfianza han sido los pilares que me han sostenido a lo largo de este arduo camino. Gracias a mi dedicación y a mi habilidad para mantenerme enfocado, he alcanzado este importante logro que no es más que el comienzo de una serie de éxitos que seguiré cosechando.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, quiero agradecer a Dios por darme la fortaleza, sabiduría y perseverancia necesarias para completar este Trabajo de Integración Curricular. Sin su guía y bendiciones, no habría sido posible llegar hasta aquí.

A mi familia, especialmente a mis padres, les expreso mi más profundo agradecimiento por su amor, apoyo incondicional y sacrificios. Su fe en mí me ha dado la motivación para superar cada obstáculo. A mi papá, por ser un ejemplo de dedicación y trabajo duro; su sabiduría y consejo constante han sido fundamentales en mi vida. Y a mis abuelos, por su amor y enseñanzas que siempre llevaré conmigo; su perseverancia y valores me han inspirado a ser una mejor persona.

También quiero agradecer de manera especial a María Isabel Gavilanes, quien gracias a su generosidad me ayudó a capacitarme adecuadamente y rendir un buen examen de ingreso a la universidad.

A mi tutora de tesis, Doc. Patricia Gavela, le agradezco de todo corazón por su paciencia y guía durante todo el proceso. Su orientación y dedicación fueron cruciales para el desarrollo y culminación de este trabajo.

A todos los que han sido parte de este proceso, directa o indirectamente, mi más sincero agradecimiento. Cada uno de ustedes ha contribuido de manera significativa a la culminación de esta etapa de mi vida.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General	1
1.2 Objetivos específicos	1
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	2
1.4.1 Sistema eléctrico de potencia (SEP).....	2
1.4.2 Sistema de transmisión	2
1.4.3 El problema de expansión de la transmisión.....	4
1.4.4 Principales incertidumbres en la planificación de la expansión de la transmisión	4
1.4.5 Riesgo en los planes de expansión de la transmisión.....	7
1.4.6 METODOS PARA MODELAR LA INCERDITUMBRE.....	12
2 METODOLOGÍA.....	14
2.1 Solución del problema de optimización.....	16
2.1.1 Formulación matemática del problema de expansión de la transmisión	16
2.1.2 Sistema de prueba	17
2.1.3 Función objetivo	21
2.2 MANEJO DEL RIESGO	24
2.2.1 Movimiento geométrico browniano para modelar la incertidumbre dada por la demanda futura de energía.....	24
2.2.2 Movimiento geométrico browniano con regresión a la media para modelar la incertidumbre dada por el precio de los combustibles.....	25
2.3 Análisis de Montecarlo en el contexto de sistemas de potencia	27
2.4 Funciones de distribución de costos operativos.....	28
2.5 Análisis de medidas de mitigación del riesgo.....	28
2.5.1 Valor en Riesgo (VaR).....	29
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	30

3.1	Resultados	30
3.1.1	Resultados de la Optimización	30
3.1.2	Inclusión de las incertidumbres por demanda y precio de los combustibles para el manejo del riesgo al plan de expansión obtenido.....	32
3.1.3	Medidas de mitigación	40
3.2	Conclusiones	43
3.3	Recomendaciones	44
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45
5	ANEXOS.....	48

RESUMEN

El desarrollo de modelos y metodologías para la planificación de la expansión de sistemas de transmisión es crucial en el contexto energético actual, caracterizado por la creciente y diversificada demanda de electricidad y la volatilidad de los parámetros operativos. Este trabajo de integración curricular se centra en el desarrollo de un modelo de planificación multietapa de la expansión de sistemas de transmisión y la evaluación del riesgo sobre el plan resultante. Para el efecto, se programó el modelo matemático de optimización en Python y se utilizó el sistema de prueba de Garver para la validación correspondiente. Para la evaluación del riesgo debido a la incertidumbre en la demanda de energía eléctrica se realizó una simulación de Montecarlo, también programada en Python, y se realizó un análisis de la sensibilidad en el riesgo generado cuando se consideran nuevas fuentes de incertidumbre. Los resultados destacan la necesidad de considerar herramientas o instrumentos que permitan el manejo de un plan flexible, de modo tal que se mitiguen o al menos se reduzcan los riesgos en las inversiones a causa de los entornos cambiantes bajo los cuales operan los sistemas de potencia; este enfoque integral permite una mejor preparación y adaptabilidad del sistema ante escenarios inciertos, mejorando así la eficiencia y resiliencia del sistema de transmisión.

PALABRAS CLAVE: planificación de transmisión, expansión en transmisión, incertidumbre en la demanda, simulación de Montecarlo, generación distribuida, valoración de opciones reales, volatilidad de precios de combustibles.

ABSTRACT

The development of models and methodologies for transmission system expansion planning is crucial in today's energy context, characterized by growing and diversified electricity demand and the volatility of operational parameters. This curricular integration project focuses on developing a multi-stage planning model for the expansion of transmission systems and assessing the risk on the resulting plan. For this purpose, the optimization mathematical model was programmed in Python, and the Garver test system was used for validation. A Monte Carlo simulation, also programmed in Python, was conducted to evaluate the risk due to uncertainty in electricity demand, and a sensitivity analysis was performed on the risk generated when new sources of uncertainty are considered. The results highlight the need to consider tools or instruments that allow for flexible planning, thereby mitigating or at least reducing investment risks due to the changing environments under which power systems operate. This comprehensive approach enables better preparation and adaptability of the system to uncertain scenarios, thus improving the efficiency and resilience of the transmission system.

KEYWORDS: transmission planning, transmission expansion, demand uncertainty, Monte Carlo simulation, distributed generation, real options valuation, fuel price volatility.

1 INTRODUCCIÓN

La planificación eficiente y estratégica de la expansión de los sistemas de transmisión es un aspecto fundamental para abordar los desafíos que impone el panorama energético actual. La demanda creciente y diversificada de electricidad, combinada con la volatilidad inherente a otros parámetros del entorno eléctrico, exige no solo la ampliación de capacidades del sistema eléctrico, sino la toma de estas decisiones en un entorno altamente incierto, que requiere del apoyo de herramientas que permitan determinar planes altamente eficientes y económicos, los cuales se desempeñarán en ambientes altamente cambiantes.

Bajo este contexto, en este trabajo de integración curricular, se desarrolla un modelo de planificación de la expansión de la transmisión multietapa bajo un enfoque determinístico, que evalúa el desempeño del plan de transmisión resultante cuando es sometido a la incertidumbre relacionada con la demanda, y con los precios de los combustibles para un análisis de sensibilidad, aspectos cruciales que impactan directamente en la viabilidad y eficiencia económica de las decisiones de expansión.

El modelo de optimización ha sido programado en Python, y consiste en un modelo de minimización de costos de inversión y operación del sistema. Este modelo se complementa con modelos de incertidumbre programados también en Python que, bajo una simulación de Montecarlo, permiten evaluar el riesgo del plan, y analizar opciones que tendría el planificador para gestionar los riesgos asociados a estas decisiones, fortaleciendo así la capacidad de adaptación del sistema de transmisión frente a entornos cambiantes y complejos. Para validar el modelo se utilizó el sistema de prueba Garver, cuyos resultados se presentan a lo largo de este documento.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo de planificación multietapa de la expansión de sistemas de transmisión.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar el modelo de la expansión en el entorno Python y validarlo en el sistema de prueba de Garver.
- Analizar el modelo matemático para la modelación de la incertidumbre relacionada con la demanda de electricidad.

- Implementar un Montecarlo en el plan resultante para evaluar el riesgo debido a la incertidumbre en la demanda de energía eléctrica.

1.3 ALCANCE

En este Trabajo de Integración Curricular se presenta el desarrollo de un modelo de planificación para la expansión de sistemas de transmisión, que considera la evaluación del desempeño del plan resultante en un ambiente incierto; para el efecto se considera la modelación de la incertidumbre inherente a la demanda eléctrica y precios de los combustibles, a través del modelo matemático denominado movimiento geométrico browniano, sin y con reversión a la media, respectivamente. El modelo matemático se programó en Python, así como también los modelos de incertidumbre. La validación se realizó para el sistema de prueba de Garver. Además del modelo de planificación desarrollado, se analizó criterios para gestionar los riesgos asociados con las decisiones de inversión bajo escenarios inciertos, con el fin de fortalecer la capacidad de adaptación del sistema de transmisión ante situaciones cambiantes y complejas.

1.4 MARCO TEÓRICO

1.4.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

Un SEP se compone de una red interconectada de componentes y dispositivos eléctricos (generadores, transformadores, líneas de transmisión, entre otros), destinados a la producción, transporte, distribución y control de la energía eléctrica a gran escala. Este sistema engloba desde la generación de electricidad a partir de diversas fuentes, como centrales térmicas, nucleares o energías renovables como la solar y eólica, hasta su distribución a través de extensas redes de transmisión y distribución hacia hogares, industrias y otros consumidores. El objetivo principal de estos sistemas es garantizar la estabilidad, calidad y seguridad en la entrega de energía eléctrica, minimizando pérdidas y maximizando la eficiencia del sistema en su conjunto [1].

1.4.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) es un componente crucial que conecta los generadores de electricidad con los sistemas de distribución. Este sistema garantiza que la electricidad generada en las plantas de energía llegue de manera eficiente y segura a las áreas de consumo, manteniendo la estabilidad y la calidad del suministro eléctrico. Los elementos clave de este sistema incluyen

subestaciones, torres de transmisión, líneas de transmisión y sistemas de protección, cada uno desempeñando un papel esencial en el funcionamiento integral del sistema [2].

Las subestaciones eléctricas son instalaciones esenciales dentro del sistema de transmisión, encargadas de transformar los niveles de voltaje para facilitar la transmisión y distribución de la energía. Existen diferentes tipos de subestaciones según su función: Subestaciones de transmisión que elevan el voltaje generado en las plantas de energía a niveles más altos para reducir las pérdidas de energía durante la transmisión a largas distancias o subestaciones de distribución que reducen el voltaje de transmisión a niveles más bajos para su distribución segura a los consumidores finales. Además, las subestaciones de interconexión facilitan la conexión entre diferentes redes de transmisión, permitiendo la transferencia de energía entre ellas; y en general están equipadas con transformadores, interruptores automáticos, dispositivos de protección y control, y sistemas de medición, entre otros [3].

Las torres de transmisión son estructuras que sostienen las líneas de transmisión de alta tensión, manteniéndolas a una altura segura del suelo y evitando el contacto con otros objetos. Estas torres pueden ser de diferentes tipos, como torres de celosía, postes de acero o postes de hormigón, dependiendo de las necesidades del sistema y las condiciones geográficas. Las torres de celosía son comúnmente utilizadas para líneas de alta y extra alta tensión debido a su capacidad para soportar cargas pesadas y resistir condiciones climáticas adversas, mientras que los postes de acero y hormigón generalmente se usan para líneas de media y baja tensión, o en áreas urbanas donde el espacio es limitado [3].

Las líneas de transmisión, por su parte, son los conductores eléctricos que transportan la energía desde las plantas generadoras hasta las subestaciones de distribución. Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas. Las líneas aéreas son más comunes debido a su menor costo de instalación y mantenimiento, utilizando conductores de aluminio o cobre suspendidos por aisladores en las torres de transmisión [3].

Finalmente, los sistemas de protección son fundamentales para la seguridad y estabilidad del sistema de transmisión. Estos sistemas detectan y aíslan fallas eléctricas para evitar daños a los equipos y garantizar la continuidad del suministro. Entre los principales dispositivos de protección se encuentran los relés de protección, que detectan condiciones anormales como cortocircuitos o sobrecargas y envían señales para desconectar las partes afectadas del sistema. Además, los interruptores automáticos desconectan automáticamente el circuito en caso de fallas, protegiendo el sistema de daños mayores.

Toda esta infraestructura forma parte del sistema de transmisión, y su consideración y valoración dentro del problema de expansión, se incluye dentro de un costo total de inversión por línea candidata a ser expandida, y que forma parte de los costos que se buscan minimizar dentro del problema matemático a analizarse más adelante.

1.4.3 EL PROBLEMA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El Problema de Expansión de la Transmisión (PET) consiste en la definición del número, ubicación y capacidad de las nuevas líneas de transmisión que deberán agregarse al sistema con el fin de satisfacer la futura demanda de energía eléctrica [5], bajo criterios de eficiencia, economía, entre otros aspectos.

El problema de expansión de la transmisión es en sí un problema de optimización que puede tratarse como un problema estático, dinámico o multietapa. El problema estático de expansión de la transmisión se aborda en un solo período de planificación, considerando una única condición de carga que proyecta la demanda futura de energía y un solo momento para tomar decisiones. Su objetivo primario es minimizar el costo total asociado con la expansión y el costo operativo del sistema [4].

El problema multietapa, el cual se abordará en este proyecto, en cambio se enfoca en múltiples períodos de planificación, considerando diversas condiciones de carga que reflejan las variaciones en la demanda de energía a lo largo del tiempo. Su objetivo principal radica en minimizar el costo global de expansión de la transmisión a lo largo de todos los períodos de planificación, teniendo en cuenta aspectos económicos, técnicos y de operación en la toma de decisiones [5].

