Vigilada Mineducación

MODELO PREDICTIVO DEL RIESGO DE IMPAGO EN SERVICIOS DE CONEXIÓN PRESTADOS POR TRANSPORTADORES DE ENERGÍA COLOMBIANOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR

Predictive model of credit risk in connection services of Colombian solar generation projects for the Colombian electric transporter

MANUELA CUERVO ARANGO
JULIÁN ESTEBAN QUINTANA PUERTA

Trabajo de grado

Asesor:
Juan Manuel Arias Sánchez, MAF, MBA

UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE ECONOMÍA Y FINANZAS
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA - MAF
MEDELLÍN
2024

CONTENIDO

CONTENIDO 2

LISTA DE FIGURAS 6

LISTA DE TABLAS 7

RESUMEN 8

ABSTRACT 9

1. INTRODUCCIÓN 10

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 11

3. OBJETIVOS 15

3.1. GENERAL 15

3.2. ESPECÍFICOS 15

4. MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL 16

4.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) 16

4.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN) 17

4.3. GENERADOR 17

4.4. GENERADOR A GRAN ESCALA 18

4.5. TRANSPORTADOR 18

4.6. DISTRIBUIDOR Y COMERCIALIZADOR 19

4.7. PUNTO DE CONEXIÓN 20

4.8. CONTRATOS DE CONEXIÓN 20
4.9. TRANSICIÓN ENERGÉTICA 22
4.10. GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA 22
4.11. RIESGOS, TIPOS Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN 23
4.12. MODELOS DE VALORACIÓN Y GESTIÓN DEL RIESGO 27
4.13. PROYECTO 33
4.14. CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO 33
4.15. ESTRUCTURA DE CAPITAL 34
4.16. PROJECT FINANCE 35
4.17. COVENANT 36
4.18. VALORACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS 37
4.19. POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA) 37
4.20. MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA 37
4.21. MERCADO LIBRE 38
4.22. MERCADO REGULADO 38
5. DISEÑO METODOLÓGICO 39
5.1. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES 40
5.2. METODOLOGÍA Y FUENTES 40
6. MODELO PREDICTIVO 42

6.1. MODELOS PREDICTIVOS USADOS EN COLOMBIA Y ALGUNOS OTROS PAÍSES 42

6.1.1. Aproximación por opciones reales 53

6.1.2. Procedimiento para evaluar las opciones reales 54

6.1.3. Métodos de evaluación de opciones reales 57

6.2. ADAPTACIÓN DEL MODELO PARA EL CASO ESPECÍFICO DEL SECTOR TRANSPORTADOR COLOMBIANO 59

6.2.1. Marco regulatorio 59

6.2.2. Escenarios de inversión 60

6.2.3. Modelación de la tarifa 62

6.2.4. Valoración por flujo de caja libre descontado 65

6.2.5. Valoración por opciones reales 66

6.2.6. Decisión de inversión 69

6.3. EVALUACIÓN DEL MODELO 71

6.3.1. El Copey 200 MW 74

6.3.2. Sahagún 250 MW 76

6.3.3. Cimitarra 500 MW 78

6.3.4. Conclusiones de la evaluación 80

7. CONCLUSIONES 83

8. REFERENCIAS 85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Precios de energía en Colombia 2004-2024 ..... *63*
Figura 2: Momentos de inversión *66*
Figura 3: Construcción árbol del valor del activo subyacente *67*
Figura 4: Construcción árbol del valor del valor de la opción *68*
Figura 5: Construcción árbol de decisión *69*
Figura 6: Árbol del valor del activo subyacente – El Copey 200 MW *75*
Figura 7: Árbol del valor del valor de la opción – El Copey 200 MW *76*
Figura 8: Árbol de decisión – El Copey 200 MW *76*
Figura 9: Árbol del valor del activo subyacente – Sahagún 250 MW *77*
Figura 10: Árbol del valor del valor de la opción – Sahagún 250 MW *78*
Figura 11: Árbol de decisión – Sahagún 250 MW *78*
Figura 12: Árbol del valor del activo subyacente – Cimitarra 500 MW *79*
Figura 13: Árbol del valor del valor de la opción – Cimitarra 500 MW *80*
Figura 14: Árbol de decisión – Cimitarra 500 MW *80*

