

Artículo de Investigación

La valoración de proyectos de Generación Hidráulico y Eólica en Colombia mediante una opción real compuesta

Hydro and wind power generation valuation of projects in Colombia using a compound real option

Claudia María García Mazo: Politécnico Colombiano Jaime Isaza Cadavid, Colombia.
cgarcia@eelpoli.edu.co

Fecha de Recepción: 07/06/2024

Fecha de Aceptación: 10/10/2024

Fecha de Publicación: 20/12/2024

Cómo citar el artículo

García Mazo, C. M. (2024). La valoración de proyectos de Generación Hidráulico y Eólica en Colombia mediante una opción real compuesta [Hydro and wind power generation valuation of projects in Colombia using a compound real option]. *European Public & Social Innovation Review*, 9, 01-30. <https://doi.org/10.31637/epsir-2024-1808>

Resumen

Introducción: El presente trabajo tiene como objetivo valorar proyectos de inversión en tecnologías de generación hidráulica y eólica teniendo en cuenta los riesgos del clima, mediante el uso de las opciones reales compuestas. Se parte de la premisa de que las metodologías tradicionales, entre ellas el Valor Presente Neto (VPN), presentan limitaciones para reflejar de manera adecuada la dinámica del mercado energético. Ante estas carencias, se plantea la adopción de enfoques más adaptables que incorporen múltiples escenarios de riesgo. **Metodología:** Se emplea un modelo de árbol binomial que abarca las etapas de planeación, diseño, construcción y operación para ambos proyectos. Dicha herramienta considera probabilidades condicionadas de éxito y variables como la variabilidad climática y la fluctuación de los costos de inversión, con el propósito de capturar la complejidad de cada fase. **Resultados:** Los hallazgos evidencian que el proyecto hidroeléctrico, a pesar de requerir un mayor desembolso inicial, ofrece un periodo de vida útil prolongado con alto riesgo. El proyecto eólico, por su parte, presenta una estructura más flexible y es complementaria a las tecnologías de generación hidráulicas. **Discusión:** las opciones reales compuestas es una herramienta que gestiona el riesgo y la incertidumbre al incluir la flexibilidad de continuar o abandonar el proyecto. Esta situación fomenta una gestión más precisa y oportuna a lo largo

de las distintas fases del proyecto. **Conclusiones:** Se enfatizan en diversificar la matriz energética y de adoptar herramientas metodológicas que promuevan un desarrollo sostenible.

Palabras clave: Valor Presente Neto (VPN); Opción Real Compuesta; Flexibilidad; Riesgo; Hidroeléctrica; Eólica; Modelo Binomial; Diversificación.

Abstract

Introduction: This study aims to value hydropower and wind generation technologies while considering climate risks using real compound options. This is based on the premise that traditional methodologies, including Net Present Value (NPV), have limitations in adequately reflecting the dynamics of the energy market. Based on these shortcomings, more adaptable approaches that incorporate multiple risk scenarios are proposed. **Methodology:** A binomial tree model covering the planning, design, construction, and operation stages was used for both projects. This tool considers conditional probabilities of success and variables such as climate variability and fluctuating investment costs to capture the complexity of each phase. **Results:** Despite requiring a higher initial outlay, the hydroelectric project offers a long lifetime with high risks. However, wind projects present a more flexible structure and are complementary to hydraulic generation technologies. **Discussion:** Compound real options are a tool that manages risk and uncertainty by providing the flexibility to continue or abandon the project. This situation encourages more accurate and timely management throughout the project phases. **Conclusions:** Diversifying the energy matrix and adopting methodological tools to promote sustainable development.

Keywords: Net Present Value (NPV); Compound Real Option; Flexibility; Risk; Hydroelectric; Wind; Binomial Model; Diversification.

1. Introducción

Durante varios años, la industria de electricidad se caracterizó por presentar empresas monopólicas, en general públicas. Sin embargo, en algunos países estas organizaciones eran privadas pero reguladas por el gobierno. La toma de decisiones y la planeación eran centralizadas, basándose en el criterio de mínimo costo para determinar expansión de la capacidad de generación (Lemos y Botero, 2012; Prabhakar *et al.*, 2013; Prabhakar Karthikeyan *et al.*, 2013).

En la década de los 80, comenzaron a evidenciarse diferentes ineficiencias en el sector eléctrico, tales como la incapacidad para financiar la expansión del sistema debido a elevados niveles de deuda pública, casos de corrupción en ciertas empresas estatales y un desajuste entre las tarifas y los costos reales de generación, en gran medida influido por motivos políticos. Estas problemáticas impulsaron una reestructuración de los mercados eléctricos, orientada a incorporar nuevos actores, como el sector privado, y a mejorar la eficiencia de los sistemas..

La reestructuración del sector eléctrico implicó varias medidas como: la eliminación de la estructura vertical de la industria eléctrica, separando las actividades de generación, transmisión y distribución, así como su separación horizontal para facilitar la participación de capital privado y optimizar el desempeño del sector. El rol del gobierno cambió de ser un participante activo a un (Niknam *et al.*, 2013; Pinto *et al.*, 2015; Prabhakar *et al.*, 2013). Con estas nuevas condiciones, la responsabilidad de decidir sobre la expansión de la capacidad de generación fue para los inversionistas privados, quienes, al enfrentar riesgos e incertidumbre, tuvieron que ajustar sus decisiones al nuevo contexto del mercado.

En este escenario, los inversionistas elaboran estrategias de inversión basadas en sus capacidades económicas, objetivos establecidos y el uso eficiente de los recursos, con el propósito de maximizar los ingresos. Además, estos asumen la responsabilidad de expandir la capacidad de generación para garantizar un suministro eléctrico confiable y económicamente eficiente (Eduardo y Quezada, 2008; Srivastava *et al.*, 2011).

Las inversiones en el sector se materializan a través de proyectos de generación, que presentan características particulares: el costo de capital inicial suele ser parcial o totalmente irreversible y, una vez realizado, se convierte en un costo hundido. Además, los costos y rendimientos asociados están marcados por la incertidumbre. La ejecución de un proyecto depende de que este genere rendimientos positivos. Los inversionistas cuentan con un período definido para realizar la inversión y pueden seleccionar diversas tecnologías para integrar la matriz energética, como hidráulica, eólica, solar, nuclear, carbón, gas, entre otras (ver tabla 1). En este proceso, los generadores deben considerar los recursos disponibles y las incertidumbres asociadas (Pereira y Saravia, 2010; Taboada-González *et al.*, 2015).

Tabla 1.

Características de las tecnologías de generación

Tecnología	Tamaño de la unidad	Plazo	Costo de Capital/kW	Costo de Operación	Precios de los combustibles	Emisiones de CO ₂	Riesgo Recursos
Ciclo combinado (Gas)	Medio	Corto	Bajo	Bajo	Alto	Medio	Escasez
Carbón	Grande	Largo	Alto	Medio	Medio	Alto	Escasez
Nuclear	Muy grande	Largo	Alto	Medio	Bajo	Nulo	Escasez
Hidráulica	Grande	Largo	Muy alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Variabilidad Clima
Viento	Pequeña	Corto	Alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Variabilidad Clima
Fotovoltaica	Muy pequeña	Muy Corta	Muy alto	Muy bajo	Nulo	Nulo	Variabilidad Clima

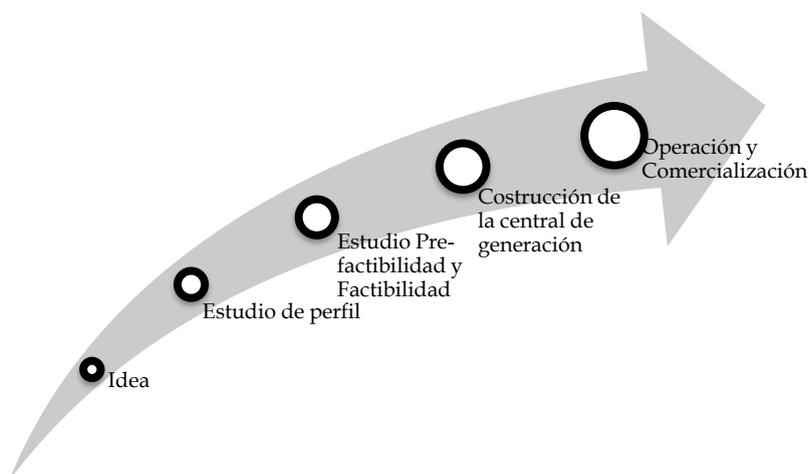
Fuente: (Osterhage, 2021; Pioro y Buruchenko, 2015; Pioro y Kirillov, 2019; Pramanik y Ravikrishna, 2017; Zavala *et al.*, 2016)

La tabla 1 muestra los riesgos para tecnología de generación. Las centrales de ciclo combinado (gas natural), son eficientes, bajo costo de instalación y el costo de combustible moderado, sin embargo, su recurso puede estar limitado por las condiciones del país. Centrales carbón, alto costo de instalación y muy contaminantes, su recurso depende de los yacimientos y reservas de cada país. Las centrales nucleares su costo de capital es alto, con un periodo de construcción de varios años, el costo de combustible es bajo, no emite gases de efecto invernadero. Las centrales hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas son proyectos grandes que requieren altos costos de capital con bajo costo de operación y su recurso varía con el clima.