1.4.4 PRINCIPALES INCERTIDUMBRES EN LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El proceso de planificación de la expansión de sistemas de transmisión enfrenta diversas incertidumbres que pueden influir en la toma de decisiones estratégicas o el desempeño del plan resultante. Fluctuaciones en las condiciones económicas y las políticas gubernamentales introducen incertidumbre al modelo. Los cambios en las regulaciones ambientales, políticas energéticas y decisiones políticas pueden impactar directamente en la viabilidad y la dirección de los proyectos de infraestructura eléctrica. Así mismo, el desarrollo y la adopción de nuevas tecnologías, especialmente en energías renovables y almacenamiento de energía, representan otra fuente de incertidumbre; los avances tecnológicos también pueden modificar rápidamente las necesidades y la estructura de la red eléctrica, requiriendo adaptaciones en la planificación de la expansión [6]. Así mismo,

factores como eventos climáticos extremos y variaciones en el clima también añaden incertidumbre a los planes, ya que afecta a la disponibilidad de ciertas fuentes de energía y por lo tanto a la generación y consecuentemente planes de transmisión.

Una de las principales incertidumbres que normalmente se considera para la planificación de la expansión está relacionada con la proyección del crecimiento de la demanda futura de energía. Prever con precisión los cambios en los patrones de consumo eléctrico, influenciados por variables como el desarrollo industrial, las tendencias económicas y los avances tecnológicos en eficiencia energética, entre otros, representa un desafío importante para el planificador [6].

De igual manera, los precios internacionales de los combustibles fósiles, como el petróleo y el gas natural, imponen los costos de despacho de las plantas termoeléctricas, proporcionando una fuente adicional de incertidumbre al momento de operar los SEP. Los precios de los combustibles están sujetos a una serie de factores dinámicos, incluida la oferta y la demanda a nivel global, eventos geopolíticos que pueden afectar la producción y distribución, así como desastres naturales que interrumpen la cadena de suministro. Además, las políticas energéticas cambiantes tanto a nivel nacional como internacional agregan una capa adicional de incertidumbre, ya que influyen en la disponibilidad y el costo de estos recursos. Esta volatilidad requiere un enfoque cuidadoso en la planificación de la infraestructura de transmisión para adaptarse a los cambios y garantizar la economía del suministro eléctrico [6], [7].

Bajo estos antecedentes, queda en evidencia que la gestión eficaz de estas incertidumbres en la planificación de la expansión de sistemas de transmisión requiere enfoques adaptativos y estratégicos para mitigar riesgos y tomar decisiones informadas en un entorno cambiante y complejo, no obstante considerar la totalidad de las mismas en un mismo modelo puede complicar el problema y su interpretación en cuanto a resultados, en tal sentido, para este proyecto de integración curricular, se ha considerado analizar las incertidumbres asociadas con la demanda futura y para un análisis de sensibilidad, el precio de los combustibles, con la finalidad de evaluar el impacto sobre el plan resultante.

1.4.4.1 Incertidumbre debida a la demanda futura de energía

La incertidumbre debida a la demanda futura de energía eléctrica emerge como un componente esencial y complejo que influye en la planificación y gestión de los sistemas de suministro de energía eléctrica. Esta incertidumbre se manifiesta a través de diversos factores dinámicos como patrones de consumo, susceptibles a cambios temporales relacionados con estilos de vida, avances tecnológicos, alteraciones demográficas o

ajustes en políticas energéticas, entre otros. Estos cambios, a menudo difíciles de anticipar, impactan directamente en las proyecciones de consumo energético [8].

Asimismo, las fluctuaciones económicas, como recesiones o periodos de crecimiento, ejercen una influencia significativa en la demanda eléctrica. En tiempos de recesión, la actividad económica disminuye, reduciendo la demanda eléctrica, mientras que, en fases de crecimiento, la demanda puede aumentar debido al incremento en el consumo energético por parte de empresas y consumidores [8].

La incertidumbre se intensifica con los cambios en las políticas energéticas, que pueden promover el uso de fuentes renovables, eficiencia energética o la electrificación de sectores como el transporte. Estos cambios transforman la demanda de energía eléctrica a largo plazo, introduciendo un elemento de imprevisibilidad en las proyecciones [8].

Las condiciones climáticas estacionales, con extremos de altas temperaturas o fríos intensos, también ejercen un impacto sustancial en la demanda eléctrica. La imprevisibilidad de eventos climáticos dificulta la proyección exacta de la demanda, lo que añade una dimensión adicional de incertidumbre al panorama [8].

La predicción de la demanda se basa en datos históricos, patrones de crecimiento, comportamiento de consumo y modelos predictivos. No obstante, si no se tiene en cuenta la incertidumbre derivada de los factores adicionales mencionados anteriormente, se podría tener repercusiones significativas en la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión [9].

1.4.4.2 Incertidumbre debida a los precios de los combustibles

La incertidumbre asociada al precio de los combustibles introduce un elemento crítico en la planificación de la expansión de sistemas de transmisión, básicamente porque podría modificar el despacho y consecuentemente los flujos por el sistema. Esta incertidumbre proviene de varios factores:

- **Volatilidad del Mercado:** Los precios de los combustibles, como el petróleo y el gas, son susceptibles a fluctuaciones marcadas debido a eventos geopolíticos, cambios en la oferta y la demanda, y condiciones económicas globales. La imprevisibilidad de estos factores puede generar variaciones significativas en los costos de generación de energía [10].
- **Crecimiento de Energías Renovables:** La transición hacia fuentes de energía renovable también influye en la incertidumbre del precio de los combustibles. A medida que se expande la capacidad de generación renovable, la dependencia de

combustibles fósiles puede disminuir, pero las fluctuaciones en los costos de tecnologías renovables introducen su propia complejidad en la planificación [11].

- Políticas Energéticas: Cambios en las políticas energéticas, como impuestos o subsidios a los combustibles, pueden tener un impacto directo en sus precios. Las decisiones gubernamentales pueden cambiar rápidamente, generando incertidumbre en la previsión a largo plazo de los costos de generación [10].

La Figura 1.1 ilustra cómo, durante el año 2021 en Ecuador, las modificaciones en las políticas relacionadas con los subsidios de los combustibles llevaron a una fluctuación en los precios. Esto se debió a que el valor de los combustibles pasó a ser determinado por el mercado, cuya variabilidad está sujeta a las dinámicas de oferta y demanda, marcando un contraste con la situación previa en la que el valor estaba establecido de manera fija.



Figura 1.1. Comportamiento de los precios de los combustibles en Ecuador en el año 2021 [12]

- Innovación Tecnológica: Avances tecnológicos, como nuevas técnicas de extracción de combustibles fósiles o desarrollos en tecnologías de energía renovable, pueden influir en la oferta y, por ende, en los precios de los combustibles, añadiendo una dimensión de incertidumbre [11].

La falta de certeza en los precios de los combustibles puede afectar significativamente la viabilidad económica de proyectos de expansión de transmisión. La planificación debe incorporar estrategias flexibles y considerar escenarios alternativos para mitigar los riesgos asociados a esta incertidumbre y garantizar una toma de decisiones de informada y eficaz.

1.4.5 RIESGO EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

El riesgo, en el contexto de la planificación de la expansión de la transmisión y en general, se refiere a la posibilidad de que eventos o condiciones inesperadas afecten adversamente

el logro de los objetivos establecidos. En términos más simples, el riesgo representa la incertidumbre en torno a los resultados futuros y la probabilidad de que ocurran eventos no deseados que puedan impactar negativamente en el desempeño de un proyecto, una inversión o una operación [13].

El riesgo puede manifestarse de diversas maneras y puede derivarse de factores internos o externos al proyecto. Algunas de las características fundamentales del riesgo incluyen:

- **Incertidumbre:** El riesgo surge de la incertidumbre sobre eventos futuros; puede ser difícil o incluso imposible prever con certeza, ya que se desconoce cómo evolucionarán factores críticos para el proyecto que impactan directamente sobre los resultados, como es el caso de demanda de electricidad, los precios de la energía, o las condiciones económicas y climáticas, entre otros [13], sobre los planes de expansión.
- **Variabilidad:** El riesgo también está asociado con la variabilidad en los resultados esperados. Incluso cuando se tienen estimaciones y proyecciones, la variación en los resultados reales respecto a estas expectativas se percibe como riesgo [13].
- **Impacto Negativo:** La esencia del riesgo implica la posibilidad de consecuencias negativas. Estos impactos pueden manifestarse en pérdidas financieras, retrasos en la implementación del proyecto, incumplimiento de objetivos o, en el caso de la expansión de la transmisión, la insuficiencia para satisfacer la creciente demanda de electricidad [14].
- **Probabilidad y Magnitud:** Se evalúa tanto la probabilidad de que ocurran eventos adversos, como la magnitud del impacto que podrían tener. Algunos riesgos pueden ser más probables, pero con impactos menores, mientras que otros pueden tener consecuencias significativas, pero con una probabilidad más baja [14].
- **Gestión del Riesgo:** La gestión del riesgo implica la identificación, evaluación, mitigación y monitoreo constante de los riesgos. El objetivo es reducir la incertidumbre y minimizar los impactos negativos, asegurando así la efectividad y sostenibilidad del proyecto [14].

En el ámbito de la planificación de la expansión de la transmisión, comprender y gestionar el riesgo es esencial para tomar decisiones informadas y desarrollar estrategias adaptativas que permitan enfrentar los desafíos en un entorno dinámico y cambiante. La evaluación y gestión efectiva del riesgo contribuyen a la eficiencia, la viabilidad económica y la resiliencia de los planes de expansión del sistema de transmisión.

1.4.5.1 Criterios para evaluar el riesgo

Algunos criterios que se pueden utilizar para la evaluación del riesgo son los siguientes:

- **Probabilidad de Ocurrencia:** Este criterio evalúa la posibilidad de que ocurra un riesgo específico. Se expresa como un porcentaje, indicando la probabilidad de que el riesgo se materialice [15].
- **Impacto Potencial:** Mide la magnitud del impacto que tendría un riesgo si se convierte en realidad. Puede expresarse en términos financieros, temporales o cualitativos, dependiendo del contexto [15].
- **Exposición al Riesgo:** Se calcula multiplicando la probabilidad por el impacto potencial. Proporciona una medida combinada que tiene en cuenta tanto la probabilidad como el impacto [15].
- **Urgencia de Mitigación:** Evalúa la necesidad de abordar un riesgo rápidamente. Se clasifica según la urgencia, indicando cuán crítica es la situación y cuánto tiempo se dispone para tomar medidas [15].
- **Tolerancia al Riesgo:** Indica el nivel de riesgo que una organización está dispuesta a aceptar. Este criterio refleja la aversión al riesgo de la organización y afecta la toma de decisiones sobre qué riesgos deben ser gestionados y en qué medida [15].
- **Impacto en los Objetivos del Proyecto:** Evalúa cómo el riesgo afecta la consecución de los objetivos del proyecto. Puede clasificarse en términos de alta, moderada o baja interferencia con los objetivos establecidos [15].
- **Complejidad de Mitigación:** Mide la dificultad y complejidad asociada con la implementación de estrategias de mitigación para el riesgo. Ayuda a determinar la viabilidad y el esfuerzo requerido para gestionar el riesgo [15].
- **Riesgos Derivados:** Evalúa la posibilidad de que un riesgo desencadene otros riesgos. Este criterio permite anticipar y gestionar los efectos secundarios o cadenas de eventos resultantes de un riesgo específico [15].

1.4.5.2 MÉTODOS PARA EVALUAR EL RIESGO EN LA EXPANSIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN:

1.4.5.2.1 Valor en Riesgo (VaR):

El Valor en Riesgo (VaR) es una medida estadística utilizada para cuantificar el riesgo de pérdida potencial en una cartera de inversiones o en un proyecto específico [16], como en este caso, la expansión de sistemas de transmisión eléctrica. El VaR representa la cantidad máxima de pérdida que se espera en un nivel de confianza y para un horizonte de tiempo determinado. En otras palabras, indica la probabilidad de que las pérdidas no excedan un cierto valor dentro de un período especificado [16].

Para calcular el VaR, se consideran varios factores, como la volatilidad de los precios de los activos, la correlación entre diferentes variables y el nivel de confianza deseado. Hay diferentes métodos para calcular el VaR, siendo los más comunes el método de la varianza-covarianza, el método de simulación histórica y el método de simulación de Monte Carlo [16].

El método de la varianza-covarianza asume que los rendimientos de los activos financieros siguen una distribución normal y utiliza la varianza y la covarianza de estos rendimientos para calcular el VaR. Este enfoque es simple, pero puede no capturar adecuadamente la cola de la distribución de rendimientos, lo que puede subestimar el riesgo en situaciones extremas [16].

El método de simulación histórica utiliza datos históricos de los rendimientos de los activos para simular posibles escenarios futuros y calcular el VaR. Este método tiene la ventaja de capturar mejor la cola de la distribución de rendimientos y tener en cuenta eventos extremos que pueden no estar reflejados en la distribución normal. Sin embargo, puede verse afectado por la falta de datos históricos relevantes o por cambios en las condiciones del mercado [16].

El método de simulación de Monte Carlo es una técnica más avanzada que genera múltiples escenarios futuros utilizando modelos estocásticos y luego calcula el VaR como el percentil correspondiente en la distribución de los resultados simulados. Este método es flexible y puede adaptarse a diferentes tipos de activos y condiciones del mercado, pero puede requerir una mayor cantidad de datos y recursos computacionales [16].