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Metodología y fuentes *40*
Tabla 2: Hallazgos revisión de literatura *52*
Tabla 3: Hallazgos revisión de literatura *64*
Tabla 4: Cálculo general del costo de capital *72*
Tabla 5: Datos comunes a los proyectos *73*
Tabla 6: Alternativas para estimación del OPEX *74*
Tabla 7: Datos construcción y operación del proyecto – El Copey 200 MW *75*
Tabla 8: Horas estándar de sol promedio diario por mes– El Copey 200 MW *75*
Tabla 9: VPN por escenarios – El Copey 200 MW *76*
Tabla 10: Datos construcción y operación del proyecto – Sahagún 250 MW *77*
Tabla 11: Horas estándar de sol promedio diario por mes– Sahagún 250 MW *77*
Tabla 12: VPN por escenarios – Sahagún 250 MW *78*
Tabla 13: Datos construcción y operación del proyecto – Cimitarra 500 MW *79*
Tabla 14: Horas estándar de sol promedio diario por mes– Cimitarra 500 MW *79*
Tabla 15: VPN por escenarios – Cimitarra 500 MW *80*

RESUMEN

La generación eléctrica en Colombia es principalmente hidroeléctrica, pero viene creciendo la producción de energía solar. Los transportadores ofrecen un servicio de conexión a los generadores, y cuando se le ofrecen los proyectos de generación solar representa un riesgo financiero significativo para el transportador. Para mitigar este riesgo, los transportadores están interesados en conocer el riesgo de impago que tienen estos proyectos. En este trabajo, se desarrolló un modelo para predecir el riesgo de impago al transportador colombiano del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional, para proyectos de generación solar a gran escala. Este modelo se desarrolló en tres etapas.

Se documentaron diferentes modelos que se utilizan en la literatura académica, tanto en Colombia como en el mundo. Tras esta revisión de la literatura, se formuló un modelo financiero de flujo de caja libre descontado asociado a una aproximación por opciones reales. Finalmente, se aplicó el modelo a tres proyectos de una base de datos pública de proyectos de generación solar y se comparó el resultado de la aproximación de opciones reales, con el valor presente neto obtenido por flujo de caja libre descontado. Se encontró que la aproximación por opciones reales ofrece al transportador la posibilidad de invertir de manera escalonada, evaluando paso a paso las condiciones del mercado, sin hacer las grandes inversiones y sin asumir el riesgo que implicaría ofrecer el servicio de conexión desde el inicio, pero pudiendo invertir en proyectos que no serían viables si se evalúan únicamente por flujo de caja libre descontado.

Palabras clave: Criterios para toma de decisiones bajo riesgo e incertidumbre (D81), Fuentes de energía alternativas (Q42), Econometría financiera (C58).

ABSTRACT

Colombia generates electric power mainly through hydroelectric centrals, but photovoltaic power seems to be a promising alternative. Power transporters offer connection services to the power generators, but these photovoltaic power projects seem to be a financial risk for the transporter. Power transporters could mitigate risk by predicting credit risk for these power projects. In this paper, a prediction model for credit risk for these solar power projects was developed. The model was developed in three stages.

Academic literature was researched, searching for the diverse models used in Colombia and other countries in similar situations. After these literature review, a financial model was formulated; the selected model used a Discounted Cash Flow (DCCF) with a Real Options Approach (ROA). The model was then applied to 3 projects chosen from a public database of photovoltaic power projects, and Net Present Value obtained through DCCF is compared to the ROA. It was found that ROA allows the power transporter the possibility of investing step by step, evaluating market conditions that change the project value and without assuming the risk of being fully invested from the beginning.