Por otro lado, todo proyecto presenta un ciclo de vida que es el conjunto de etapas en que estos son divididos para facilitar su gestión (ver figura 1): fase de desarrollo del proyecto (Idea, estudio de perfil, estudio de pre-factibilidad, estudio de factibilidad, constructos y financiamiento), fase de implementación (diseño, construcción, operación y comercialización) (Nielsen *et al.*, 2016).

Figura 1.

Etapas de un proyecto de generación



Fuente: Elaboración Propia (2024).

En la fase de desarrollo del proyecto los inversionistas toman la decisión de ejecutarlo, donde inician con la idea, luego siguen con el estudio de perfil donde se plantean hipótesis en relación con el producto, el estudio de mercado, la viabilidad técnica, el impacto ambiental, logrando una primera aproximación a la magnitud de las inversiones, los costos y gastos y los ingresos que permiten identificar preliminarmente los flujos de caja. En la etapa de pre-factibilidad se hace una evaluación más profunda del proyecto y en la fase de factibilidad ya se tiene la identificación plena de este, con el fin de construir la planta de generación y entrar en operación y comercialización de la energía (IEA, 2013). En cada etapa el inversionista puede abandonar la inversión, aunque las pérdidas a medida que avanza el proyecto son mayores (Taboada-González *et al.*, 2015).

Los grandes desafíos que enfrenta el sector energético a nivel mundial son el cambio climático y una demanda en aumento, por lo que se deben buscar proyectos que tengan un alto potencial en energías limpias y a la vez una canasta energética diversificada y complementarias con las tecnologías de generación existentes, con el propósito de brindarle seguridad al sistema. Por tal motivo, esta propuesta tiene como objetivo valorar proyectos de inversión en tecnologías de generación hidráulica y eólica teniendo en cuenta los riesgos del clima, mediante el uso de las opciones reales compuestas.

El documento está dividido de la siguiente manera: en la sección 2 se presenta una descripción general sobre valoración de proyectos de inversión con opciones reales y se hace una revisión sobre la aplicación de la teoría de opciones reales para el sector de la energía; en la sección 3 se presenta la metodología de esta propuesta; en la sección 4 se realiza la valoración de un proyecto Hidráulico y Eólico con opciones reales compuestas; en la sección 5 se habla sobre la discusión y en la sección 6 se presentan las conclusiones.

2. Marco Teórico

2.1. Valoración de proyectos de inversión con opciones reales

Las metodologías tradicionales de evaluación, como el Valor Presente Neto (VPN), resultan limitadas por ser estático y, en consecuencia, no logran ofrecer información sobre la flexibilidad gerencial (Milanesi, 2014; Smit & Trigeorgis, 2012). Dado lo anterior, se requieren metodologías que puedan valorar la flexibilidad y entre ellas están las opciones reales. Esta herramienta es útil para la toma de decisiones en entornos dinámicos en los que hay incertidumbre, porque permite cuantificar el valor adicional de las oportunidades de aumentar beneficios y limitar pérdidas que se puedan presentar en el proyecto (Smit & Trigeorgis, 2004).

Para una valoración precisa, es necesario recurrir al Valor Presente Neto Expandido (VPNE), de acuerdo con lo propuesto por Trigeorgis (1996). Este se compone del VPN tradicional (sin contemplar la flexibilidad) y el valor de la opción, ver ecuación 1.

$$VPNE = VPN (\text{sin flexibilidad}) + \text{Opción Real} \quad (1)$$

Por otra parte, las Opciones Reales se basan en el concepto de las opciones financieras, pero enfocadas en activos reales, es decir, en la valoración de inversiones del sector empresarial o productivo. Según (K. Liu *et al.*, 2007), una opción financiera concede el derecho (sin la obligación) de adquirir o vender un activo durante un periodo específico. Al tratarse de un derecho, su valor no puede ser negativo; sin embargo, en un escenario desfavorable podría ser cero, independientemente del activo subyacente. Las opciones financieras se clasifican en: **Opción Call:** derecho, sin obligación, de comprar un activo en una fecha y precio determinados, a cambio de una prima. **Opción Put:** derecho, sin obligación, de vender un activo en condiciones análogas, también contra el pago de una prima.

En este contexto, una opción real consiste en el derecho (pero no la obligación) de modificar un proyecto de inversión (activo real) ante la incertidumbre de sus variables subyacentes (Copeland y Antikarov, 2001). Esto se basa en que la gerencia puede adaptar sus decisiones de acuerdo a las condiciones del mercado, por ejemplo, aplazando una inversión para obtener mayor información sobre el futuro (Wesleh y Lin, 2015).

En la tabla 2 se presenta un paralelo entre las opciones financieras y las opciones reales. Aunque comparten similitudes, su equivalencia no es total, puesto que las opciones reales pueden aplicarse a activos reales, lo que, según (Trigeorgis, 1996) conlleva una mayor complejidad analítica, mientras que las opciones financieras se restringen a instrumentos como acciones y bonos, etc.

Tabla 2.
Similitud entre las opciones financieras y reales

Variables	Opción financiera	Opción Real
S0	Precio actual del subyacente (acciones)	Valor presente del flujo de caja del proyecto
K	Precio de ejercicio	Inversión asociada del proyecto
T	Tiempo de expiración de la opción	Tiempo de vigencia de la opción
rf	Tasa de interés libre de riesgo	Tasa de interés libre de riesgo
σ	Volatilidad	Volatilidad del flujo de caja
y	Dividendos	Flujo de caja a los cuales se tiene acceso (renuncia) si se ejerce (no se ejerce) la opción.

Fuente: (Trigeorgis, 1996).

En cuanto a la valoración de las opciones reales existen diferentes métodos, uno de ellos es el **Modelo Binomial**, de naturaleza discreta, que analiza la evolución del precio del activo subyacente bajo incertidumbre mediante un proceso binomial multiplicativo, es decir, asume que el precio solo puede incrementar o disminuir con probabilidades asociadas p y $1-p$. Según (Guj y Chandra, 2012) este método resulta apropiado para evaluar decisiones de inversión estratégicas en el sector eléctrico. Por otra parte, están los modelos basados en **Ecuaciones Diferenciales** operan en tiempo continuo, formulando variables como el precio del activo subyacente a través de ecuaciones diferenciales parciales, con supuestos que pueden constituir restricciones del modelo. Este enfoque hace uso de herramientas matemáticas que permiten optimizar y evaluar decisiones operativas y de inversión bajo incertidumbre. Por ejemplo, (Rigatos, 2017) aplicó ecuaciones integrales diferenciales parciales no lineales para analizar y determinar las estrategias óptimas de generadores hidroeléctricos y térmicos, incorporando la dinámica de los precios spot y el comportamiento de inversión característicos de los mercados eléctricos. En cuanto al modelo **Black-Scholes**, se trata del primer método que valora las opciones financieras sin considerar en un inicio la tasa de interés para descontar los flujos de caja. (K. Liu *et al.*, 2007) compararon esta propuesta con métodos tradicionales, concluyendo que ofrece una valoración más precisa, especialmente cuando los flujos de caja no son lineales. **Modelo de Simulación de Montecarlo** asigna probabilidades a los diversos acontecimientos posibles en un proyecto de inversión. Uno de sus aspectos relevantes es la evaluación de opciones en un entorno de riesgo neutral, descontando su valor a la tasa libre de riesgo. (Arango & Botero, 2017) señalan que esta herramienta permite estimar el valor de las opciones al emplear distribuciones empíricas y al generar múltiples escenarios de mercado.

En otro sentido, las Opciones Reales se clasifican presentan en varios tipos: Opción de Crecimiento, Opción de Espera, Opción de Abandono, La opción de suspensión, entre otros. La tabla 3 presenta la definición de cada uno de estos.

Tabla 3.
Tipos de opciones reales

Tipo de Opción Real	Definición
Opción de Crecimiento	Le permite al inversionista la posibilidad de incluir, dentro de un proyecto, oportunidades de inversión adicionales.
Opción de Espera	En este tipo de opciones, el gerente del proyecto puede esperar a tomar la decisión de inversión hasta que obtenga una mayor información sobre el mercado (flexibilidad). Sin embargo, esperar puede un costo de oportunidad términos de que si no aprovecho la oportunidad otro puede hacerlo.
Opción de Abandono	Esta opción le da derecho al inversionista de suspender definitivamente el proyecto ya sea vendiendo, liquidando o mediante la modificación de su uso reorientándolo hacia otro producto.
La opción de suspensión	El gestor del proyecto tiene la opción de suspender temporalmente el proyecto para impedir flujos de efectivo negativos. La opción de suspensión también reduce el riesgo de fracaso de un proyecto.

Fuente: (Smit y Trigeorgis, 2003).