En el contexto de la expansión de sistemas de transmisión eléctrica, el VaR se puede utilizar para evaluar el riesgo asociado con la inversión en nuevas infraestructuras de transmisión, considerando factores como la volatilidad de los precios de los materiales, la

incertidumbre en la demanda futura de energía y los cambios en las políticas regulatorias. Al calcular el VaR, los planificadores pueden tomar decisiones informadas sobre la asignación de recursos y la mitigación del riesgo para garantizar una expansión eficiente y rentable del sistema de transmisión.

1.4.5.2.2 Análisis Costo-Beneficio (ACB):

El Análisis Costo-Beneficio (ACB) es una técnica utilizada para evaluar proyectos o inversiones, donde se comparan y ponderan los costos asociados con los beneficios esperados [17]. Este método es ampliamente utilizado en la toma de decisiones en una variedad de campos, incluida la planificación de la expansión de sistemas de transmisión eléctrica.

Para llevar a cabo un ACB, primero se identifican todos los costos y beneficios relevantes asociados con el proyecto. Los costos pueden incluir inversiones iniciales, costos operativos y mantenimiento, mientras que los beneficios pueden ser ahorros en costos operativos, ingresos adicionales, reducción de riesgos, beneficios sociales o ambientales, entre otros [17].

Una vez identificados los costos y beneficios, se cuantifican y valoran en términos monetarios. Esto puede implicar estimar flujos de efectivo futuros y aplicar métodos de valoración apropiados, como el Valor Presente Neto (VPN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR), para calcular el valor actual de los costos y beneficios a lo largo del tiempo [17]. Una vez que se han valorado los costos y beneficios, se realiza una comparación para determinar si los beneficios esperados superan los costos asociados con el proyecto. Si el valor actual de los beneficios es mayor que el de los costos, el proyecto se considera rentable y podría ser recomendado para su implementación. Por el contrario, si los costos superan a los beneficios, el proyecto puede no ser viable desde una perspectiva económica [17].

Es importante tener en cuenta que el ACB no solo se centra en consideraciones financieras, sino que también puede tener en cuenta factores sociales, ambientales y de seguridad. Por ejemplo, un proyecto de expansión de sistemas de transmisión eléctrica podría generar beneficios adicionales en términos de seguridad energética, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero o mejora de la confiabilidad del suministro eléctrico, los cuales también se deben considerar en el análisis [17].

1.4.6 METODOS PARA MODELAR LA INCERDITUMBRE

1.4.6.1 MODELO DE MONTECARLO

El método de Monte Carlo es una técnica estadística y computacional utilizada para modelar y simular la incertidumbre en procesos complejos. Su aplicación es particularmente efectiva en situaciones donde existe un grado significativo de variabilidad en los datos de entrada o en las condiciones del sistema [18]. Las principales características de este método se presentan a continuación:

- **Simulación Estocástica:** El método de Monte Carlo utiliza la generación de números aleatorios para simular múltiples escenarios posibles de un fenómeno. Estos números aleatorios se generan de acuerdo con las distribuciones de probabilidad asociadas con las variables de entrada, lo que permite simular la variabilidad inherente [19].
- **Distribuciones de Probabilidad:** El método se basa en el uso de distribuciones de probabilidad para representar la variabilidad de las variables de interés. Puede utilizarse para modelar incertidumbre en diversas variables, como tasas de crecimiento, precios, o cualquier otra entrada del modelo [19].
- **Iteraciones Repetidas:** Se llevan a cabo múltiples iteraciones del modelo utilizando conjuntos diferentes de números aleatorios para cada variable incierta. Cada iteración produce un resultado diferente, generando una distribución de resultados posibles [19].
- **Análisis de Resultados:** Después de realizar un gran número de iteraciones, se analizan los resultados para obtener una comprensión detallada de la variabilidad y la probabilidad asociada con el fenómeno modelado. Esto incluye la generación de histogramas, la estimación de intervalos de confianza y la evaluación de medidas de riesgo [19].
- **Aplicaciones Diversas:** El método de Monte Carlo se utiliza en una variedad de campos, como finanzas, ingeniería, física, y ciencias sociales, para abordar problemas complejos y realizar análisis de riesgos de manera más realista [20].

1.4.6.2 MOVIMIENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO

El Movimiento Geométrico Browniano (MGB) se postula como una herramienta poderosa para modelar la evolución dinámica de variables en un entorno estocástico continuo. Este proceso exhibe una peculiaridad distintiva al describir cómo la variable aleatoria en cuestión

cambia en el tiempo de manera proporcional a su valor actual según lo establecido en la ecuación (1.1). En esta ecuación, el cambio temporal de la variable se formula como el producto de una variable aleatoria por la raíz cuadrada de la duración del intervalo de tiempo [21].

$$\Delta x_t = \varepsilon \sqrt{\Delta t} \quad (1.1)$$

En el contexto del sector eléctrico, el MGB encuentra su utilidad al abordar la incertidumbre y la volatilidad inherentes a factores críticos, tales como la demanda de electricidad y los precios de los combustibles. Estas variables, al incidir directamente en los precios de la energía en los mercados eléctricos, presentan desafíos significativos para la planificación y toma de decisiones en la gestión de la energía eléctrica. La aplicabilidad del MGB se extiende a horizontes temporales que abarcan desde un mes hasta años, proporcionando ideas esenciales para anticipar y gestionar eficazmente las dinámicas del mercado energético. Además, sirve como un sólido punto de partida para la creación de modelos más complejos que integren diversos factores, como la oferta y demanda, así como regulaciones y políticas energéticas [21].

En el MGB, las variables experimentan cambios aleatorios e independientes en el tiempo, siguiendo una distribución normal. Este comportamiento se respalda en el teorema central del límite, que establece que la suma de un gran número de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas tiende a converger hacia una distribución normal. Este aspecto estadístico es crucial para comprender la naturaleza probabilística del MGB [21].

La implementación exitosa de un modelo de pronóstico basado en el MGB requiere disponer de datos históricos relevantes de la variable bajo análisis. Estos datos históricos permiten discernir patrones y comportamientos tendenciales, facilitando así la captura de la esencia del proceso estocástico [21].

1.4.6.3 MOVIMIENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO CON REGRESIÓN A LA MEDIA

El Movimiento Geométrico Browniano con regresión a la media es una extensión del Movimiento Geométrico Browniano (MGB) que incorpora la noción de regresión hacia la media en la dinámica del proceso estocástico. Mientras que el MGB describe cómo una variable evoluciona de manera proporcional a su valor actual, el componente de regresión a la media introduce la tendencia a que la variable tienda hacia su media histórica [21].

En el contexto del sector eléctrico, este modelo adquiere relevancia para la modelación del comportamiento del precio de los combustibles en el tiempo, al considerar no solo la variabilidad inherente y proporcional de la variable, sino también la influencia de la regresión a la media en el comportamiento a largo plazo. La regresión a la media refleja la idea de que, a pesar de las fluctuaciones aleatorias, la variable tiende a revertir su desviación con respecto a su media histórica hacia esta media en el tiempo [21].

Esta incorporación de la regresión a la media en el MGB conlleva a una dinámica más completa, ya que no solo se capturan los movimientos proporcionales, sino que también se modela la tendencia a retornar a un valor promedio. Este enfoque puede ser particularmente útil en escenarios donde se espera que la variable exhiba cierta estabilidad a largo plazo, pero aún se quiere considerar la variabilidad y las fluctuaciones a corto plazo [21].

2 METODOLOGÍA

En esta sección se presenta el modelo propuesto para resolver el problema de la expansión del sistema de transmisión bajo un enfoque multietapa determinístico que considera la evaluación del plan resultante en un ambiente de incertidumbre. La metodología inicia con la entrada de datos clave del modelo, los cuales incluyen: el sistema de prueba, datos de demanda en cada etapa, el plan de expansión de generación para el horizonte T (cada año) y las líneas candidatas. Con base a toda esta información se formula y resuelve un problema de optimización multietapa que busca minimizar los costos de operación del sistema, así como de inversión en nuevas líneas de transmisión, considerando restricciones de balance de potencia, límites de flujos en las líneas, potencias en los generadores, voltajes y ángulos en las barras.

A partir de la optimización del modelo matemático realizado con métodos clásicos programados en Python, como solución se obtiene un plan de expansión multietapa del sistema de transmisión, el cual es evaluado bajo una simulación de Montecarlo para considerar la presencia de incertidumbre relacionada con la demanda y el precio de los combustibles con el fin de determinar el riesgo del plan de expansión resultante. El análisis de Montecarlo básicamente consiste en la simulación de un número N flujos de potencia bajo diferentes escenarios de demanda y variaciones de los precios de combustibles, lo que permite obtener una función de distribución de costos operativos para todo el horizonte de planificación.

Con base al riesgo evaluado, finalmente, se analizan medidas de mitigación que podría implementar el planificador para reducir los riesgos identificados, evaluando estrategias para mejorar la robustez y resiliencia del plan de expansión, para lograr así un plan optimizado y robusto frente a las incertidumbres.

El diagrama de flujo de la Figura 2.1 muestra el proceso explicado anteriormente, luego en las secciones posteriores se explica más a detalle cada proceso de la metodología.

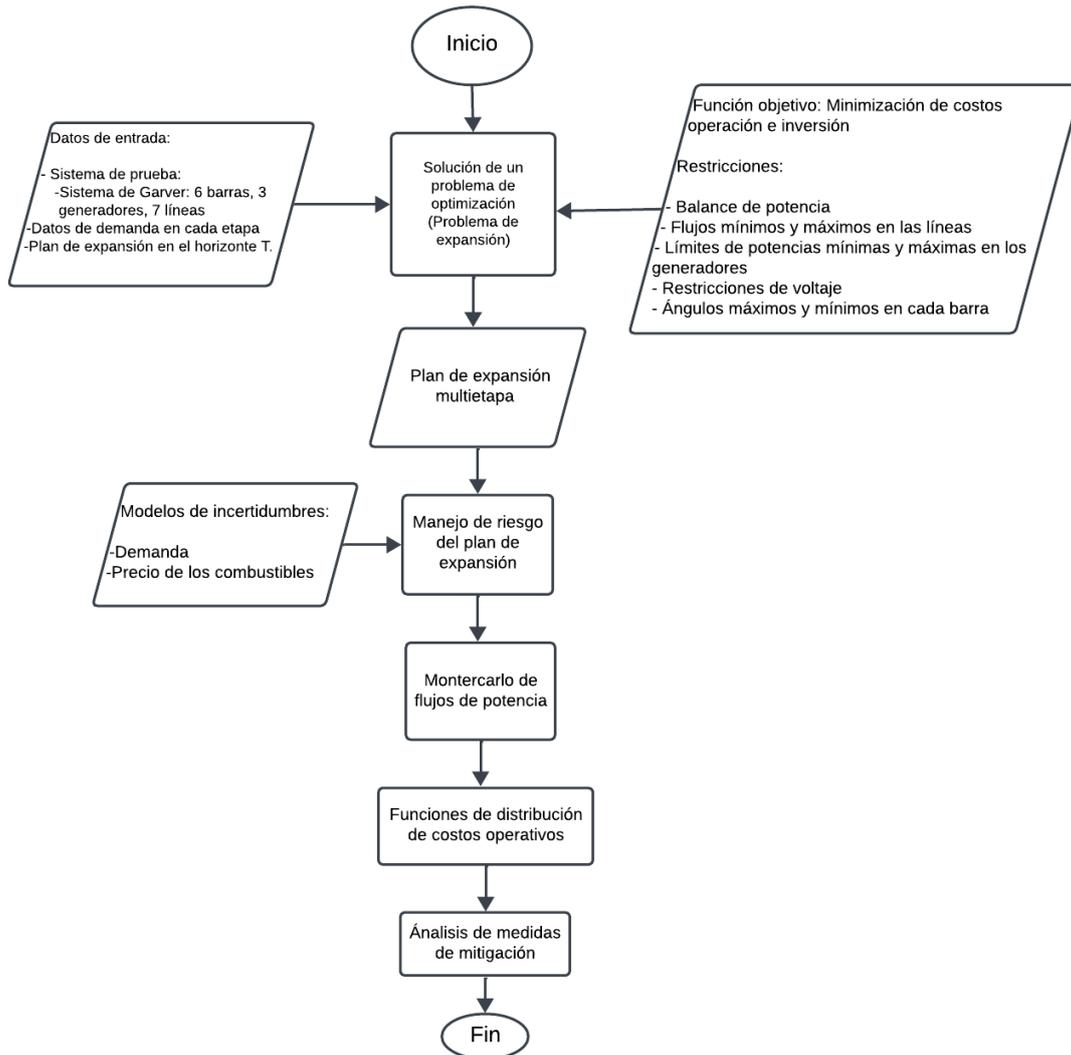


Figura 2.1. Metodología empleada

2.1 SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

2.1.1 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

La Planificación de la Expansión de los Sistemas de Transmisión tiene como objetivo primordial la toma de decisiones sobre la construcción de nuevas líneas y la infraestructura necesaria para satisfacer el abastecimiento de energía eléctrica. Sin embargo, esta tarea es todo menos sencilla, ya que implica desafíos significativos. El planificador debe modelar una red de alta complejidad, envuelta en un modelo matemático que se evalúa en presencia de escenarios desconocidos, garantizando siempre un suministro eficiente y confiable de energía eléctrica.

Como los SEP están sujetos a cambios constantes debido a la variación de la demanda o incorporación de nuevos proyectos de generación, es necesario repotenciar el sistema según un plan de expansión de generación preestablecido y considerando todas las restricciones asociadas a la operación del sistema.