Keywords: Criteria for Decision-Making under Risk and Uncertainty (D81), Alternative energy sources (Q42), Financial econometrics (C58).

1. INTRODUCCIÓN

Colombia tiene un sistema interconectado nacional que agrupa a todos los generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores. Los transportadores ofrecen un servicio de conexión a los generadores (Congreso de Colombia, 1994). La matriz de generación eléctrica en Colombia es principalmente hidroeléctrica, pero viene creciendo la producción de energía solar. Hay gran cantidad de proyectos de generación solar y eólica en desarrollo (Marti-Planas y Cárdenas, 2019). Para muchos de estos proyectos, los transportadores han firmado contratos de conexión con los generadores, lo que implica para los transportadores asumir un riesgo financiero. En consecuencia y según la experiencia de la co-autora de este trabajo, los transportadores están interesados en conocer el riesgo de impago que tienen estos proyectos. En este trabajo, se busca desarrollar un modelo que le permita al transportador determinar el riesgo de impago del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional, para un proyecto de generación solar, con la información que tiene disponible el transportador.

Para diseñar un modelo que permita predecir el riesgo de impago al transportador del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional para un proyecto de generación solar a gran escala, se documentarán los diferentes modelos de riesgo que se utilizan en Colombia y en algunos otros países, para evaluar así los proyectos de generación solar (o similares); se adaptará un modelo de riesgo a las circunstancias específicas del transportador de energía colombiano; y se evaluará el desempeño del modelo seleccionado, simulando su utilización con proyectos existentes.

Para ello, se hará una investigación descriptiva, no experimental, basándonos en fuentes de datos secundarias.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El sistema eléctrico colombiano, también denominado Sistema Interconectado Nacional (SIN), es regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), planeado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y gestionado por la empresa XM®, filial de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA®). El SIN busca que el consumidor final tenga la mayor confiabilidad posible, incentivando simultáneamente la generación al menor costo disponible. El SIN cubre al 96% de la población del país (Pérez-Castellanos, 2023). Desde 1994, los actores del sistema eléctrico nacional están divididos en generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores. Todos los generadores a gran escala que quieran venderle su producción energética al sistema tienen acceso a este a través de los transportadores; a su vez, los transportadores pueden hacer contratos de acceso con el generador, donde el generador construye la infraestructura necesaria para acceder al sistema eléctrico, pero, usualmente, pactan contratos de conexión, donde el transportador construye, administra, opera y mantiene la infraestructura para que el generador acceda al SIN, con la disponibilidad que requiera, a cambio de un monto mensual: el cargo de conexión (Congreso de Colombia, 1994).

En la actualidad la matriz de generación de energía eléctrica en Colombia está compuesta en un 66.4% por energía hidráulica, 30.25% por energía térmica y 3.35% por fuentes de energía renovables no convencionales (XM, 2023); así, siendo la mayor parte de la producción de energía eléctrica en Colombia de tipo hidráulica, existe una alta dependencia del sistema del recurso hídrico y, por lo tanto, la confiabilidad del suministro en escenarios de hidrología crítica, como el Fenómeno del Niño, puede ser vulnerable (XM, 2023).

Ante la variabilidad de la cantidad de agua disponible que producen los cambios estacionales del clima, la confiabilidad la garantizan las plantas termoeléctricas, que producen energía cuando los niveles de los embalses bajan y se requiere de una fuente de respaldo. En condiciones de hidrología favorable la generación hidroeléctrica alcanza a cubrir cerca del 85% de la demanda del país, mientras que durante los periodos de sequía cerca del 50% de la demanda es cubierta por generación térmica que se produce quemando un combustible fósil, en su mayoría gas natural (aunque podrían usar diésel, gasolina o carbón), lo cual no es una fuente que se considere limpia, y tiene un impacto claro en el calentamiento global (Marti-Planas y Cárdenas, 2019).