2.2. Aplicación de la teoría de opciones reales para el sector de la energía

Con la reestructuración del mercado eléctrico se dio paso a la aplicación de esta metodología porque los métodos tradicionales ya no son suficientes para evaluar correctamente las inversiones en este sector. En 1979 se dan las primeras aplicaciones con opciones reales en este sector. (Tourinho, 1979) valora los derechos de explotación de reservas de combustibles fósiles. (Dixit y Pindyck, 2012; Trigeorgis, 1993), en sus libros han desarrollado casos de estudios aplicados a varios sectores entre ellos el eléctrico.

Por otro lado, las opciones reales han sido ampliamente usadas como método de valoración en el mercado electricidad. (Venetsanos *et al.*, 2002) valoraron un proyecto de energía eólica utilizando un modelo derivado de la propuesta de Black-Scholes en cada una de las etapas de del proyecto. En su trabajo utilizan las opciones reales por ser una herramienta que permite valorar la flexibilidad de los proyectos. (Davis & Owens, 2003) utilizaron un modelo binomial para cuantificar los beneficios proporcionados por el uso de energía renovable. Estos autores mencionan que las opciones reales es una técnica adecuada para valorar este tipo de proyectos. (Gollier *et al.*, 2005) valoraron la flexibilidad de una planta nuclear teniendo en cuenta su tamaño y la variabilidad el precio de la electricidad. Los autores utilizan las opciones reales para decidir en qué momento es viable o no continuar con el proyecto. (Yu *et al.*, 2006) evaluaron las flexibilidades asociadas a las variaciones de los precios de electricidad en el mercado Español. (K. Liu *et al.*, 2007) señalaron que las opciones reales se utilizan para valorar activos de electricidad y tomar decisiones de inversión, sobre todo en el contexto de suministro de oferta. Este enfoque proporciona una valoración más precisa que los métodos tradicionales. (Maya *et al.*, 2012) valoraron la opción de expansión para un parque eólico en la región de la Guajira, sus resultados indican que, al usar VPN este proyecto no era viable financieramente, pero al considerar la flexibilidad sería factible. (Cuervo y Boterob, 2014) señalaron que las opciones reales ayudan a tomar decisiones de inversión estratégicas al capturar las incertidumbres del mercado mejor que los métodos tradicionales. Por ejemplo, se utilizan para evaluar la introducción de la energía eólica como alternativa a las plantas de carbón, teniendo en cuenta la volatilidad del precio de este tipo de generación. Por otro lado, (Arango y Botero, 2017) ha señalado que los proyectos de inversión en generación de electricidad deben evaluarse por su flexibilidad estratégica, incluidas las opciones para diferir, ampliar o abandonar las inversiones, debido a que esta flexibilidad ayuda a mitigar los riesgos y optimizar los rendimientos en condiciones de mercado inciertas. Por ejemplo, (de Bragança y

Daglish, 2017) han utilizado, en su trabajo, la opción de diferir para esperar mejores condiciones de mercado o avances tecnológicos antes de invertir. Esto puede impactar significativamente el desempeño económico de las inversiones, especialmente en proyectos de energía renovable.

Con respecto a al impacto ambiental ocasionado por emisiones de gases de efecto invernadero, (Kiryama y Suzuki, 2004) analizaron inversiones proyectos de energía convencionales y no convencionales. Con base en su estudio concluyeron que las emisiones de carbono son perjudiciales, y que las fuentes renovables, como la nuclear podría mitigar este problema. Además, estos demostraron que el modelo de opciones reales es una herramienta eficaz como apoyo a la toma de decisiones, para hacer frente a problemas en la política ambiental energética.

La incertidumbre es una variable importante para la valoración de proyectos de inversión en energía. (Botterrud *et al.*, 2005) presentaron un modelo basado en la teoría de opciones reales donde un proyecto de inversión es valorado, bajo un esquema en la toma de decisiones centralizada y descentralizada. Los resultados del muestran que la incertidumbre en la demanda tiene un impacto similar en ambos sistemas, sin embargo, el precio si presenta variación en las decisiones de inversión. (Fuss *et al.*, 2008) analizaron el impacto de la incertidumbre en el sector eléctrico, haciendo hincapié en las fluctuaciones del mercado, el precio del carbón y la política de gobierno. (Isaza y Botero, 2014) llevaron a cabo una revisión bibliográfica en la cual analizan y clasifican diversas aplicaciones de las opciones reales en decisiones de inversión, operación, y en políticas y programas energéticos. Además, los autores proponen un ejemplo teórico que emplea un modelo binomial para sustituir generación térmica por energía eólica. Como conclusión, resaltan que las opciones reales, al contemplar múltiples modelos y variables inciertas propias de estos mercados, permiten adoptar decisiones más acertadas que los métodos tradicionales.

Por otro lado, (Muñoz *et al.*, 2009) utilizaron las opciones de diferir o abandonar para la inversión en proyectos de generación eólica, según el comportamiento del VPN del proyecto; consideraron las variables de incertidumbre el régimen de vientos y los precios de la electricidad. (Mendez *et al.*, 2015) valoraron un proyecto de inversión de un parque eólico, con el método de árboles binomiales. (Lee, 2011) evaluaron la inversión de un proyecto eólico en Taiwán, considerando la incertidumbre de diversos recursos de generación y del precio de la electricidad. (Reuter *et al.*, 2012) examinaron la decisión de inversiones en producción de electricidad, la selección de tecnología, y optimizando la operación mediante un marco analítico, teniendo en cuenta la incertidumbre de los precios de la electricidad, del mercado y de las políticas en Alemania. (Monjas-Barroso y Balibrea-Iniesta, 2013a) evaluaron un proyecto de inversión eólico. Los autores, en su modelo, incluyeron las variables de incertidumbre: el costo de producción, de la inversión y el precio de los consumidores. Los autores utilizaron la opción real, mediante los Árboles Binomiales y el método de simulación Monte Carlo. Luego, los autores compararon los dos métodos, se observa que resultados son similares.

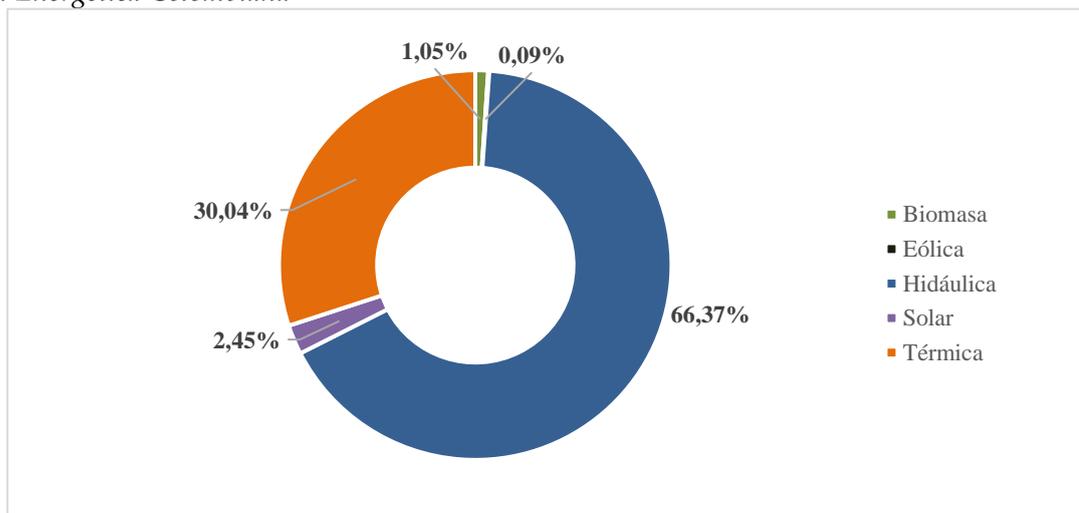
De acuerdo con lo anterior, se puede mencionar que las opciones reales es un buen medio para cuantificar la influencia de la incertidumbre en la planificación de las inversiones. Además, se espera que la aplicación de opciones reales en el mercado eléctrico continúe evolucionando, y las investigaciones presenten alternativas para seguir avanzando en la comprensión y utilización de esta metodología en la industria energética (Nadarajah y Secomandi, 2023).

2.3. Estado actual del mercado de energía renovable en Colombia

La energía renovable no convencional (solar, eólica, biocombustible, hidrogeno verde entre otras) en Colombia ha presentado un avance importante en los últimos años. Este desarrollo se debe por una serie de leyes, incentivos y un incremento en la demanda de recursos de energía limpia. En cuanto al marco regulatorio se puede mencionar la Ley 1715 de 2014, la que promovió el desarrollo y uso de fuentes no convencionales de energía renovable dentro del mercado eléctrico colombiano. Esta Ley estableció incentivos tributarios con la finalidad de atraer inversionistas en proyectos de energía renovable. También está el Decreto 318 de 2017, el cual reglamentó la autogeneración de pequeña escala y la entrega de excedentes de electricidad a la red eléctrica nacional. De esta menta se facilita la participación de los consumidores en la generación de energía eléctrica. Por otro lado, está la Ley 2099 de 2021, la que fortaleció los incentivos a la inversión en energía renovable y priorizó el trámite de permisos ambientales en proyectos de energías amigables con el ambiente. Estas leyes y decretos han fomentado el crecimiento de proyectos de inversión orientados a energía renovables, con el fin de menorar la seguridad energética mediante la diversificación de recursos y además de esto, mejorarla sostenibilidad ambiental del país.