En el pasado, el problema de la planificación de la expansión de las líneas de transmisión se abordaba principalmente con base a la experiencia del planificador, corriendo el riesgo de implementar planes no óptimos que generaban sobreinversión o subinversión y consecuentemente afectación para los usuarios de servicio de energía eléctrica [7]. En la actualidad, el desarrollo tecnológico y computacional ha dotado al planificador de herramientas avanzadas que respaldan la toma de decisiones, permitiendo el desarrollo de modelos y algoritmos matemáticos más complejos y sofisticados. Esto facilita el análisis, la predicción y la evaluación de diferentes escenarios para determinar la mejor configuración para la expansión de sistemas de transmisión [21].

Una de estas herramientas avanzadas que le permiten al planificador realizar un estudio de la expansión del sistema de transmisión de forma práctica, son los flujos óptimos de potencia DC (OPF-DC), una aplicación que permite la optimización lineal al considerar únicamente la potencia activa, minimizando el impacto en el voltaje y la potencia reactiva en el modelo. Este enfoque permite analizar la expansión considerando el despacho económico para equilibrar generación y demanda con costos mínimos, así como el análisis de la cargabilidad de líneas de transmisión, ángulos de voltaje y pérdidas, que para estudio de largo plazo se considera adecuado [22].

2.1.2 SISTEMA DE PRUEBA

Para este trabajo de integración curricular se planteó el sistema de Garver como sistema de prueba. Este modelo es conocido por su simplicidad y por ser un caso de estudio estándar en la planificación de la expansión de sistemas de transmisión [23]. El sistema base consta de 6 barras (nodos), 3 generadores y 5 líneas de transmisión, como se muestra en la figura.

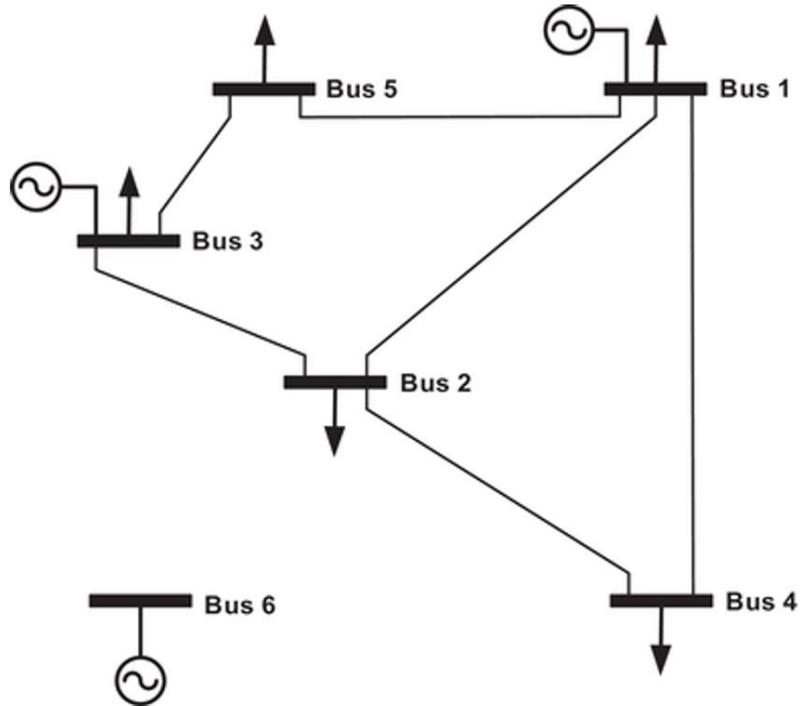


Figura 2.2. Sistema de Garver

El modelo base puede modificarse de acuerdo con el estudio que se desee realizar. En este caso, el sistema inicial se presenta en la Figura 2.3.

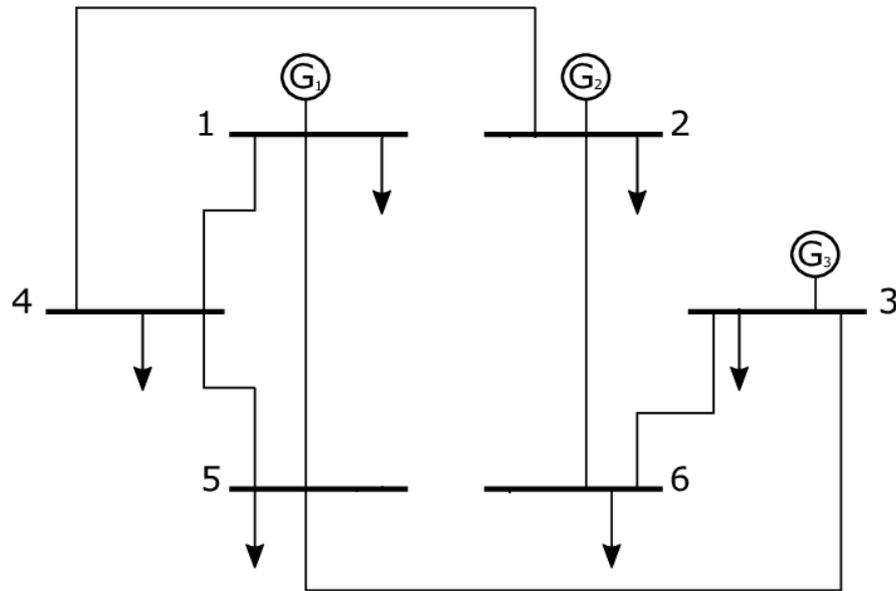


Figura 2.3. Sistema Garver Modificado

Los datos consideran un total de 340 [MW] de demanda y 595 [MW] de potencia instalada en el primer año. Es importante mencionar que, a pesar de que la potencia en los generadores es mayor a la demanda al inicio, ciertas líneas de transmisión se encuentran sobrecargadas, razón por la cual se inicia la expansión buscando aliviar la cargabilidad de esas líneas. La potencia instalada tanto para el generador 1, como para el generador 2 son fijas durante los 10 años de planificación, mientras para el generador 3 se considera 95 [MW] para el año base, y 300 [MW] al año 5, para poder suplir la demanda en las siguientes etapas. El detalle de capacidad de generadores y costos de producción con base a la ecuación cuadrática de la forma (2.1), se presentan en la Tabla 2.1:

$$a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (2.1)$$

En donde:

P_{Gi} es la potencia generada por el generador i

a_i, b_i, c_i son los coeficientes del costo de generación para el generador i .

Si se considera una potencia base de 1 [MW]:

- Generador 1:

$$b = 0.00533 \cdot 1^2 + 10.669 \cdot 1 + 213.1$$

$$b = 223.77433$$

- Generador 2:

$$b = 0.00889 \cdot 1^2 + 11.333 \cdot 1 + 200$$

$$b = 211.34189$$

- Generador 3:

$$b = 0.00741 \cdot 1^2 + 12.833 \cdot 1 + 240$$

$$b = 252.84041$$

Los coeficientes de la ecuación cuadrática de cada generador fueron tomados de [24]

Tabla 2.1. Capacidad y costos de producción de los generadores

#Generador	Nodo Conectado	Pmin [MW]	Pmax [MW]	b [\$/MW]
1	1	0	240	223.77433
2	2	0	260	211.34189
3	3	0	300	252.84041

Para este sistema se ha considerado una proyección de crecimiento de la demanda de 3% anual, en un horizonte de tiempo de 10 años. Los datos de demanda utilizados para el caso de aplicación se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Datos de demanda para las 10 etapas

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10
n1	80	80	80	80	80	80	80	108.04	108.04	108.04
n2	40	40	40	40	40	66.43	66.43	66.43	66.43	66.43
n3	40	63.48	87.67	87.67	113.33	113.33	113.33	113.33	142.21	142.21
n4	60	60	60	84.91	84.91	84.91	112.13	112.13	112.13	112.13
n5	70	70	70	70	70	70	70	70	70	99.75
n6	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

Los datos de las líneas de transmisión se presentan en la Tabla 2.3, estos datos fueron tomados de [24]. En la tabla, la columna “Estado” indica si la línea se encuentra activada o desactivada en el sistema inicial; 1 si la línea esta activada y 0 caso contrario.

Tabla 2.3. Datos de las líneas de transmisión

Barra i	Barra j	r	x	b	Estado	θ min	θ max
1	2	0,1	0,2	0,04	0	-360	360
1	4	0,05	0,2	0,04	1	-360	360
1	5	0,08	0,3	0,06	1	-360	360
2	3	0,05	0,25	0,06	0	-360	360
2	4	0,05	0,1	0,02	1	-360	360
2	5	0,1	0,3	0,04	0	-360	360
2	6	0,07	0,2	0,05	1	-360	360
3	5	0,12	0,26	0,05	1	-360	360
3	6	0,02	0,1	0,02	1	-360	360
4	5	0,2	0,4	0,08	1	-360	360
5	6	0,1	0,3	0,06	0	-360	360

En la Tabla 2.4 se presentan las líneas candidatas para la expansión del sistema con sus respectivos costos de inversión, los cuales, solo para efectos académicos se encuentran en millones de una unidad monetaria. Además, se incluye la capacidad máxima de cada línea candidata, dado que cada línea de transmisión tiene límites térmicos en la cantidad de potencia que puede transportar. Durante la solución del flujo de potencia, se asegura que los flujos de potencia a través de las líneas no excedan estos límites.

Tabla 2.4. Líneas candidatas para la expansión

Barra i	Barra j	Capacidad máxima [MVA]	Costo de inversión [MUSD]
1	2	65	6
2	3	70	6,5
2	5	50	5
5	6	50	7,5

La resolución del problema de optimización, como se mencionó anteriormente, se basa en la minimización de los costos operativos y los costos de inversión de la expansión; en la siguiente sección se presenta la función objetiva de minimización, asociada a las restricciones ya mencionadas.

2.1.3 FUNCIÓN OBJETIVO

La función objetivo a ser minimizada consta de costos de inversión y operación, según la siguiente expresión [25]:

$$\min f_o = \sum_{t=1}^T \left[\left(\sum_{i,j,l} Inv_{ij}^t \cdot W_{ijl}^t \right) + \left(\sum_k P_{gk} \cdot b_k \right) \cdot 8760 \cdot t \right] \quad (2.2)$$

Donde:

f_o es la función objetivo

Inv_{ij}^t es el costo de inversión de la línea de transmisión entre i y j en la etapa t

W_{ijl}^t es una variable binaria que representa la inclusión de una línea de transmisión entre i y j en el proyecto l en la etapa t

P_{gk} es la potencia activa generada por el generador k

b_k es el costo de generar un MW del generador k

t es el tiempo en años de la etapa de planificación

T es el número total de etapas de planificación.

2.1.3.1 Restricciones

2.1.3.1.1 Balance de potencia

La restricción por balance de potencia es una parte fundamental en los modelos de planificación y operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica. Esta restricción garantiza que la cantidad de energía suministrada por las fuentes de generación sea igual a la cantidad de energía consumida por las cargas más las pérdidas en el sistema de transmisión.

La restricción de balance de potencia en un nodo i en una etapa t de un sistema de transmisión se puede expresar como [25]:

$$\sum_j P_{ij}^t - \sum_k P_{kj}^t = D_i^t + \sum_l L_{ij}^t \quad \text{para } t = 1, 2, \dots, T \quad (2.3)$$

Donde:

P_{ij}^t es la potencia activa que fluye desde el nodo i al nodo j en la etapa t

P_{kj}^t es la potencia activa que fluye desde el nodo k al nodo j en la etapa t . Esto representa la potencia recibida en el nodo j desde otras fuentes, como otras subestaciones o generadores conectados al sistema.

D_i^t es la demanda de potencia activa en el nodo i en la etapa t

L_{ij}^t son las pérdidas de potencia activa en la línea ij en la etapa t .

2.1.3.1.2 Límites de flujos mínimos y máximos en las líneas

En el análisis y la planificación de sistemas de transmisión de energía, es crucial establecer límites de flujo tanto mínimos como máximos en las líneas de transmisión. Estos límites aseguran que la red opere de manera segura y eficiente, previniendo sobrecargas que podrían causar fallos en el sistema y garantizando un flujo adecuado de energía.

La ecuación (2.4) expresa estos límites [25]:

$$W_{ijl}^t \cdot F_{ij_{min}}^t \leq C_{ij} \cdot W_{ijl}^t \leq W_{ijl}^t \cdot F_{ij_{max}}^t \quad \text{para } t = 1, 2, \dots, T \quad (2.4)$$

Donde:

C_{ij} es la capacidad máxima de la línea de transmisión entre los nodos i y j . Esta capacidad es un límite físico en la cantidad de potencia activa que puede fluir a lo largo de la línea sin causar problemas de sobrecarga o inestabilidad en el sistema.

W_{ijl}^t es una variable binaria que representa la inclusión de la línea de transmisión entre los nodos i y j en el proyecto l en la etapa t del proceso de planificación. Si $W_{ijl}^t = 0$, indica que la línea no está incluida en el proyecto l en la etapa t , por lo que el flujo de potencia a lo largo de esa línea debe ser cero.

2.1.3.1.3 Límites de potencias mínimas y máximas en los generadores

Cada generador tiene límites físicos en cuanto a la cantidad mínima y máxima de potencia que puede generar. Operar fuera de estos límites puede dañar el equipo y reducir su vida útil. Mantener la generación dentro de estos límites asegura que el sistema de energía opere de manera estable. La generación excesiva puede sobrecargar las líneas de transmisión y los componentes del sistema, mientras que la generación insuficiente puede llevar a cortes de energía.