Como respuesta a lo anterior y al cambio climático, el Gobierno colombiano, a través de la UPME, se propuso siete objetivos en el Plan Energético Nacional 2020-2050, encaminados a la seguridad del suministro energético y diversificación de la matriz energética, así como a la gestión ambiental del sector energético; en estos objetivos se abordan todos los retos para la transformación energética del país. El plan a largo plazo se enmarca en cuatro pilares, que incluyen la inclusión de fuentes de energía renovables como fuente principal de generación del país (UPME, 2020).

En línea con dicho plan, el país desarrolló una política de transición energética, contenida en la Ley 2099 de 2021, que ha incentivado el desarrollo de múltiples alternativas para la generación eléctrica y, entre estas, destacan los proyectos de generación solar (Congreso de Colombia, 2021). Como resultado, hay gran cantidad de proyectos de generación solar y eólica en desarrollo. Para muchos de estos proyectos los transportadores han firmado contratos de conexión con los generadores, lo que implica para los transportadores asumir un riesgo financiero. En consecuencia, los transportadores están interesados en conocer el riesgo de impago que tienen estos proyectos.

Los proyectos de generación solar se estructuran, regularmente, a través de mecanismos de Project Finance. Este tipo de financiación supone la creación de una personería jurídica independiente de la empresa que lo patrocina: el Vehículo de Propósito Especial (SPV, por sus siglas en inglés), también denominado como "el proyecto". El proyecto tiene un patrimonio autónomo, que no hace parte del balance de la compañía que lo crea; en el proyecto, la empresa es dueña del patrimonio (el *equity*) del proyecto y aparece una deuda, que son recursos que proveen bancos, corporaciones financieras, organismos multilaterales, participantes del mercado de capitales, entre otros, en forma de pasivo y por el que cobran intereses. En la financiación de tipo Project Finance es frecuente que la estructura de capital (esto es, la relación deuda-patrimonio o D/E ratio) sea mayor al 70%: es mayor el aporte de recursos que hacen los bancos en forma de deuda, que el que pone la empresa dueña del proyecto, en forma de patrimonio (Berk y DeMarzo, 2020; Ross et al., 2015)

Los bancos que hacen los créditos al proyecto tienen acceso a una enorme cantidad de información del proyecto, por lo que pueden usar modelos de estimación del riesgo, como el modelo *Z-Score* de Altman o el modelo de Merton, para evaluar el riesgo de crédito, esto es, la probabilidad de impago del proyecto al acreedor. Además de tener acceso a toda la información, los bancos suelen estructurar la deuda con garantías y con *covenants*. Los *covenants* son compromisos en los que el deudor (de un préstamo, de una emisión de deuda o de un contrato de financiación) se compromete ante el acreedor a mantener su situación de liquidez, solvencia o estabilidad financiera, para reducir las posibilidades de impago de dicha deuda; las garantías son instrumentos que les permiten recuperar los recursos invertidos, en caso de presentarse el impago (Altman, 1968; Hull, 2015).

Por su parte, los transportadores que firman contratos de conexión con los proyectos no tienen acceso a gran parte de la información financiera de los proyectos, como sí la tiene un banco. En

respuesta a esta asimetría de información, los transportadores piden unas garantías diferentes: la práctica entre los transportadores colombianos es que ellos exigen una garantía bancaria líquida por el valor de los pagos que deberían recibir durante 30 años. Esta garantía es un activo con un costo de oportunidad muy elevado para la mayor parte de los proyectos, por lo que con frecuencia estos no están dispuestos a desembolsar esta garantía y se pierden muchas oportunidades de negocio; es decir, estas garantías son ineficientes, porque hacen que no se materialicen muchos negocios.