En cuanto a la oferta de energía renovable en Colombia, el país tiene un gran potencial de desarrollo para este tipo de energía debido a las condiciones favorables en términos geográficos. En la actualidad, la canasta energética colombiana presenta una alta participación de energía hidráulica. La alta dependencia de los recursos hídricos constituye uno de los principales riesgos para el suministro energético en Colombia. Los fenómenos climáticos como El Niño, cada vez más frecuentes e intensos debido al cambio climático, pueden provocar sequías prolongadas y afectar gravemente la capacidad de generación hidroeléctrica. De hecho, en los últimos años, el país ha enfrentado situaciones críticas que han puesto en peligro la estabilidad del suministro eléctrico y han generado incertidumbre en el mercado energético. El fenómeno del Niño en el periodo 2015-2016 tuvo características particulares que llevaron a que los precios de bolsa se incrementaran considerablemente. Esta situación ha obligado a replantear la estrategia de expansión del sistema, pues se han generado dudas sobre la matriz energética vigente, sustentada principalmente en fuentes hídricas y térmicas, para cubrir la demanda de electricidad, que continúa aumentando a causa del crecimiento económico, el incremento poblacional y las dificultades en el suministro de recursos (por ejemplo, la alta variabilidad de la disponibilidad hídrica y la escasez de gas natural).

A pesar de los avances presentados en los últimos años, en la incorporación de energía eólica y solar en la canasta energética colombiana, la seguridad de suministro todavía presenta desafíos, como el incremento en el consumo de la electricidad. Según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) 2023, la demanda ha crecido a un ritmo del 5% anual aproximadamente, y una matriz energética, aunque diversificada, depende significativamente de fuentes hidráulicas, las cuales representan el 66,37% de la capacidad total de generación (ver figura 2).

Figura 2.*Canasta Energética Colombiana*

Fuente: (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2023).

El fenómeno del Niño de 2024 ha presentado una gran afectación en el territorio colombiano, marcado por altas temperaturas, baja humedad, incendios forestales, afectación a cultivos, y una preocupante disminución en los niveles de los embalses generadores de electricidad, por las escasas lluvias. Estos eventos no solo amenazan con incrementar las tarifas de energía sino también con provocar racionamiento de en la electricidad en todo el país, lo cual muestra la fragilidad de la infraestructura eléctrica frente a cambios climáticos extremos.

Adicionalmente, la lenta transición hacia una matriz energética diversificada, que incorpore fuentes renovables no convencionales como la solar y la eólica, ha puesto de manifiesto vulnerabilidades sistémicas. Obstáculos como retrasos en el licenciamiento ambiental, dificultades de financiamiento, conflictos con comunidades locales e indígenas, falta de infraestructura adecuada y una legislación (regulación) que no ha sido completamente eficaz en promover el desarrollo de estas energías, han frenado el avance hacia un sector eléctrico con seguridad de suministro (Asociación de Energías Renovables Colombia-SER, 2023; Morales, 2024).

Según el informe de la (Asociación de Energías Renovables Colombia-SER, 2023), de los 80 proyectos de energía renovable no convencional programados para entrar en operación entre 2023 y 2024, solo el 35% avanza sin contratiempos hacia su fecha de operación programada. El 65% restante enfrenta desafíos que impiden su completa operación, principalmente debido a trámites ambientales. Por otro lado, la asignación de energía resultante de la subasta realizada el 15 de febrero de 2024 para el periodo 2027-2028, también ha generado debate, principalmente debido a dudas sobre si esta será suficiente para cubrir las futuras necesidades energéticas del país, ante el crecimiento constante de la demanda de electricidad y fenómenos climáticos con el Niño (Morales, 2024).

Es importante que Colombia emprenda acciones concretas para facilitar esta transición energética hacia un sistema eléctrico más resiliente y basado en energías renovables no convencionales. Dicha transición no solo es crucial para asegurar la seguridad energética del país a largo plazo, sino también para cumplir con los compromisos internacionales del

Acuerdo de París sobre cambio climático y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, particularmente el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante) y el ODS 13 (Acción por el clima).

Además, una transición energética exitosa puede generar beneficios sociales y económicos significativos, al promover la creación de empleos verdes, el desarrollo de nuevas industrias y tecnologías, y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles importados. También puede contribuir a mejorar la calidad del aire y la salud pública, al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

3. Metodología

A continuación, se presenta la valoración de dos proyectos de inversión: Hidráulica y Eólica, utilizando opciones reales. Los proyectos tienen las siguientes características (ver tabla 4).

Tabla 4.

Características de los proyectos de generación: Hidráulico y Eólico

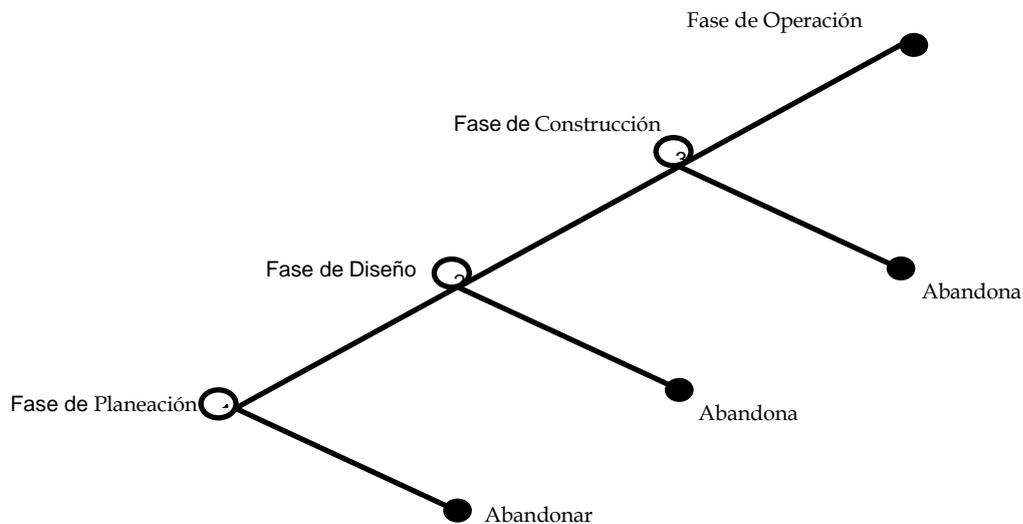
Proyecto	Hidráulica	Unidad	Eólica	Unidad
Factor de Planta	50,47%	%	40,12%	%
Costo Marginal	52,69	\$/MWh	69,03	\$/MWh
Capacidad	350	MW	350	MW
Inversión inicial	654.904.003	\$	594.597.624	\$
Tiempo de instalación	3	Años	3	Años
Vida útil	40	Años	20	Años

Fuente: Elaboración propia (2024) a partir de la información de (XM- Expertos en Mercados, 2024) durante los años 2000 hasta 2024.

Los proyectos estudiados consideran una opción compuesta, dado que permite, por un lado, realizar una inversión secuencial y por el otro lado, se puede abandonar la inversión en cualquier momento. En la figura 3 se muestra las fases del proyecto. En la etapa de planificación (nodo 1), los inversionistas realizan el estudio de viabilidad y una evaluación de impacto ambiental, si los resultados no son adecuados, se puede abandonar el proyecto de lo contrario se sigue en la siguiente fase. En la etapa de diseño (nodo 2), los inversionistas diseñan la planta, se buscan las licencias y permisos necesarios para el desarrollo del proyecto. El inversionista puede abandonar la propuesta. En la etapa de construcción, se comprometen inversiones importantes porque se inicia el montaje de este (nodo 3). Cada una de estas etapas, implica un desembolso económico y tiene una probabilidad de éxito-fracaso.

Figura 3.

Modelo de Opción compuesta para un proyecto Hidráulico y Eólico



Fuente: Elaboración propia (2024)

Para el cálculo de esta opción compuesta se utiliza el modelo binomial, teniendo en cuenta los riesgos del clima. Una descripción ampliada y detallada de esta teoría se puede encontrar en (Copeland y Antikarov, 2001) y aplicada y específicamente adaptada a Opciones Reales en (Mascareñas, 2005).

Según el método binomial, el valor del activo puede evolucionar con un movimiento de subida u . Siendo el movimiento de subida u :

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (2)$$

Donde σ es la desviación típica anual de los rendimientos del activo, para este caso se toma como variable de incertidumbre el clima que se verá reflejado en el factor de planta. La Δt es la variación de tiempo.