En la ecuación (2.5) representa esta restricción [25].

$$G_{i_{min}} \leq G_i^t \leq G_{i_{max}} \quad (2.5)$$

Donde:

G_i^t Potencia generada por el generador i en la etapa t [MW]

$G_{i_{max}}$ Potencia máxima del generador i [MW]

$G_{i_{min}}$ Potencia mínima del generador i [MW].

2.1.3.1.4 Restricciones de voltaje

La ecuación (2.6) modela la restricción asociada a los voltajes en las barras [25]. El voltaje debe mantenerse dentro de un rango específico para asegurar la calidad del suministro eléctrico, puesto que garantizar los voltajes dentro de los límites especificados es crucial para la estabilidad del sistema de potencia; desviaciones significativas pueden llevar a inestabilidades, fluctuaciones y potencialmente apagones.

$$V_{i_{min}} \leq V_i^t \leq V_{i_{max}} \quad (2.6)$$

Donde:

V_i^t : Voltaje en la barra i en la etapa t [V]

$V_{i_{max}}$: Voltaje máximo en la barra i [V]

$V_{i_{min}}$: Voltaje mínimo en la barra i [V].

2.1.3.1.5 Ángulos máximos y mínimos en cada barra

Los ángulos en cada barra están relacionados con los flujos de potencia en el sistema. Mantener los ángulos dentro de límites adecuados ayuda a controlar y dirigir estos flujos de manera eficiente. Ángulos excesivamente altos pueden indicar problemas de estabilidad, como oscilaciones en el sistema o riesgo de colapso de voltaje; controlar estos ángulos es esencial para prevenir fallas sistémicas.

La ecuación (2.7) modela estos límites [25].

$$\theta_{i_{min}} \leq \theta_i^t \leq \theta_{i_{max}} \quad (2.7)$$

Donde:

θ_i^t Ángulo del voltaje en la barra i en la etapa t [°]

$\theta_{i_{max}}$ Ángulo máximo del voltaje en la barra i [°]

$\theta_{i_{min}}$ Ángulo mínimo del voltaje en la barra i [°].

2.2 MANEJO DEL RIESGO

La solución del problema de optimización entrega un plan de expansión multietapa que determina por año, las nuevas líneas que deberán ser agregadas al sistema para suplir la demanda de forma óptima sin sobrecargar las líneas de transmisión y respetando todos los límites expresados en el apartado anterior, minimizando los costos de inversión y operación.

El plan de expansión resultante es evaluado bajo riesgo, en este caso, asociado a las incertidumbres dadas por la demanda y el precio de los combustibles al costo operativo. Es importante destacar que a pesar de que en los objetivos de este trabajo, no se contempla incorporar la incertidumbre dada por el precio de los combustibles, con fin de realizar un análisis de sensibilidad se ha considerado esta incertidumbre además de la incertidumbre en la demanda. En los siguientes subcapítulos se presentan los modelos asociados a estas incertidumbres.

2.2.1 MOVIMIENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO PARA MODELAR LA INCERTIDUMBRE DADA POR LA DEMANDA FUTURA DE ENERGÍA

En la sección 2.6.2 se explicó como el MGB puede ser utilizado para pronosticar la demanda futura de energía eléctrica considerando la incertidumbre asociada a la variabilidad de la demanda. Con base a tales conceptos, en este capítulo se desarrolla el modelo matemático utilizado, caracterizado por la ecuación (2.8) [21]:

$$S_t = S_{t-1} * e^{(\alpha - \frac{1}{2}\sigma^2)\Delta t + \sigma\varepsilon\sqrt{\Delta t}} \quad (2.8)$$

Donde:

- S_t Demanda pronosticada
- S_{t-1} Demanda en el periodo inmediato anterior
- e Función exponencial
- α Media de la tasa de crecimiento
- σ Desviación estándar de la tasa de crecimiento de la demanda
- ε Inversa de la distribución normal estándar
- Δt Paso discreto del tiempo.

La desviación estándar se calcula mediante la ecuación:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (T_{c_i} - \alpha)^2}{n - 1}} \quad (2.9)$$

Donde:

n Número de datos históricos de la demanda

T_{c_i} Tasa de crecimiento i .

La tasa de crecimiento de cada paso de tiempo se la calcula con la ecuación [21]:

$$T_c = \frac{V_f - V_i}{V_i} \times 100\% \quad (2.10)$$

Donde:

V_f Valor final

V_i Valor inicial

2.2.2 MOVIMIENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO CON REGRESIÓN A LA MEDIA PARA MODELAR LA INCERTIDUMBRE DADA POR EL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

El modelo que permite plasmar la incertidumbre dada por el precio de los combustibles se define en la ecuación (2.11) [21].

$$P_t = \exp \left\{ \begin{array}{l} [\ln(P_{t-1}) \cdot \exp(-\eta\Delta t)] + [\ln(\bar{P}) \cdot (1 - \exp(-\eta\Delta t))] \\ + \sigma \cdot \sqrt{\frac{1 - \exp(-2\eta\Delta t)}{2\eta}} \cdot N(0,1) - \left[(1 - \exp(-2\eta t)) \cdot \frac{\sigma^2}{4\eta} \right] \end{array} \right\} \quad (2.11)$$

Donde:

P_t Precio estimado del combustible en el periodo t

P_{t-1} Precio anterior al que se desea calcular

Δt Período de generación de precios. Puede ser mensual, anual, etc.

η Velocidad de regresión a la media

σ Desviación típica de los precios

$N(0,1)$ Distribución de probabilidad normal

\bar{P} Precio promedio a largo plazo.

Para el cálculo de los parámetros η , \bar{P} y σ se debe realizar una regresión lineal a la serie compuesta por las abscisas y ordenadas en el origen donde [21]:

$$\text{Abscisas "x"} \rightarrow \ln [P_{t-1}]$$

$$\text{Ordenadas "y"} \rightarrow \ln \left[\frac{P_t}{P_{t-1}} \right]$$

De la regresión lineal se obtienen los términos [21]:

$$\text{"a"} \rightarrow \text{corte}$$

$$\text{"b"} \rightarrow \text{pendiente de la regresión}$$

Luego, con los parámetros calculados anteriormente, se puede estimar el precio medio a largo plazo, mediante la ecuación (2.12) [21]:

$$\bar{P} = -\frac{a}{b} \quad (2.12)$$

La velocidad de regresión a la media η se la calcula mediante la siguiente ecuación [21]:

$$\eta = -\ln(1 + b) \quad (2.13)$$

Cuando η toma valores altos, los precios tienden a revertir rápidamente a la media.

Finalmente, la desviación típica de los precios se estima mediante la ecuación (2.14) [21]:

$$\sigma = \sigma_E * \sqrt{\frac{2 * \ln(1 + b)}{(1 + b)^2 - 1}} \quad (2.14)$$

Para calcular la desviación estándar de los errores σ_E , primero se debe obtener los errores y luego calcular su desviación estándar.

Se debe tener en cuenta que la distribución normal $N(0,1)$ de la ecuación (2.11) se refiere a una variable aleatoria que no se puede controlar directamente. Por lo tanto, es necesario definir su comportamiento mediante una función de distribución de probabilidades, con un cierto número de repeticiones y una precisión suficiente para lograr la convergencia. Es importante tener en cuenta que, al aumentar el número de simulaciones, el valor obtenido se acercará más al valor original de la media y la desviación estándar [21].

2.3 ANÁLISIS DE MONTECARLO EN EL CONTEXTO DE SISTEMAS DE POTENCIA

El análisis de Montecarlo es una técnica de simulación probabilística utilizada para modelar la incertidumbre y la variabilidad en sistemas complejos [18]. En el contexto de los sistemas de potencia, se aplica para evaluar cómo las fluctuaciones en ciertas variables afectan el comportamiento del sistema y los costos asociados.

Pasos del Análisis de Montecarlo [19]:

1. Definición de Variables de Entrada:

Identificar las variables inciertas que afectan los flujos de potencia y los costos operativos. Estas pueden incluir la demanda de energía, los precios de los combustibles, la disponibilidad de los generadores, etc.

2. Modelado de Distribuciones Probabilísticas:

Asignar distribuciones probabilísticas a estas variables inciertas. Por ejemplo, la demanda de energía podría seguir una distribución normal, mientras que los precios de los combustibles podrían seguir una distribución log-normal.

3. Generación de Escenarios:

Utilizar estas distribuciones para generar un gran número de escenarios posibles. Cada escenario representa una combinación diferente de valores para las variables inciertas.

4. Simulación de Flujos de Potencia:

Para cada escenario generado, simular los flujos de potencia en el sistema de transmisión. Esto implica resolver las ecuaciones de balance de potencia bajo las condiciones específicas del escenario.

5. Cálculo de Costos Operativos:

Evaluar los costos operativos para cada escenario. Estos costos pueden incluir costos de generación, costos de combustible, costos de pérdidas en transmisión, y cualquier costo asociado con la operación y el mantenimiento del sistema.

6. Análisis Estadístico:

Agregar los resultados de todas las simulaciones para obtener una distribución de los costos operativos. Esto implica calcular estadísticas como la media, la varianza, los percentiles, y otras métricas relevantes.

2.4 FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE COSTOS OPERATIVOS

El resultado del análisis de Montecarlo es una función de distribución de los costos operativos. Esta distribución proporciona una visión completa de cómo varían los costos bajo diferentes escenarios y permite una evaluación detallada del riesgo.

Beneficios de las Funciones de Distribución [26]:

- Evaluación del Riesgo:

Permite identificar la probabilidad de que los costos operativos excedan ciertos umbrales. Esto es crucial para la gestión del riesgo financiero y la planificación presupuestaria.

- Toma de Decisiones Informada:

Proporciona una base sólida para tomar decisiones informadas sobre la planificación y operación del sistema. Los responsables pueden ver no solo los costos esperados, sino también la variabilidad y la incertidumbre asociada.

- Planeación Robusta:

Ayuda en la identificación de escenarios de alta probabilidad y alto impacto, permitiendo desarrollar estrategias de mitigación adecuadas. Por ejemplo, si la simulación muestra que hay una alta probabilidad de costos muy altos en ciertos escenarios, se pueden planificar medidas para reducir estos riesgos.

- Optimización Bajo Incertidumbre:

Facilita la optimización del sistema considerando la incertidumbre. En lugar de optimizar para un único conjunto de condiciones esperadas, se puede optimizar para un rango de posibles condiciones, mejorando la resiliencia del sistema.

2.5 ANÁLISIS DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN DEL RIESGO

En esta sección, se analiza medidas de mitigación al riesgo en los sistemas de expansión de la transmisión; para esto se calcula el Valor en Riesgo (VaR) con el fin de establecer el nivel máximo de pérdida esperada en una inversión.

Se analizan de forma teórica medidas de mitigación planteadas en la literatura, como el método de Valoración de Opciones Reales, el cual tradicionalmente es empleado como herramienta de decisión de inversiones bajo incertidumbre [27].

2.5.1 VALOR EN RIESGO (VAR)

Como se explicó en la sección anterior, el VaR se calcula para determinar el nivel máximo de pérdida esperada en una inversión dentro de un período de tiempo especificado con un cierto nivel de confianza. Para calcular el VaR, se siguen los siguientes pasos [28]:

1. Definición del Período de Tiempo (T):

El período de tiempo T representa la duración para la cual se calculará el VaR. Es importante definir este período con precisión, ya que influirá en la precisión del cálculo del VaR. En este caso, el período de tiempo es de 10 años para los 50 distintos escenarios simulados.

2. Selección del Nivel de Confianza (α):

El nivel de confianza (α) indica la probabilidad de que la pérdida no exceda el VaR calculado. Un nivel de confianza del 95% significa que hay un 95% de probabilidad de que la pérdida no exceda el VaR. Los niveles de confianza comúnmente utilizados son del 95% o del 99%. Para este trabajo se utilizó un nivel de confianza del 95%

3. Recopilación de Datos Históricos:

Se requiere una serie de datos históricos de rendimientos o precios del activo financiero en consideración durante el período de tiempo especificado. Estos datos proporcionan la base para el cálculo del VaR.

4. Cálculo de rendimiento por etapa

Para calcular los rendimientos por escenario de manera similar a cómo se calculan los rendimientos diarios en activos financieros, se puede usar una fórmula adaptada a los escenarios de costos de operación en valor presente. La fórmula básica para calcular el rendimiento es:

$$R_i = \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}} \quad (2.15)$$

Donde:

R_i es el rendimiento del escenario i

P_t es el costo total de operación en valor presente en el escenario t

P_{t-1} es el costo total de operación en valor presente en el escenario $t - 1$.

5. Ordenar los Rendimientos:

Una vez calculados los rendimientos para los 50 escenarios, se ordenan de manera ascendente, con el fin de identificar fácilmente los rendimientos más bajos y altos en la serie temporal de datos.

6. Identificación del Percentil Correspondiente:

Se identifica el rendimiento en el percentil $(1-\alpha)$ de la distribución de rendimientos ordenada. Este rendimiento representa el umbral a partir del cual el riesgo se considera significativo.