En este trabajo se busca desarrollar un modelo para evaluar el riesgo de impago de los proyectos de generación solar a gran escala, a partir de la información que tiene disponible el transportador. Como los proyectos de generación solar son relativamente nuevos para el sistema y están todos aún en fase de desarrollo, no hay información para poder hacer analítica de datos: no hay datos históricos suficientes para hacer regresiones y evaluar cuáles son los factores que se relacionan con los impagos. Tampoco está disponible para el transportador toda la información respecto a múltiples variables financieras del proyecto y, mucho menos, del dueño o *sponsor* del proyecto, pues este tiene una personería jurídica separada y no se le trasladan a este las responsabilidades económicas del proyecto.

Se pretende, entonces, desarrollar un modelo que le permita al transportador determinar el riesgo de impago del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional, para un proyecto de generación solar de gran escala, con la información que sí tiene.

3. OBJETIVOS

3.1. GENERAL

Diseñar un modelo que permita predecir el riesgo de impago al transportador colombiano del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional para un proyecto de generación solar a gran escala.

3.2. ESPECÍFICOS

1. Documentar los diferentes modelos de riesgo que se utilizan en Colombia y en algunos otros países, para evaluar los proyectos de generación solar (o similares).
2. Adaptar un modelo de riesgo a las circunstancias específicas del transportador de energía colombiano.
3. Evaluar el desempeño del modelo seleccionado, simulando la evaluación de algunos proyectos existentes.

4. MARCO TEÓRICO O MARCO CONCEPTUAL

4.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

En el contexto del sistema eléctrico colombiano, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es la red de transmisión de energía eléctrica que conecta las diferentes regiones del país; permite la transferencia de electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, buscando un suministro continuo y confiable de energía.

El SIN en Colombia está operado y coordinado por el Centro Nacional de Despacho de Carga (CND), perteneciente a XM ®, una filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P®. La interconexión nacional facilita la optimización de la generación y el transporte de electricidad, permitiendo que las áreas con excedentes de energía puedan suministrar a aquellas con déficits.

La existencia de un Sistema Interconectado Nacional contribuye a la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico, ya que proporciona flexibilidad en la gestión de la oferta y la demanda de energía. Además, facilita la integración de las distintas fuentes de generación, incluyendo plantas hidroeléctricas, térmicas y de energías renovables, para diversificar la matriz energética y mejorar la sostenibilidad del sistema eléctrico.

Aunque aplican múltiples normas y varios organismos de regulación y supervisión, la ley más relevante, que plantea el marco en el que funciona el sistema eléctrico actual, es la Ley 143 de 1994. La Constitución Política de 1991 estableció como deber del Estado el logro de la eficiencia en la prestación de los servicios públicos y abrió la puerta a la participación de privados en la prestación de servicios públicos (Asamblea Nacional Constituyente, 1991). En cumplimiento de este nuevo marco constitucional, el Congreso tramitó en 1994 la Ley 143, que reestructuró el

sistema eléctrico nacional y abrió las puertas a la inversión privada y a la competencia, eliminando el monopolio estatal (Congreso de Colombia, 1994). Esta ley también dividió el sector en las diversas partes de la cadena: generador, transportador, distribuidor y comercializador.

4.2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN)

De acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009, el STN es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica, compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestación que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 2009).

4.3. GENERADOR

Según la Ley 143 de 1994, un generador de electricidad es una entidad encargada de producir energía eléctrica. Sus funciones y responsabilidades están relacionadas con la generación de electricidad y la conexión de sus instalaciones a la red de transmisión (Congreso de Colombia, 1994). Por otro lado, la Resolución CREG 024 de 1995 establece que un generador es una persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW, o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 1995a).

4.4. GENERADOR A GRAN ESCALA

Para efectos del presente documento, se considera como generador a gran escala aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al STN, con una capacidad efectiva total en la central superior a los 80 MW. Aunque dicho concepto no está definido en la regulación colombiana, 80 MW es la capacidad mínima con la que la conexión del proyecto al STN es viable técnico-económicamente.