De forma inversa, el activo puede evolucionar con un movimiento de bajada d :

$$d = \frac{1}{u} \quad (3)$$

La probabilidad neutral al riesgo de que exista una subida u y una bajada d en el valor, viene representada por p y q :

$$p = \frac{(e^{rt}-d)}{u-d} \quad \text{y} \quad q = 1 - p \quad (4)$$

La tabla 4 y 5 se presentan los parámetros utilizados para calcular la opción de la planta de generación hidráulico y eólico.

Tabla 4.

Supuestos de la opción H

n	40
Δt	1
T	40
σ	12,26%
rf	6,80%
u	1,130378907
d	0,884659112
prob alza (p)	0,7558
prob baja (q)	0,2442
factor dcto	0,934260
Wacc	0,09029

Tabla 5.

Supuestos de la opción E

n	20
Δt	1
T	20
σ	20,13%
rf	6,80%
u	0,884659112
d	1,130378907
prob alza (p)	0,2442
prob baja (q)	0,7558
factor dcto	0,934260
Wacc	0,09029

Fuente: Elaboración propia (2024).

Donde:

n: es el número de períodos, es decir, los pasos en el árbol binomial.

Δt: es la duración de cada período. En este caso es de un (1) año.

T: es el tiempo total hasta la maduración de la opción.

σ: es la volatilidad del activo subyacente.

rf: es la tasa libre de riesgo. El valor de esta variable es igual a 6.80% (Grupo Aval, 2024).

u: es el factor de alza en cada paso del árbol binomial. Esta variable indica cuánto aumentará el valor del activo en un paso si el precio sube.

d: es el factor de baja en cada paso del árbol binomial. Este indica cuánto disminuirá el valor del activo en un paso si el precio baja.

Probabilidad de alza (p): probabilidad de que el precio suba en un paso.

Probabilidad de baja (q): probabilidad de que el precio baje en un paso.

Factor de descuento: este factor es utilizado para descontar los flujos de caja de cada proyecto de inversión en generación.

Weighted Average Cost of Capital (WACC): es el Costo promedio ponderado de capital.

En cuanto los datos necesarios para la valoración se requieren (Lamothe & Mendez, 2015):

El valor actual de los flujos de caja esperados del proyecto (PV).

La volatilidad esperada del rendimiento del proyecto (σ).

El tipo de interés libre de riesgo (r).

Costos de la inversión para el lanzamiento del proyecto (I).

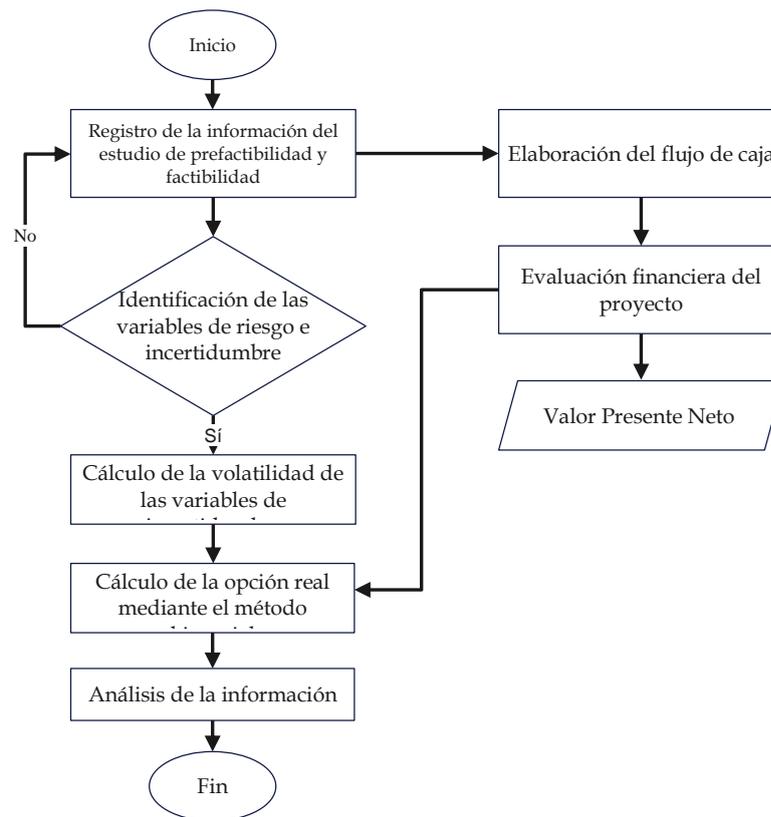
Probabilidades estimadas de éxito en cada fase de decisión (s).

Costos de las inversiones intermedias (C).

Bajo el enfoque de las probabilidades neutrales al riesgo, se estima el valor futuro del activo en escenarios de alza y baja, multiplicando cada resultado por su probabilidad correspondiente. Posteriormente, al descontar este valor ponderado con la tasa libre de riesgo, se obtiene una cifra que coincide con el precio del activo en el momento inicial.

$$V_0 = \frac{V_u p + V_d (1-p)}{(1+r_f)} \quad (5)$$

Para un resumen de la metodología presentada ver la figura 4.



Fuente: Elaboración propia (2024)

3. Resultados

La tabla 6 y la tabla 7 presenta los valores, costo y tiempo, de las fases: planeación, diseño, construcción y operación, de los dos proyectos, hidráulico y eólico. Estas etapas se desarrollan a lo largo de un periodo de tres (3) años. De acuerdo con los resultados, se observa que la generadora hidráulica muestra una inversión inicial más alta que el eólico. En cuanto a las probabilidades de éxito de cada fase inicial del proyecto, el hidráulico varían siendo en promedio un valor de 79,667%, mientras que en el eólico la probabilidad es constante, con un valor de 85%.

Tabla 6.

Etapas del Proyecto Hidráulico

Fase	Valor presente- <i>Io</i> (Millones)	Tiempo (años)	Probabilidad de Éxito
Planeación	109	1	76%
Diseño	109	2	85%
Construcción	109	3	78%
Operación	327	3	
Costo Total del proyecto	655		

Fuente: Elaboración propia (2024) con datos de (IRENA, 2023).

Tabla 7.*Etapas del Proyecto Eólico*

Fase	Valor presente-Lo (Millones)	Tiempo (años)	Probabilidad de Éxito
Planeación	91	1	85%
Diseño	91	2	85%
Construcción	91	3	85%
Operación	274	3	
Costo Total del proyecto	548		

Fuente: Elaboración propia (2024) con datos de (IRENA, 2023)

Los proyectos propuestos, hidráulico y eólico, se desarrollan en etapas como se ha mencionado anteriormente. Cada fase de la propuesta puede ser considerada como una opción para continuar o abandonar el proyecto, teniendo en cuenta el éxito o fracaso de la etapa anterior. Para esta propuesta, las fases iniciales de la planta hidráulica son planeación, diseño y construcción, con una probabilidad de éxito de 76%, 85% y 78%, respectivamente. Es importante mencionar, que pasar de una etapa a otra depende de los resultados obtenidos en la fase anterior. Dado lo anterior, esto conlleva a que la probabilidad de éxito de una etapa específica está condicionada por el éxito en las etapas anteriores, lo que es una probabilidad condicionada (ver tabla 8). Para este proyecto de inversión, la probabilidad condicionada de éxito después de la fase de planeación se reduce a un 64,6%. Esta probabilidad indica que solo el 64,6% de los proyectos que superan la fase de planeación también lo harán en la etapa de diseño y construcción. Calcular este tipo de probabilidad es muy importante, debido a que el riesgo acumulado a través de las fases puede afectar la decisión de continuar o parar el proyecto.

Tabla 8.*Probabilidad condicionada – Etapas del proyecto hidráulico*

Fase	Valor presente-Lo	Tiempo (años)	Probabilidad de Éxito	Probabilidad Condicionada
Planeación	109	2	76%	64,6%
Diseño y Construcción	109	3	85%	50,4%
Ejecución	327	3	78%	50,4%
Costo Total del proyecto	546			

Fuente: Elaboración propia (2024)

Para el proyecto eólico, estas fases presentan una probabilidad de éxito del 85% cada una, con una probabilidad condicionada de 72,3% para la fase de planeación. Las etapas de diseño, construcción y operación con una probabilidad condicionada del 61,4% (ver tabla 9).

Tabla 9.

Probabilidad condicionada – Etapas del proyecto eólico

Fase	Valor presente-Io	Tiempo (años)	Probabilidad de Éxito	Probabilidad Condicionada
Planeación	91	2	85%	72,3%
Diseño y Construcción	91	3	85%	61,4%
Ejecución	274	3	85%	61,4%
Costo Total del proyecto	548			

Fuente: Elaboración propia (2024).

En este caso, las probabilidades condicionadas muestran que, aunque las fases iniciales tienen un riesgo relativamente bajo, la fase de ejecución representa un salto importante en costos y riesgos, lo que podría justificar una reevaluación del proyecto antes de continuar.