7. Cálculo del VaR:

El VaR se calcula como el valor del rendimiento en el percentil $(1-\alpha)$. Es decir, el VaR representa el rendimiento por debajo del cual hay una probabilidad α de que la pérdida no exceda este valor durante el período de tiempo especificado.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 RESULTADOS

3.1.1 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

La optimización del problema de expansión multietapa resultó en un plan de expansión de transmisión que minimiza los costos de operación e inversión, cumpliendo con todas las restricciones impuestas por el sistema, lo que a su vez asegura la eficiencia y estabilidad del sistema a lo largo del horizonte de planificación. A continuación, se detallan los resultados obtenidos para un horizonte de planificación de 10 años:

Tabla 3.1. Resumen de las expansiones realizadas

Año	Adición de líneas	Costo inversión [MUSD]
1	2-5	5,00
5	1-2	6,00

Tal como se observa el plan determina que se necesitan nuevas inversiones para la expansión del sistema en el año 1 con la adición de la línea 2-5 y la línea 1-2 en el año 5. La adición de estas nuevas líneas en los distintos años implica también nuevos costos operativos debido a nuevos caminos por los cuales los generadores pueden despachar su

potencia generada. Esto significa alivio en las líneas que ya existían además de aumento o disminución de la potencia generada en los generadores dependiendo de la nueva capacidad de las líneas. En el Anexo I, se presenta el detalle de los costos operativos del sistema a lo largo de todo el horizonte de planificación.

El costo de operación por etapa muestra un incremento constante en cada etapa. Estos costos de operación aumentan consistentemente reflejando el incremento en la demanda y por ende el aumento en la generación para poder suplirla, además de cubrir las pérdidas en las líneas.

La Tabla 3.2 presenta los costos totales de operación e inversión a lo largo de todo el horizonte de planificación en donde, el costo total de operación asciende a aproximadamente \$630 millones, lo que representa la mayor parte de los costos incurridos. El costo total de expansión es significativamente menor, con \$11 millones, lo que sugiere que las expansiones fueron realizadas de manera estratégica y puntual cumpliendo con la minimización de la función objetivo.

Tabla 3.2. Costos totales

Costo total de operación [MUSD]	Costo total de inversión [MUSD]	Costo total final [MUSD]
619,34	11,00	630,34

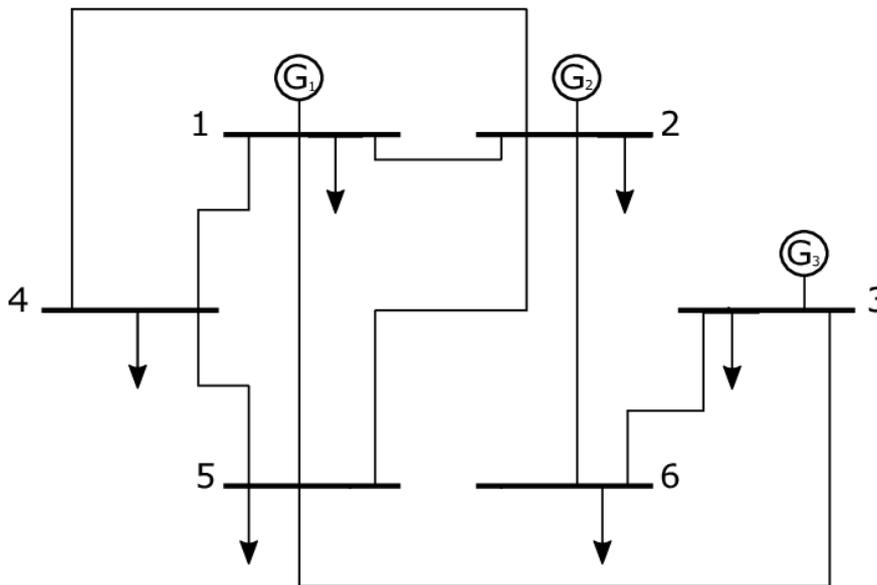
Finalmente, la Tabla 3.3 muestra la topología inicial y final resultado del proceso de la expansión multietapa, mientras que en la Figura 3.1 se presenta el sistema resultante.

Tabla 3.3. Topología del sistema

Barra i	Barra j	Sistema Inicial	Sistema Final
1	2	0	1
1	4	1	1
1	5	1	1
2	3	0	0
2	4	1	1
2	5	0	1
2	6	1	1

3	5	1	1
3	6	1	1
4	5	1	1
5	6	0	0

Figura 3.1. Sistema expandido



3.1.2 INCLUSIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES POR DEMANDA Y PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES PARA EL MANEJO DEL RIESGO AL PLAN DE EXPANSIÓN OBTENIDO

En este apartado se realiza un análisis del riesgo y sensibilidad del plan, cuando se considera la incertidumbre dada por la demanda y posteriormente la de los precios de los combustibles.

La modelación de las incertidumbres se trabaja a través del modelo matemático movimiento geométrico browniano, según lo descrito en las secciones 2.2.1 y 2.2.2, con el cual se obtiene una modelación de la demanda como se describe en la Figura 3.2. y una modelación del precio de los combustibles como se presenta en la Figura 3.3. El modelo para la demanda se analizó para cada demanda nodal, mientras que el de los combustibles para los tres generadores.

Figura 3.2. Modelo de la demanda esperada, modelada mediante MGB en los 6 nodos

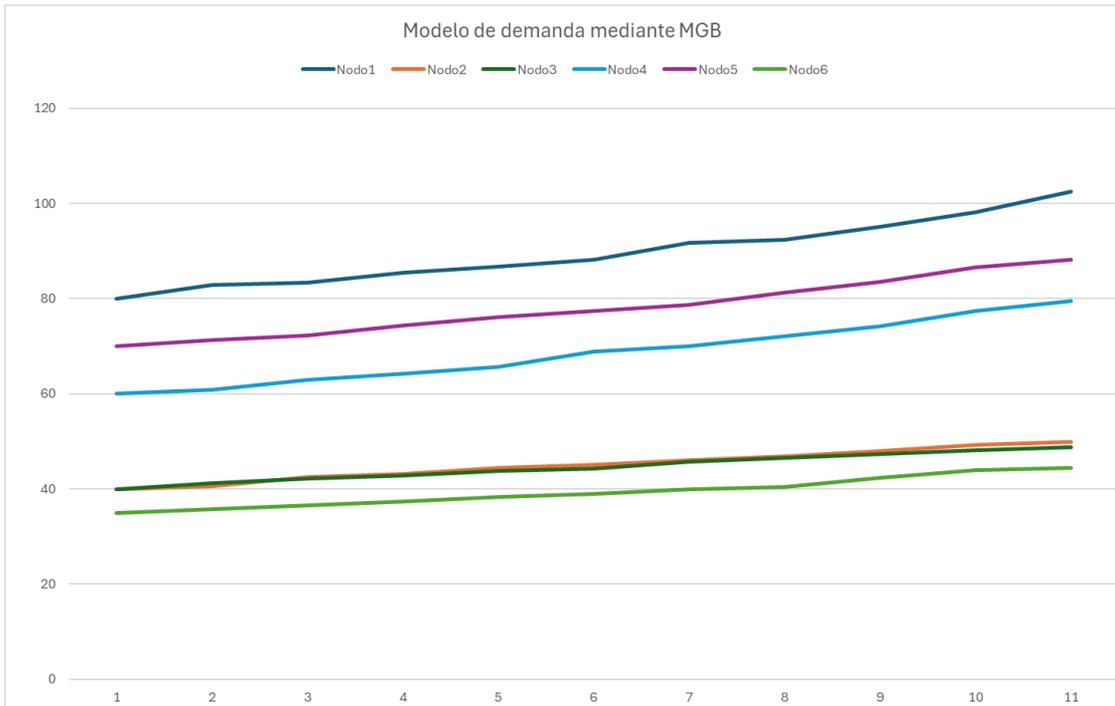
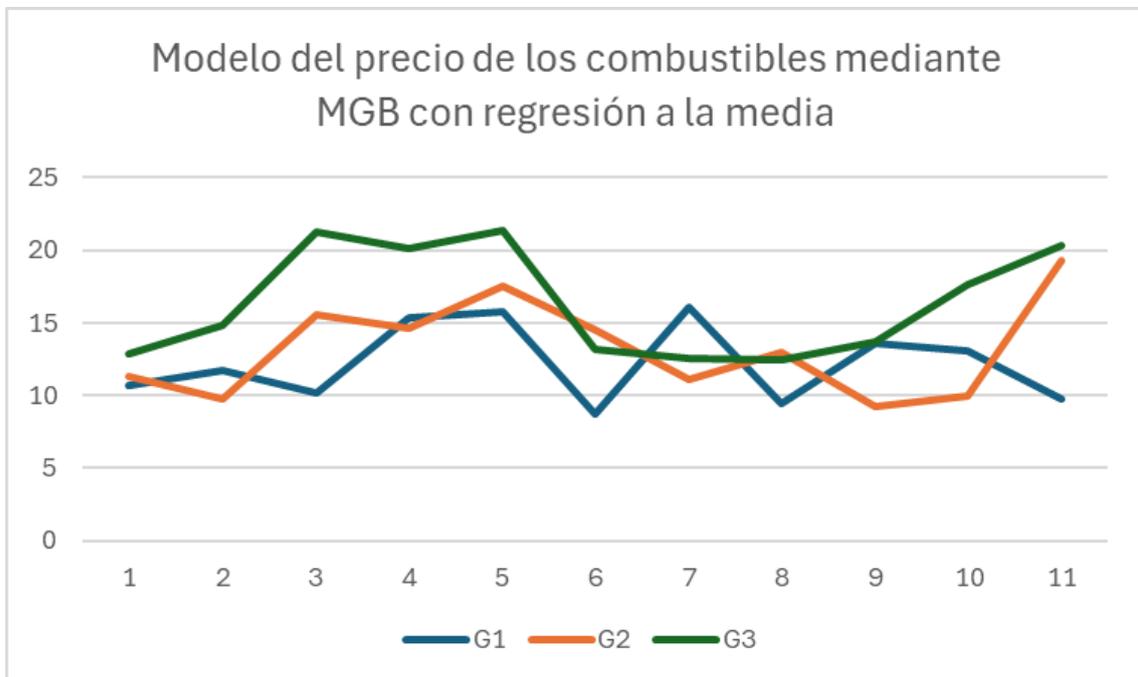


Figura 3.3. Modelo esperado del precio de los combustibles modelado mediante el MGB con regresión a la media



3.1.2.1 Incertidumbre por demanda

Una vez modelada la demanda, se corren múltiples flujos óptimos de potencia, para los cuales se obtienen los costos de operación en valor presente que se describen en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4. Costos de operación considerando incertidumbre en la demanda

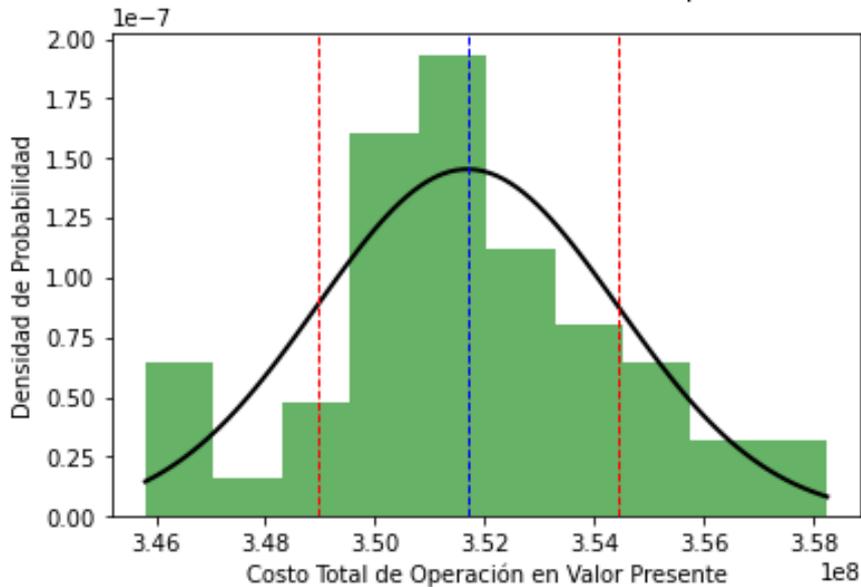
Escenarios	Costos operativos en valor presente [MUSD]
1	352,97
2	350,91
3	350,31
4	349,09
5	350,60
6	349,01
7	354,24
8	352,16
9	352,09
10	357,86
11	349,67
12	350,35
13	351,67
14	355,30
15	356,69
16	351,12
17	351,03
18	353,28
19	350,41
20	346,49
21	353,34
22	351,37
23	348,01
24	355,31
25	351,67
26	351,16

27	354,91
28	351,40
29	346,76
30	349,94
31	346,33
32	349,73
33	356,70
34	353,35
35	351,99
36	352,78
37	352,28
38	350,68
39	351,40
40	345,81
41	350,57
42	351,47
43	352,21
44	353,60
45	351,87
46	358,25
47	352,08
48	348,55
49	355,07
50	350,55

La Figura 3.3 muestra la curva de probabilidad que mejor se ajusta a la distribución de costos obtenidos. La curva sigue una forma de campana característica de una distribución normal, aunque hay ligeras asimetrías. Esto sugiere que los costos totales tienden a agruparse alrededor de la media, con una probabilidad decreciente de encontrar costos significativamente más altos o bajos, limitados por la máxima tasa de crecimiento esperada de la demanda.