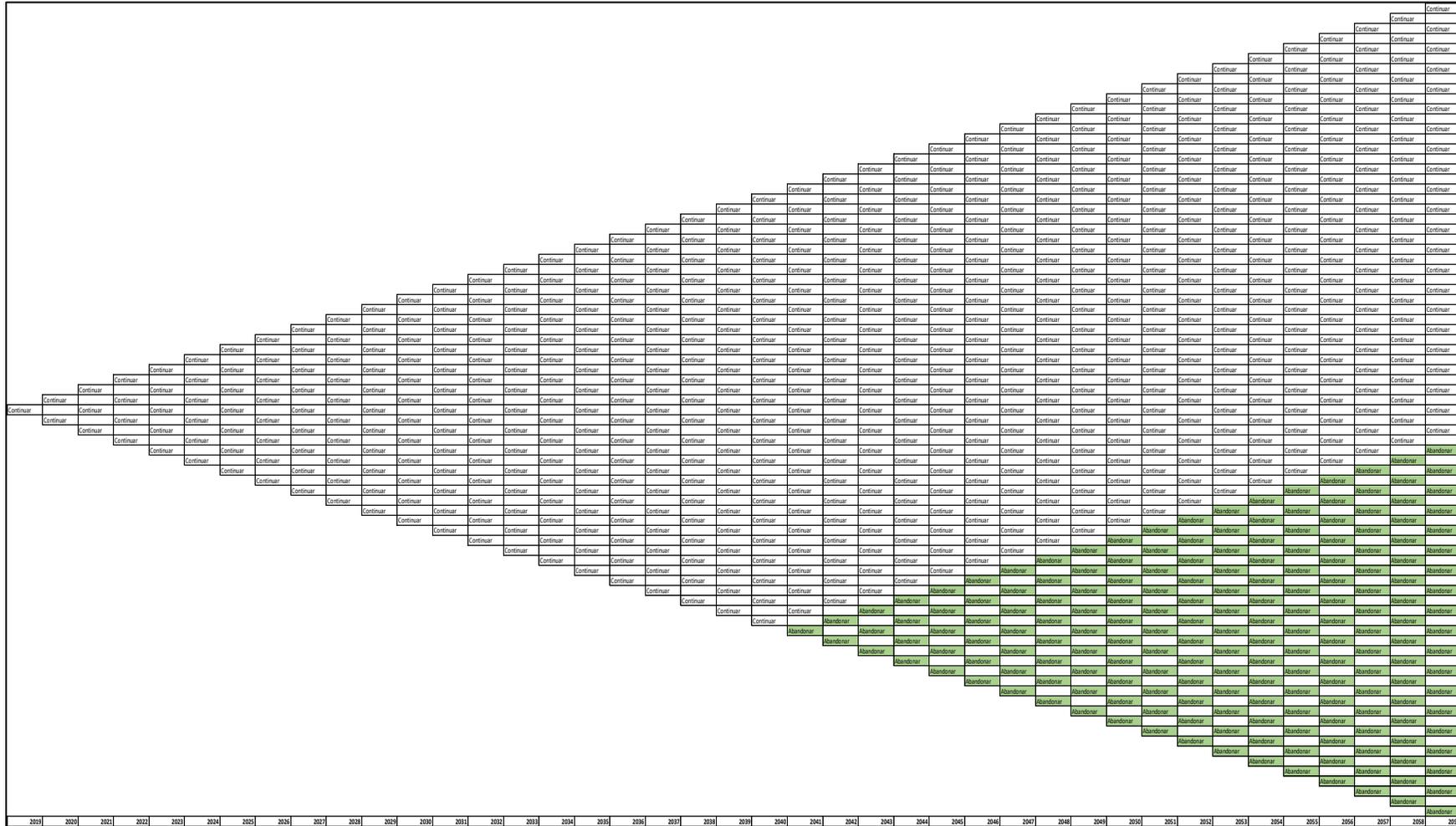
Las figuras 5 presenta la evolución del árbol binomial del proyecto hidráulico. Esta figura muestra escenarios que van desde valores altos, en situaciones de mercado favorables, hasta en escenarios negativos. La figura 6 muestra el valor de la opción compuesta. Este resultado supera al Valor Presente Net (VPN, debido a que, este logra capturar el valor adicional otorgado por la flexibilidad gerencial asociada a la opción real compuesta. Esta capacidad de flexibilidad brinda a los directores la oportunidad de tomar decisiones importantes para continuar o abandonar el proyecto de acuerdo con el comportamiento del mercado; lo cual ayuda a mitigar, en gran medida el riesgo global del mismo. La opción de abandono actúa como un mecanismo protector que limita las posibles pérdidas en situaciones adversas.

El análisis destaca el gran potencial de crecimiento del proyecto al mostrar que los valores pueden alcanzar a 128 083 en el mejor escenario tras 40 años de desarrollo. Además, en las figuras 6 y 7 señalan los momentos en cuando se activaría la opción de abandonar en las etapas menos rentables del proyecto cuando el valor desciende por debajo de ciertos límites. Este enfoque permite capturar un valor adicional que no se refleja en los análisis de valor presente netos tradicionales y justifica la inversión incluso en situaciones donde el VPN podría ser ligeramente positivo. Las altas probabilidades de éxito en las primeras etapas sugieren que es sensato avanzar en la planificación y el diseño debido al bajo riesgo relativo de fracaso en estas etapas iniciales de un proyecto hidráulico prometedor.

Con los presentados se deduce que este proyecto tiene un valor significativo ofreciendo una valiosa flexibilidad estratégica. La posibilidad de abandonarlo ante situaciones desfavorables junto al potencial de altos rendimientos en escenarios positivos convierte a este proyecto en una opción atractiva desde el punto de vista de inversión estratégica. Es importante que los directores del proyecto, al avanzar en las etapas iniciales, supervisen de cerca los avances y estando preparados para tomar decisiones fundamentadas en cada momento crucial. El modelo brinda una herramienta para la toma de decisiones al permitir que los administradores evalúan constantemente la viabilidad del proyecto y ajustan el rumbo según sea necesario.

Figura 7.

Opción de continuar o abandonar el proyecto Hidráulico



Fuente: Elaboración propia (2024).

En cuanto al proyecto eólico, las figura 8 se aprecia la evolución del árbol binomial, mostrando escenarios altos y bajos, de acuerdo con el comportamiento del mercado. La figura 9 muestra el valor de la opción compuesta. Este resultado supera al Valor Presente Net (VPN, debido a que, este logra capturar el valor adicional otorgado por la flexibilidad gerencial asociada a la opción real compuesta. El análisis destaca el potencial de crecimiento del proyecto al mostrar que los valores pueden alcanzar a 6.362 en el mejor escenario tras 20 años de desarrollo. Además, en las figuras 9 y 10 señalan los momentos en cuando se activaría la opción de abandonar en las etapas menos rentables del proyecto cuando el valor desciende por debajo de ciertos límites. Este enfoque permite capturar un valor adicional que no se refleja en los análisis de valor presente netos tradicionales y justifica la inversión incluso en situaciones donde el VPN podría ser ligeramente positivo. Las altas probabilidades de éxito en las primeras etapas sugieren que es sensato avanzar en la planificación y el diseño debido al bajo riesgo relativo de fracaso en estas etapas iniciales de un proyecto hidráulico prometedor.

Con los presentados se deduce que este proyecto tiene un valor significativo ofreciendo una valiosa flexibilidad estratégica. La posibilidad de abandonarlo ante situaciones desfavorables junto al potencial de altos rendimientos en escenarios positivos convierte a este proyecto en una opción atractiva desde el punto de vista de inversión estratégica. Es importante que los directores del proyecto, al avanzar en las etapas iniciales, supervisen de cerca los avances y estando preparados para tomar decisiones fundamentadas en cada momento crucial. El modelo brinda una herramienta para la toma de decisiones al permitir que los administradores evalúan constantemente la viabilidad del proyecto y ajustan el rumbo según sea necesario

4. Discusión

La utilización de las opciones reales compuestas como mecanismo de valoración, se justifica no solo por la incorporación de la flexibilidad gerencial, sino también por la relevancia en la toma de decisiones estratégicas ante escenarios de riesgo e incertidumbre, de acuerdo con lo planteado por (Copeland y Antikarov, 2001) y (Trigeorgis, 1996). Esta flexibilidad permite a los directores de proyectos modificar, aplazar o abandonar las inversiones en generación de electricidad en función de la evolución de las variables críticas, como el precio de electricidad, las variaciones del clima, la demanda de electricidad, los precios de los combustibles, la competencia, la regulación, entre otros.

En relación con el proyecto hidroeléctrico, la inversión inicial más alta que la eólica, lo que refleja disparidades en los costos de capital de cada tecnología (IRENA, 2023). La vida útil de la infraestructura hidroeléctrica (40 años), documentada en trabajos como (Osterhage, 2021), genera beneficios considerables en términos de sostenibilidad financiera a largo plazo. En cuanto a la opción de aplazar el proyecto en fases iniciales, permite que los inversionistas atenúen el riesgo financiero asociado con los altos desembolsos iniciales. Dicho enfoque guarda relación con investigaciones que muestran la importancia de las opciones de abandono como mecanismo para contener pérdidas en circunstancias adversas, entre ellas están (Smit y Trigeorgis, 2003).