Figura 3.3. Curva de distribución normal de los costos totales de operación bajo incertidumbre por demanda

Curva de Distribución Normal de los Costos Totales de Operación en Valor Presente



La media del costo operativo resulta en \$351,69 millones con una desviación estándar de aproximadamente \$2,74 millones, lo que indica una dispersión baja de los costos en un ambiente incierto. Esto se produce porque la incertidumbre en el crecimiento de la demanda se modeló con un rango bajo de variación esperado, es decir que no se esperarían escenarios con crecimiento más allá del 2,25% lo que implica que, si bien existen variaciones en los costos, estos no se dispararán por escenarios desfavorables en los que incluso se podría tener incremento alto de costos por situación de energía no suministrada. Tal escenario no se considera en este trabajo, puesto que tal escenario es un escenario que se analiza en un modelo integral de riesgo para generación y transmisión, que está fuera del alcance de este trabajo de integración curricular. La altura de la curva indica la densidad de probabilidad de los costos. La mayor densidad se encuentra alrededor de la media, lo que implica que es más probable observar costos cercanos a \$351,69 millones.

La menor variabilidad en los costos indica que el sistema es relativamente robusto frente a las fluctuaciones en la demanda. Los costos no varían significativamente con cambios en la demanda, lo cual es positivo para la planificación y la previsión financiera, si no se esperan situaciones atípicas en cuanto al crecimiento de la demanda.

3.1.2.2 Incertidumbre por demanda y precio de los combustibles

En esta sección se presenta el análisis en la variación de los costos de los combustibles, además de la variación de la demanda, con el objetivo de determinar la sensibilidad en tales costos cuando se van incorporando en la evaluación del plan nuevas incertidumbres, lo cual representa la realidad de los sistemas eléctricos.

La Tabla 3.5 presenta los costos de operación en valor presente del sistema expandido cuando se agrega la incertidumbre dada por el precio de los combustibles, además de la incertidumbre por demanda, una vez se han ejecutado los flujos de potencia para cada año en cada escenario.

Tabla 3.5. Costos de operación con doble incertidumbre

Etapas	Costos operativos en valor presente [M\$]
1	390,14
2	430,73
3	383,97
4	424,05
5	461,88
6	405,13
7	463,19
8	388,70
9	389,40
10	427,66
11	422,27
12	385,39
13	422,84
14	374,86
15	442,83
16	403,33
17	489,53
18	408,12
19	414,90
20	482,25
21	419,77
22	398,54
23	409,66
24	484,22
25	434,54
26	403,14
27	400,25

28	422,61
29	378,45
30	372,27
31	432,80
32	376,27
33	392,98
34	417,46
35	385,87
36	415,44
37	491,35
38	374,99
39	449,90
40	432,83
41	465,97
42	418,79
43	364,90
44	433,27
45	491,45
46	393,67
47	433,71
48	388,37
49	413,81
50	358,10

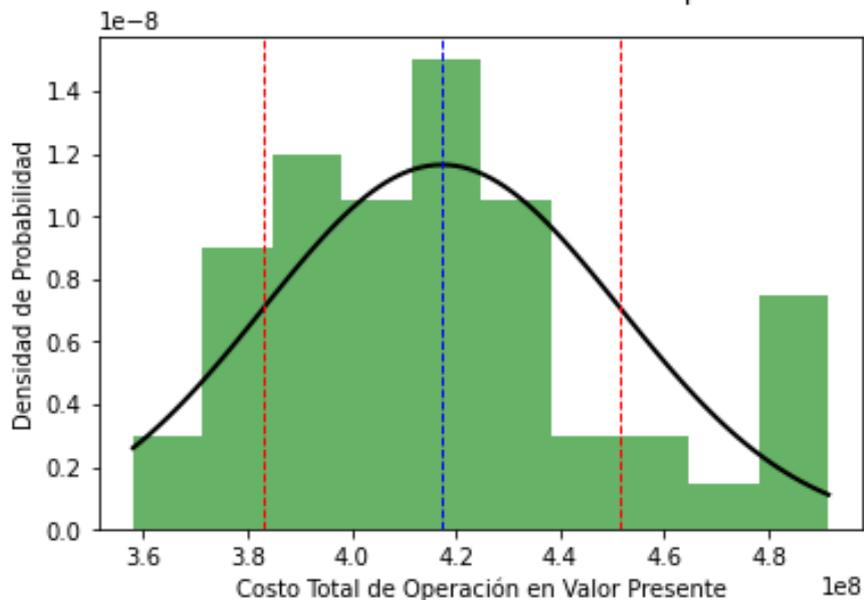
Cuando dentro de la evaluación de los costos operativos del sistema, se considera además de la incertidumbre de la demanda, la incertidumbre por el precio de los combustibles, los resultados evidencian que la distribución de costos totales se ajustan, incrementando el valor medio presente, que de \$351,69 millones pasó a \$417,33 millones lo que es una clara evidencia del riesgo al que realmente está expuesto el plan, y que solo puede ser evaluado de forma objetiva, cuando se consideran de mejor manera todas las incertidumbres asociadas al sistema, que por un lado es lo ideal, pero que por otro, también es verdad, expone a mayor complejidad el modelo. La desviación estándar es \$34,25 millones lo que evidencia el mayor riesgo que efectivamente demuestra el plan cuando se van añadiendo incertidumbres en el modelo, frente a la desviación estándar de \$2,74 millones que se había obtenido al inicio.

En la Figura 3.3 se presenta la curva de distribución de los costos operativos, donde se evidencia la mayor variación y dispersión de costos en comparación con la distribución obtenida bajo incertidumbre solo por la demanda. La densidad de probabilidad es mayor alrededor de la media, pero la distribución es más ancha, indicando una mayor probabilidad de encontrar costos significativamente más altos o bajos, como por ejemplo en los escenarios con los costos más altos, el escenario 45 (491,45 MUSD) y el escenario 37 (491,35 MUSD). Estos valores indican que, bajo ciertas combinaciones de demanda y precios de combustibles, los costos pueden llegar a ser extremadamente altos, o caso contrario, el escenario con el costo más bajo, el escenario 43 con costo de \$364,90 millones, sugiriendo que también existen condiciones favorables donde los costos operativos pueden ser significativamente menores. La mayor variabilidad en los costos indica que el sistema es menos robusto frente a las fluctuaciones tanto en la demanda como en los precios de combustibles. Los costos pueden variar significativamente, lo que añade un nivel de incertidumbre y riesgo.

Los costos no se disparan excesivamente porque no se han considerado escenarios de déficit de energía provocados por mayores incrementos de la demanda frente a la generación, o falta de capacidad de la línea, sin embargo estos escenarios también pueden ser considerados y analizados realizando ajustes sobre la tendencia de crecimiento de la demanda o con la incorporación de incertidumbre en el cumplimiento del plan de generación, que bien no son parte de este trabajo de integración curricular, son aspectos que se deberían considerar al momento de realizar una evaluación integral de la robustez de un plan, o de la gestión para determinar su eficacia.

Figura 3.3. Curva de distribución normal de los costos totales de operación bajo incertidumbre por demanda y precio de los combustibles

Curva de Distribución Normal de los Costos Totales de Operación en Valor Presente



Una mayor dispersión de los valores implica que la planificación debe considerar un rango más amplio de posibles costos, dificultando la precisión en las previsiones y la asignación de recursos; es decir, genera un riesgo de que el plan no se ajuste a los requerimientos del sistema. Asimismo, una mayor desviación estándar sugiere que las estrategias de gestión de riesgos deben ser más robustas, por ejemplo, a través de refuerzo de líneas adicionales o ajustes en el plan de generación u otras medidas como las que se analizan a continuación:

3.1.3 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

En esta sección se presenta el análisis de posibles medidas de mitigación que se podrían usar para la gestión del riesgo en los planes de expansión, a través de herramientas como el VaR, Opciones Reales, y el Análisis Costo-Beneficio.

3.1.3.1 VaR

Para el cálculo del VaR se utilizó la ecuación (2.15) y se obtuvieron los rendimientos ordenados en forma ascendente presentes en el Anexo II.

Si se toma el percentil 5 (VaR al 95%), se busca la peor pérdida que se podría experimentar en el 5% de los peores casos posibles. En los rendimientos ordenados en forma ascendente se busca el valor que está en la tercera posición de esta lista, porque el 5% de 50 es 2.5, y redondeando hacia arriba se obtiene la posición 3. Este valor indica cuánto se podría perder en los peores escenarios, con un 95% de confianza de que las pérdidas no serán mayores a ese valor. El valor de esta posición es -0,16631, esto significa que, con

un 95% de confianza, se espera que las pérdidas no superen el 16,63% en el peor escenario.

Ante esto, una de las principales medidas de mitigación es adoptar una planificación flexible y adaptativa en la expansión de los sistemas de transmisión. Dado que los datos obtenidos muestran una baja variabilidad en los costos operativos debido que no consideró mayor crecimiento o variabilidad en la demanda y los precios de los combustibles, el cumplimiento del plan de generación y transmisión permitirá que cualquier medida urgente (postergar, acelerar o modificar proyectos de expansión o implementar medidas flexibles) permita ajustarse rápidamente a los cambios. Así mismo, implementar un sistema de monitoreo continuo que evalúe las condiciones del mercado y la demanda en tiempo real y con proyección a futuro puede facilitar estos ajustes, permitiendo una toma de decisiones más informada y oportuna [27].

Entre las medidas de planificación flexible que pueden ser utilizadas hoy en día gracias a su importante desarrollo en los últimos años, se tienen las tecnologías de Generación Distribuida (GD). Estas tecnologías permiten realizar inversiones flexibles, no intensivas en capital, y son en gran medida reversibles; además, admiten incrementos modulares de capacidad y requieren menores tiempos de ejecución. Estas características permiten proponer soluciones con mejores niveles de adaptabilidad, menores esfuerzos y riesgos comprometidos. Asimismo, permiten al planificador incorporar la opción de diferir grandes proyectos de expansión en transmisión, brindando una mayor capacidad de respuesta ante las fluctuaciones del mercado [27].

3.1.3.2 Método de Valoración de Opciones Reales

Otro de los métodos para la gestión del riesgo, es la Valoración de Opciones Reales (Real Options Valuation, ROV). El ROV es una herramienta avanzada de análisis financiero utilizada para evaluar decisiones de inversión bajo condiciones de incertidumbre. A diferencia de los métodos tradicionales, como el Valor Presente Neto (VPN), que asumen decisiones de inversión estáticas y determinísticas, el ROV incorpora la flexibilidad y las opciones estratégicas que los gestores pueden tener durante el ciclo de vida de una inversión. Este enfoque permite tomar en cuenta la capacidad de la empresa para adaptarse a nuevas informaciones y circunstancias cambiantes [29].

En el contexto del análisis de la expansión de sistemas de transmisión bajo incertidumbre en la demanda y los precios de los combustibles, la Valoración de Opciones Reales (ROV) se presenta como una medida de mitigación eficaz para gestionar el riesgo y optimizar las decisiones de inversión. Este método permite a las empresas evaluar y aprovechar la

flexibilidad gerencial para adaptarse a condiciones de mercado cambiantes, lo que es crucial dado el nivel de variabilidad en los costos operativos observados en los datos.

El ROV facilita la evaluación de múltiples escenarios y sus impactos potenciales en los costos operativos. Al considerar diferentes trayectorias posibles para la demanda y los precios de los combustibles, las empresas pueden identificar y valorar explícitamente las opciones estratégicas disponibles para mitigar los riesgos. Esto incluye no solo la opción de diferir proyectos, sino también la opción de expandir en fases o ajustar el mix de tecnologías utilizadas en la generación y transmisión.

Finalmente, el ROV permite una optimización de las decisiones de inversión al cuantificar el valor de la flexibilidad gerencial. Esto significa que las empresas pueden tomar decisiones más informadas y estratégicas que maximicen el valor de sus inversiones, al tiempo que minimizan los riesgos asociados a la incertidumbre en el mercado. La implementación de este enfoque puede proporcionar una ventaja competitiva significativa en un entorno de mercado volátil como el de los combustibles.

3.1.3.3 Análisis Costo-Beneficio

El método de Análisis Costo-Beneficio (ACB) es una herramienta utilizada para evaluar la viabilidad de proyectos mediante la comparación de los costos totales versus los beneficios que generarán [17]. En el contexto de la expansión de sistemas de transmisión y bajo escenarios de incertidumbre, el ACB puede emplearse como una medida de mitigación de riesgos de la siguiente manera:

El ACB permite evaluar integralmente los costos asociados a la expansión de la transmisión, incluyendo costos de inversión, operación, mantenimiento y posibles sobrecostos derivados de incertidumbres en la demanda y los precios de los combustibles. Al mismo tiempo, cuantifica los beneficios, como la reducción de pérdidas en la transmisión, la mejora en la confiabilidad del sistema, y la capacidad de satisfacer la demanda futura. Al comparar estos costos y beneficios, se puede determinar si un proyecto es económicamente viable.

En escenarios de incertidumbre, no todos los proyectos de expansión pueden ser abordados simultáneamente debido a limitaciones presupuestarias. El ACB ayuda a priorizar los proyectos que ofrecen mayores beneficios netos y retornos de inversión. Esto permite enfocar recursos en aquellas expansiones que maximicen el valor para el sistema y los usuarios, reduciendo el riesgo de invertir en proyectos menos rentables o innecesarios.