Por otro lado, el proyecto de generación eólica presenta una inversión inicial más baja y un lapso de vida útil más corto comparado con los generadores hidráulicos. Estas características combinadas con las altas probabilidades de éxito en fases tempranas resultan atractivas desde el enfoque del riesgo. Estos resultados concuerdan con investigaciones previas como (Venetsanos *et al.*, 2002) y (Maya *et al.*, 2012), quienes señalan la factibilidad financiera de proyectos eólicos al incorporar metodologías basadas en opciones reales. La fluctuación más acentuada en el factor de planta, generada por la variabilidad climática, refuerza la necesidad de contemplar indicadores ambientales en la valoración de iniciativas de generación, tal como advierten (Fuss *et al.*, 2008).

Respecto a las probabilidades condicionadas, estas aportan información valiosa acerca de los riesgos acumulativos que enfrentan ambas tecnologías. En la iniciativa hidroeléctrica, la probabilidad de éxito se reduce de manera notable en cada etapa, hasta llegar a 50,4 % durante la fase de ejecución. Esta situación pone de relieve la importancia de supervisar con cautela y de forma continua los momentos críticos del proyecto, tal como afirman (José y Alfaro-Calderón, 2013). Por otro lado, el proyecto eólico muestra probabilidades más estables, al ubicarse en 61,4 % de éxito condicionado, lo que evidencia su posición competitiva ante fluctuaciones del mercado, según el análisis de (Monjas-Barroso y Balibrea-Iniesta, 2013b).

Los resultados obtenidos por medio del modelo binomial ponen de manifiesto que, pese a los riesgos inherentes a ambas tecnologías, la flexibilidad gerencial aportada por las opciones reales incrementa de manera notable el valor añadido de los proyectos. Este hallazgo coincide con lo planteado por (Z. F. Liu *et al.*, 2008) que argumentan que las opciones reales son modelos más robustos que los enfoques tradicionales al captar el valor de la adaptabilidad en circunstancias de riesgo e incertidumbre. La posibilidad de anticipar escenarios favorables y adversos, representada a través del árbol binomial, enfatiza la utilidad del modelo no solo como recurso de valoración, sino también como respaldo para decisiones en tiempo real.

La comparación entre los proyectos hidroeléctrica y eólica hace evidente la necesidad de valorar no solo los costos y rendimientos, sino también las condiciones de flexibilidad y adaptabilidad que cada tecnología ofrece. Las opciones reales compuestas constituyen una

herramienta sólida que enfrenta las incertidumbres y contribuye a una asignación efectiva de los recursos en la toma de decisiones. El método propuesto, fundamentado en criterios rigurosos y respaldado por evidencia empírica, ofrece perspectivas relevantes para el desarrollo y la ejecución de políticas energéticas sostenibles.

5. Conclusiones

La adopción de opciones reales compuestas en la evaluación de proyectos energéticos constituye un avance metodológico que permite abordar la complejidad inherente al mercado eléctrico. Esta metodología facilita la gestión del riesgo e incertidumbres al incorporar herramientas analíticas capaces de integrar escenarios multifactoriales, lo que favorece la adaptabilidad de las decisiones de inversión frente a variables críticas como las variaciones climáticas, los precios de electricidad, la demanda de electricidad, los precios de los combustibles, la regulación, la competencia, entre otros. La inclusión de escenarios dentro del análisis contribuye a una toma de decisiones más informada y mejor preparada para enfrentar la volatilidad del sector.

En el caso de los proyectos de generación hidroeléctrico, la alta inversión inicial se justifica por su extensa vida útil y su capacidad de generación sostenida, lo que garantiza ingresos estables a largo plazo. Estas características lo posicionan como una alternativa estratégica para los inversores con perspectivas de largo plazo, siempre que se implementen herramientas como las opciones de abandono para reducir riesgos durante las etapas tempranas. Su alta exposición a la variabilidad climática añade una dimensión de incertidumbre tanto energética como financiera, convirtiéndolo en una solución riesgosa dentro de la matriz energética, si esta no está diversificada con tecnologías de generación que sean complementarias a este tipo tecnologías de generación.

Por otro lado, los proyectos eólicos presentan ventajas relacionadas con su flexibilidad en sus etapas de construcción por ser una tecnología modular. En otro orden de ideas, las probabilidades de éxito a lo largo de las distintas fases de este tipo de proyectos las hacen competitivas en entornos donde la incertidumbre climática puede desafiar las tecnologías tradicionales, debido a su complementariedad con generadores donde el recurso es el agua. En regiones donde presentan incentivos regulatorios hacen que se incrementan su viabilidad, contribuyendo a acelerar la transición hacia fuentes de energía más limpias en economías en desarrollo. Adicionalmente, la rápida recuperación de la inversión inicial fortalece su atractivo en contextos de alta demanda energética.

El análisis basado en probabilidades condicionadas aplicado a ambos tipos de proyectos revela cómo los riesgos acumulativos pueden afectar negativamente su éxito. En el caso de los proyectos hidroeléctricos, una disminución en la probabilidad de éxito en las fases avanzadas resalta la importancia de un seguimiento continuo y de decisiones estratégicas fundamentadas que permitan ajustes ante escenarios desfavorables. Este enfoque refuerza la capacidad de los directores para optimizar estrategias a medida que se identifican nuevas variables, mejorando la sostenibilidad y la viabilidad del proyecto.

La utilización de modelos de árbol binomial para valorar proyectos resulta importante al capturar el valor asociado a la flexibilidad gerencial. En contraste con métodos tradicionales como el Valor Presente Neto (VPN), este modelo integra decisiones estratégicas basadas en el comportamiento futuro de las variables clave, optimizando la asignación de recursos y reduciendo la exposición a riesgos. Además, ofrece un marco de análisis que evalúa no solo la viabilidad económica, sino también la capacidad de los proyectos para adaptarse a condiciones cambiantes a largo plazo.

La comparación entre las tecnologías hidroeléctrica y eólica evidencia la importancia de diversificar la matriz energética mediante soluciones que combinen sostenibilidad financiera, consideraciones ambientales y flexibilidad operativa. Este enfoque aborda de manera integral los desafíos derivados del cambio climático y de la creciente demanda energética, proporcionando lineamientos para la formulación de políticas sostenibles. La implementación conjunta de ambas tecnologías podría generar importantes beneficios complementarios, contribuyendo a una matriz energética más equilibrada y preparada para enfrentar las variaciones climáticas.

6. Referencias

- Arango, M. A. A. y Botero, S. B. (2017). La aplicación de opciones reales como herramienta de toma de decisiones en el mercado de electricidad. *Iberian Conference on Information Systems and Technologies, CISTI*. <https://acortar.link/GpzLYj>
- Asociación de Energías Renovables Colombia-SER. (2023). Proyectos de Energías Renovables 2023-2024 “Oportunidades y desafíos para su ejecución.” In *Asociación de Energías Renovables Colombia*.
- Botterud, A., Ilic, M. D. y Wangensteen, I. (2005). Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(1), 254–263. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.841217>
- Copeland, T. E. y Antikarov, V. (2001). *Real Options: A Practitioner’s Guide* (2001 Texere (ed.)). Cengage Learning. <https://books.google.com.co/books?id=fnhPAAAAMAAJ>
- Cuervo, F. I. y Boterob, S. B. (2014). Application of real options in decision-making in power markets | Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30(133), 397-407. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.06.003>
- Davis, G. y Owens, B. (2003). *Optimizing the Level of Renewable Electric R & D Expenditures Using Real Options Analysis* *Optimizing the Level of Renewable Electric R & D Expenditures Using Real Options Analysis*. 31(February), 1589-1608.
- de Bragança, G. G. F. y Daglish, T. (2017). Investing in vertical integration: electricity retail market participation. *Energy Economics*, 67, 355-365. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.07.011>
- Dixit, A. K. y Pindyck, R. S. (2012). Investment under uncertainty. In *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press. <https://doi.org/10.2307/2329279>
- Eduardo, C. y Quezada, B. (2008). *Inversiones Bajo Incertidumbre En Generación Eléctrica : Aplicación De Opciones Reales Y Generación Eléctrica : Aplicación De*. PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE ESCUELA DE INGENIERIA.
- Fuss, S., Szolgayova, J., Obersteiner, M. y Gusti, M. (2008). Investment under market and climate policy uncertainty. *Applied Energy*, 85(8), 708-721. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2008.01.005>