Utilizar el ACB como medida de mitigación ayuda a los planificadores a tomar decisiones informadas basadas en datos cuantitativos y análisis detallados. Esta metodología ofrece una visión clara de las implicaciones financieras y de los beneficios asociados a diferentes alternativas de expansión [17]. De este modo, se puede elegir la opción que proporcione el mayor beneficio económico y social, minimizando los riesgos de pérdidas financieras significativas.

El ACB permite incorporar diferentes escenarios de incertidumbre en el análisis. Por ejemplo, se pueden simular variaciones en la demanda eléctrica y los precios de los combustibles, evaluando cómo estos cambios afectarían los costos y beneficios de los proyectos de expansión. Esta capacidad de simulación y análisis de escenarios múltiples proporciona una mejor preparación para enfrentar las incertidumbres y ajustar las estrategias de expansión según sea necesario.

Finalmente, al identificar claramente los costos y beneficios, el ACB facilita la identificación de los factores de riesgo más críticos y permite el desarrollo de estrategias de mitigación específicas. Por ejemplo, si un análisis revela que los costos de combustible representan un riesgo significativo, se pueden explorar opciones como diversificación de fuentes de energía o inversiones en tecnologías que reduzcan la dependencia de combustibles volátiles.

3.2 CONCLUSIONES

En este Trabajo de Integración Curricular se desarrolló un modelo de expansión de la transmisión en el entorno Python, con aplicación al sistema de prueba de Garver ajustado. El modelo demostró ser eficaz para la optimización del problema de minimización de costos, asociado con las decisiones de expansión del sistema, tomando en cuenta todas las restricciones relacionadas a la operación de este. Los resultados del problema de optimización arrojaron un plan que incluye la incorporación de nuevas líneas de transmisión en las etapas 1 y 5 del horizonte de planificación.

El resultado de la optimización del problema determinó un plan multietapa de expansión que garantiza el abastecimiento de la demanda para todo el horizonte de planificación considerado. Dicho plan fue evaluado en escenarios de incertidumbre de demanda y costos de combustibles, que evidenciaron la significativa influencia que tienen estos factores en la variación de los costos operativos y consecuentemente en el desempeño del plan resultante. Los escenarios más radicales, como el escenario 45 de la sección 3.1.2.2, podrían incluso generar situaciones de energía no suministrada con encarecimiento del plan determinado, por ello la importancia de una adecuada gestión de riesgos.

La inclusión del modelo matemático de la incertidumbre de los precios de los combustibles reveló el verdadero riesgo al que está expuesto el plan. Si bien, aunque este no fue el enfoque principal del estudio, permitió un análisis de sensibilidad que determina el mayor o real impacto de las incertidumbres sobre los planes, determinando la importancia de su evaluación al momento de desarrollar estrategias de expansión más resilientes y adaptativas.

La implementación de la simulación de Montecarlo permitió una evaluación exhaustiva del riesgo asociado a la incertidumbre en la demanda de energía eléctrica y precio de los combustibles, modelados bajo modelos de pronóstico estocásticos como el MGB o el MGB con regresión a la media, los cuales le permiten al planificador obtener una idea de posibles escenarios futuros no limitados a una condición determinista. Los resultados indicaron una considerable variabilidad en los costos operativos, destacando la necesidad de estrategias de mitigación de riesgos.

Gracias a las medidas de mitigación consultadas, se concluye que una planificación flexible y adaptativa, con decisiones por etapas, es una solución óptima para manejar incertidumbres difíciles de predecir con exactitud. Opciones como la generación distribuida (GD) o el almacenamiento de energía pueden ser esenciales para la gestión del riesgo en estos planes. Es fundamental diseñar planes que permitan ajustes rápidos en respuesta a cambios en la demanda y en los precios de los combustibles. La capacidad de postergar, acelerar o modificar proyectos de expansión según las condiciones del mercado permitirá una gestión más eficiente y resiliente del sistema de transmisión. La GD, en particular, ofrece la ventaja de diferir grandes proyectos de expansión en transmisión, proporcionando una solución más eficiente y adaptable, capaz de responder a los entornos cambiantes bajo los cuales operan los sistemas de potencia.

Utilizar el método de la Valoración de Opciones Reales (ROV) como herramienta para la toma de decisiones bajo incertidumbre. El ROV permite valorar la flexibilidad gerencial y optimizar las decisiones de inversión en escenarios de alta variabilidad. Esto incluye la capacidad de diferir, ajustar o modular proyectos de expansión en función de las condiciones del mercado, proporcionando una ventaja competitiva y minimizando los riesgos asociados a la incertidumbre en la demanda y los precios de los combustibles.

3.3 RECOMENDACIONES

Para lograr una modelación de la incertidumbre más precisa, es crucial contar con datos históricos de alta calidad. Se recomienda realizar un análisis previo exhaustivo de las fuentes de datos para asegurarse de que son confiables y representativas de las

condiciones futuras. Es fundamental disponer de un historial extenso y detallado que abarque múltiples ciclos de demanda y variaciones estacionales. Además, implementar técnicas de limpieza y validación de datos puede mejorar significativamente la precisión de los modelos. Esta práctica no solo ayuda a capturar mejor las tendencias y patrones históricos, sino que también proporciona una base sólida para la simulación y predicción de escenarios futuros. En futuros trabajos, se podría considerar el uso de datos en tiempo real y tecnologías de big data para refinar aún más la modelación de la incertidumbre.

Para mejorar la precisión y eficacia de los modelos de planificación de la expansión de sistemas de transmisión, es recomendable incorporar el análisis de pérdidas por energía no suministrada (ENS) en futuros estudios. Incluir el análisis de las pérdidas por ENS puede proporcionar una visión más completa y realista de los costos operativos y la eficiencia del sistema. Este análisis podría evaluar cómo las pérdidas de energía no suministrada afectan la confiabilidad y la continuidad del servicio eléctrico, permitiendo así un diseño más robusto y eficiente.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional (CINVESTAV). Departamento de Sistemas Eléctricos de Potencia. <https://www.cinvestav.mx/Departamentos/Sistemas-Elctricos-de-Potencia>. Accessed 2024-01-16.a.
- [2] J.M.K.C. Donev et al. (2024). Energy Education. Available: <https://energyeducation.ca>. [Accessed: 2024].
- [3] “Key components of the electrical transmission system - Delixi,” Delixi, Jan. 04, 2024. <https://www.cn-delixi.com/news/key-components-of-the-electrical-transmission-system/>
- [4] Melchor Gutiérrez, J. N. (2013). “Planeamiento de la expansión de redes de transmisión involucrando restricciones especializadas”. Trabajo de grado en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia.
- [5] J. F. Duque, “Planeamiento multietapa de la expansión de redes de transmisión usando particiones de red e identificación de variables principales,” Tesis de maestría, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, Colombia, 2019

- [6] J. Wen, X. Han, J. Li, Y. Chen, H. Yi and C. Lu, "Transmission network expansion planning considering uncertainties in loads and renewable energy resources," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 1, no. 1, pp. 78-85, March 2015, doi: 10.17775/CSEEJPES.2015.00010.
- [7] J. H. Zhao, Z. Y. Dong, P. Lindsay and K. P. Wong, "Flexible Transmission Expansion Planning With Uncertainties in an Electricity Market," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 1, pp. 479-488, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2008681.
- [8] A. P. Encalada Serrano y J. R. Berrezueta Suárez, "Análisis de los factores que afectan la demanda de energía eléctrica y su estimación. Sector residencial del área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., período 2002-2012," Tesis de grado, Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas, Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador, 2019
- [9] J. A. Gómez, J. F. Duque y C. A. Barrera, "Análisis bibliométrico de la planeación de expansión de los sistemas eléctricos de potencia," Revista ITECKNE, vol. 18, no. 2, pp. 150-161, 2021
- [10] D. Centeno y J. Molina, "Los diferentes costos que tiene la energía eléctrica en el Ecuador considerando los cambios de la estructura actual," Revista de Investigaciones en Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT, vol. 4, no. 1, pp. 1-9, 2018
- [11] S. Peña, "Plan de compras de combustibles en plantas de generación térmica del sistema eléctrico ecuatoriano," Revista Técnica "energía", vol. 4, no. 1, pp. 101–113, 2008
- [12] Criterios divididos en fijación de precio de diésel y gasolinas extra y ecopaís en Ecuador, El Universo, 24 de octubre de 2021
- [13] Vásquez, P., & Vargas, A.. (2008). Manejo de Riesgo en Planes de Expansión de Transmisión Incorporando Flexibilidad a Través de Inversiones en Generación Distribuida. Revista Técnica "energía", 4(1), PP. 49–58. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v4.n1.2008.255>
- [14] P. Zhao, X. Xu, X. Dong, Y. Gao, and Y. Sun, "An adaptive decision-making approach for transmission expansion planning considering risk assessment of renewable energy extreme scenarios," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 18, no. 23, pp. 4109-4120, Aug. 2024. DOI: 10.1049/gtd2.12969.

- [15] P. Moya, "Metodologías para la evaluación de riesgos: ¿cuál elegir?," Blog de Prevención de Riesgos Laborales, IMF Business School, 2024
- [16] "Valor en Riesgo (VaR): ¿Qué es? Definición y concepto". Seguros y Finanzas Hoy. [En línea]. Disponible en: https://www.segurosyfinanzashoy.com/valor-en-riesgo-var-que-es-definicion-y-concepto/?expand_article=1. [Consultado el 2 de junio de 2024].
- [17] Tim Stobierski. "Cost-Benefit Analysis". Harvard Business School Online. [En línea]. Disponible en: <https://online.hbs.edu/blog/post/cost-benefit-analysis>. [Consultado el 2 de junio de 2024].
- [18] "¿Qué es la simulación Montecarlo?". IBM. [En línea]. Disponible en: <https://www.ibm.com/es-es/topics/monte-carlo-simulation>. [Consultado el 2 de junio de 2024].
- [19] Huser-Berta, B. "An Introduction and Step-by-Step Guide to Monte Carlo Simulations". Medium. [En línea]. Disponible en: <https://medium.com/@benjihuser/an-introduction-and-step-by-step-guide-to-monte-carlo-simulations-4706f675a02f>. [Consultado el 2 de junio de 2024].
- [20] "Monte Carlo Simulation: What It Is, History, How It Works, and 4 Key Steps". Investopedia. [En línea]. Disponible en: <https://www.investopedia.com/terms/m/montecarlosimulation.asp>. [Consultado el 2 de junio de 2024].
- [21] Armas, P. (2024). "Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión: análisis de las incertidumbres más relevantes en el problema de la planificación de la expansión de la transmisión". 69 páginas. Quito: EPN, 2024.
- [22] Espinel, M., & Carrión, D. (2023). Vista de Planificación de la Expansión Basada en la Máxima Cargabilidad de Líneas de Transmisión Aplicando Conmutaciones del Sistema. Revista Politécnica, 51(1), 45-56. <https://doi.org/10.33333/rp.vol51n1.04>
- [23] A. Peñaherrera Wilches. "Planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de transmisión utilizando el modelo AC resuelto mediante algoritmos evolutivos," M.S. Thesis. Cuenca, 2015. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/23198>
- [24] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control, 2nd ed.". New York, NY: John Wiley & Sons, 1996. pp. 104, 112, 119, 123-124, 549.

- [25] Silva Andrade, J.A.(2024).Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión : análisis de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión bajo diferentes objetivos.
- [26] "Distribuciones de probabilidad", Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, https://www2.ulpgc.es/hege/almacen/download/5/5509/Tema_1.pdf. [Accedido: 3-julio-2024].
- [[27] Vázquez, P., & Vargas, A. (2008). Manejo de Riesgo en Planes de Expansión de Transmisión Incorporando Flexibilidad a Través de Inversiones en Generación Distribuida. Revista Técnica "energía", 4(1), PP. 49–58. <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v4.n1.2008.255>
- [28] Rankia. (n.d.). "¿Qué es el valor en riesgo (VaR) y cómo se calcula? | Ejemplos". Recuperado de <https://www.rankia.co/blog/analisis-colcap/3606512-valor-riesgo-var>
- [29] T. Clavería Cariñena, "El método de valoración por opciones reales: aplicación en el sector energético," Trabajo Fin de Grado, Grado en Administración y Dirección de Empresas (E2), Universidad Pontificia Comillas, 2014. [Online]. Available: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/226>. [Accessed: 03-Jul-2024].

5 ANEXOS

ANEXO I. Resumen de los costos de operación

Anexo II. Rendimientos ordenados en forma ascendente

ANEXO I

Tabla 5.1. Resumen de los costos de operación

Año	Costos de operación [MUSD/año]
1	42,69
2	45,55
3	48,54
4	51,59
5	54,74
6	57,89
7	73,93
8	77,44
9	81,36
10	85,62

ANEXO II

Tabla 5.2. Rendimientos ordenados en forma ascendente

Rendimientos ordenados
-0,23681
-0,19897
-0,16631
-0,16082
-0,13461
-0,13061
-0,12957
-0,12868
-0,12287
-0,11346
-0,10856
-0,10455
-0,1045
-0,1026
-0,10124
-0,0892
-0,08734
-0,07567
-0,07225
-0,05057
-0,03794
-0,01633
-0,01259
-0,00718
0,001784
0,016607
0,027899
0,044408
0,055882
0,062284
0,065504
0,076557
0,076628
0,089204
0,097169
0,098256
0,101731
0,104057
0,104383
0,134295

0,143328
0,162345
0,162603
0,181316
0,181993
0,182728
0,187353
0,199752
0,213725