- Gollier, C., Proult, D., Thais, F. y Walgenwitz, G. (2005). Choice of nuclear power investments under price uncertainty: Valuing modularity. *Energy Economics*, 27(4), 667-685. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2005.04.003>
- Grupo Aval. (2024). *Renta Fija - Tes*. Grupo Aval. <https://acortar.link/QO4bi7>
- Guj, P., & Chandra, A. (2012). Real option valuation of mineral exploration/mining projects using decision Trees - Differentiating market risk from private risk. *Australasian Institute of Mining and Metallurgy Publication Series*, 177-188. <https://acortar.link/9XNK3o>
- IEA, O. (2013). *Power Generation Investment in Electricity Markets*.
- IRENA. (2023). *RENEWABLE GENERATION COSTS IN 2023*. International Renewable Energy Agency. <https://acortar.link/jAXP3T>
- Isaza, F. y Botero, S. (2014). Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30(133), 397-407. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.06.003>
- José, T. G. R. y Alfaro-Calderón, G. G. (2013). Decisiones de inversión para generar energía eléctrica a nivel internacional. In *Red Internacional de Investigadores en Competitividad* (pp. 2735-2752). Red Internacional de Investigadores en Competitividad.
- Kiriyaama, E. y Suzuki, A. (2004). Use of Real Options in Nuclear Power Plant Valuation in the Presence of Uncertainty with CO 2 Emission Credit. *Journal of Nuclear Science and Technology*, 41(7), 756-764. <https://doi.org/10.1080/18811248.2004.9715543>
- Lamothe, P. y Mendez, M. (2015). *Valoración a través de una opción real compuesta de un parque eólico con riesgos privados y de mercado*. January 2006.
- Lee, S. C. (2011). Using real option analysis for highly uncertain technology investments: The case of wind energy technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4443-4450. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.107>
- Lemos, S., & Botero, S. B. (2012). Hydro-Thermal Generation Portfolio Optimization At the Colombian Power Market. *DYNA*, 79, 62-71.
- Liu, K., Hou, Y., Wu, F. F. y Ni, Y. (2007). Application of exotic real option for electricity market: Trial for supply function bids case. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385934>
- Liu, Z. F., Huang, G. H. y Li, N. (2008). A dynamic optimization approach for power generation planning under uncertainty. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 30(14-15), 1413-1431. <https://doi.org/10.1080/15567030801929217>
- Mascareñas, J. (2005). *La valoración de un proyecto biotecnológico como una opción real compuesta* (Issue January 2005, pp. 1-20). Universidad Complutense de Madris.
- Maya, O. C., Hernández, B. J. y Gallego, M. Ó. (2012). La Valoración de Proyectos de Energía Eólica en Colombia Bajo el Enfoque de Opciones Reales. *Cuadernos de Administración*, 25(44), 193-231. <https://acortar.link/X0cTHk>

- Mendez, M., Goyanes, A. y Fernandez, P. L. (2015). Real Options Valuation of a Wind Farm. *Ssrn, February*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.2708351>
- Milanesi, G. S. (2014). Valoración probabilística versus borrosa, opciones reales y el modelo binomial. Aplicación para proyectos de inversión en condiciones de ambigüedad. *Estudios Gerenciales*, 30(132), 211-219. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.01.018>
- Monjas-Barroso, M. y Balibrea-Iniesta, J. (2013a). Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. *Energy Policy*, 55, 335-352. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.019>
- Monjas-Barroso, M. y Balibrea-Iniesta, J. (2013b). Valuation of projects for power generation with renewable energy: A comparative study based on real regulatory options. *Energy Policy*, 55, 335-352. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.019>
- Morales, S. D. (2024). *Subasta de cargo por confiabilidad deja al país ante un mayor déficit para 2027-2028*. Portafolio.
- Muñoz, J. I., Contreras, J., Caamaño, J. y Correia, P. F. (2009). Risk assessment of wind power generation project investments based on real options. *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 1-8. <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5281848>
- Nadarajah, S. y Secomandi, N. (2023). A review of the operations literature on real options in energy. *European Journal of Operational Research*, 309(2), 469-487. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2022.09.014>
- Nielsen, P. B., Hormann, M., Rud, J. N., & Lauge, F. M. (2016). *Guide report 4: The project development process* (p. 14). Nordic Council of Ministers. <https://acortar.link/MI11Mq>
- Niknam, T., Sharifinia, S. y Azizipanah-Abarghooee, R. (2013). A new enhanced bat-inspired algorithm for finding linear supply function equilibrium of GENCOs in the competitive electricity market. *Energy Conversion and Management*, 76, 1015-1028. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.012>
- Osterhage, W. (2021). Types of Energy Generation. *Energy Utilisation: The Opportunities and Limits*. https://doi.org/10.1007/978-3-030-79404-0_4
- Pereira, A. y Saravia, J. T. (2010). A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 80(7), 778-787. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2009.12.003>
- Pinto, T., Barreto, J., Pra??a, I., Sousa, T. M., Vale, Z. y Pires, E. J. S. (2015). Six thinking hats: A novel metalearner for intelligent decision support in electricity markets. *Decision Support Systems*, 79, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.dss.2015.07.011>
- Pioro, I. y Buruchenko, S. K. (2015). Nuclear Power as a Basis for Future Electricity Generation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 95. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/95/4/042002>
- Pioro, I. y Kirillov, P. (2019). Current status of electricity generation in the world and future of nuclear power industry. *Managing Global Warming*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814104-5.00003-X>

- Prabhakar, K. S., Raglend, I. J. y Kothari, D. P. (2013). A review on market power in deregulated electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 48, 139-147. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.024>
- Prabhakar Karthikeyan, S., Jacob Raglend, I. y Kothari, D. P. (2013). Impact of FACTS devices on exercising market power in deregulated electricity market. *Frontiers in Energy*, 7(4), 448-455. <https://doi.org/10.1007/s11708-013-0262-x>
- Pramanik, S. y Ravikrishna, R. (2017). A review of concentrated solar power hybrid technologies. *Applied Thermal Engineering*, 127, 602-637. <https://doi.org/10.1016/J.APPLTHERMALENG.2017.08.038>
- Reuter, W. H., Fuss, S., Szolgayová, J. y Obersteiner, M. (2012). Investment in wind power and pumped storage in a real options model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2242-2248. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.025>
- Rigatos, G. G. (2017). Kalman filtering approach to the detection of option mispricing in elaborated pde finance models. In *Intelligent Systems Reference Library*, 125, 141-152. https://doi.org/10.1007/978-3-319-52866-3_7
- Smit, H. T. J. y Trigeorgis, L. (2003). Flexibility and Games in Strategic Investment. *Multinational Finance Journal*, 14(1/2), 1-58. <https://doi.org/10.17578/14-1/2-4>
- Smit, H. T. J. y Trigeorgis, L. (2004). *Strategic investment: real options and games*. Princeton University Press. <https://press.princeton.edu/titles/7727.html>
- Smit, H. T. J. y Trigeorgis, L. (2012). Strategic investment: Real options and games. *Strategic Investment: Real Options and Games*. Princeton University Press.
- Srivastava, A. K., Kamalasadán, S., Patel, D., Sankar, S. y Al-Omit, K. S. (2011). Electricity markets: an overview and comparative study. *International Journal of Energy Sector Management*, 5(2), 169-200. <https://doi.org/http://dx.doi.org.ezproxy.lib.ryerson.ca/10.1108/17506221111145977>
- Taboada-González, R., Alfaron-Calderón, G. y González-Santoyo, F. (2015). Selección Bajo Incertidumbre de Portafolios de Generación Eléctrica. *Revista Internacional Administración & Finanzas*, 8(1), 69-78. <https://acortar.link/8fgmmo>
- Tourinho, O. A. F. (1979). *The Valuation of Reserves of Natural Resources: An Option Pricing Approach*. University of California, Berkeley.
- Trigeorgis, L. (1993). The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 28(1), 1-20. <https://doi.org/10.2307/2331148>
- Trigeorgis, L. (1996). Real options: Managerial flexibility and strategy in resource allocation. In *Journal of Banking & Finance*. [https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0378-4266\(97\)85585-9](https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/S0378-4266(97)85585-9)
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación* (pp. 1-60). Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

- Venetsanos, K., Angelopoulou, P. y Tsoutsos, T. (2002). Renewable energy sources project appraisal under uncertainty: The case of wind energy exploitation within a changing energy market environment. *Energy Policy*, 30(4), 293-307. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00096-9](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00096-9)
- Wesseh, P. K. y Lin, B. (2015). Renewable energy technologies as beacon of cleaner production: A real options valuation analysis for Liberia. *Journal of Cleaner Production*, 90, 300-310. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.11.062>
- XM- Expertos en Mercados. (2024). *Sinergox*. <https://sinergox.xm.com.co/hdrlg/Paginas/Historicos/Historicos.aspx>
- Yu, W., Sheblé, G. B., Peças-Lopes, J. A. y Matos, M. A. (2006). Valuation of switchable tariff for wind energy. *Electric Power Systems Research*, 76(5), 382-388. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.09.004>
- Zavala, V. M., Hepbasli, A., Sharifi, R., Fathi, S. H., Vahidinasab, V., Barbour, E., Wilson, I. A. G., Radcliffe, J., Ding, Y., Li, Y., Chattopadhyay, D., Alpcan, T. y Member, S. (2016). A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(January), 565-572. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.020>

Agradecimientos: La presente propuesta nace de la Tesis de Doctorado Decisiones estratégicas de inversión en energía renovable para generadores en un mercado eléctrico competitivo.

AUTOR/ES:

Claudia María García Mazo

Politécnico Colombiano Jaime Isaza Cadavid, Colombia.