4.5. TRANSPORTADOR

Según la Ley 143 de 1994, un transmisor o transportador de energía es una entidad encargada de la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas instalaciones de transmisión permiten transportar la energía eléctrica desde los lugares de generación hasta los puntos de conexión con las redes de distribución (Congreso de Colombia, 1994).

La misma ley define las siguientes funciones del transmisor:

1. Construcción y operación de líneas de transmisión: Los transmisores son los responsables de construir y operar las líneas de transmisión de energía eléctrica necesarias para la interconexión de las diferentes regiones del país.
2. Licencia de transmisión: Los transportadores deben obtener una licencia de transmisión otorgada por la autoridad competente (la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME), que autoriza la construcción y operación de las instalaciones de transmisión.
3. Acceso y conexión: Facilitan el acceso de los generadores y otros agentes del mercado a la red de transmisión, garantizando condiciones justas y no discriminatorias.

4. Coordinación con el CND: Colaboran con el CND en la coordinación y programación de la operación del sistema eléctrico para garantizar la confiabilidad y estabilidad del mismo.

5. Mantenimiento y mejora de las instalaciones: Deben mantener la eficiencia y seguridad del sistema.

6. Información y reportes: Proporcionan información relevante sobre la operación de las instalaciones y cumplen con los requerimientos de reportes establecidos por la autoridad competente.

En Colombia, compañías públicas distintas hacen labores de transporte; de ellas, ISA Intercolombia S.A. E.S.P., también filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), es la transmisora responsable del 80% de la infraestructura del STN, y trabaja exclusivamente en transmisión; las restantes son compañías integradas que llevan a cabo adicionalmente otras actividades de la cadena eléctrica (es decir, generación, transmisión, distribución y comercialización).

4.6. DISTRIBUIDOR Y COMERCIALIZADOR

Según la Ley 143 de 1994, un distribuidor de energía eléctrica es una entidad encargada de operar y gestionar las redes de distribución, que son las infraestructuras encargadas de llevar la electricidad desde los puntos de conexión con la red de transmisión hasta los usuarios finales, como hogares, comercios e industrias. Un comercializador de energía eléctrica se ocupa de la compraventa de energía eléctrica, pero no necesariamente opera las redes de distribución. Una misma empresa puede desempeñar ambos roles, es decir, actuar como distribuidor y

comercializador de energía; sin embargo, estos roles también pueden ser desempeñados por entidades diferentes.

4.7. PUNTO DE CONEXIÓN

De acuerdo con la Resolución CREG 38 de 2014, es el punto eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR (Sistema de Transmisión Regional) o a un SDL (Sistema de Distribución Local), con el propósito de transferir energía eléctrica (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 2014).

4.8. CONTRATOS DE CONEXIÓN

Un contrato de conexión es un documento contractual regulado por el Artículo 1.4.6.1 del Código de Redes de Energía Eléctrica, producto del acuerdo entre las partes —para el caso de estudio, generadores y transportadores—, que regula las relaciones técnicas, jurídicas, económicas, administrativas y comerciales que se derivan de la conexión de un generador al STN, en punto de conexión administrado por un transportador (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 1995b).

De acuerdo con el numeral 4.1.1 del Código de Conexión, una vez la UPME ha aprobado la conexión de la planta, el transportador está obligado a ofrecerle al generador un punto de conexión, al nivel de tensión aprobado y, en ese sentido, según el interés del promotor en adquirir o no un servicio de conexión, debe suscribirse un contrato de conexión para regular las condiciones de su conexión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 1995b).

En el sistema eléctrico colombiano, existen tres (3) tipos de contratos de conexión:

1. Contrato con servicio: En este tipo de contrato, el transportador construye la infraestructura necesaria para que el generador pueda acceder al STN, con la disponibilidad requerida y, posteriormente, administra, opera y mantiene dicha infraestructura, a cambio de un cargo mensual: el cargo de conexión. En este esquema el transportador mantiene la propiedad de los activos y, dado que los activos fueron diseñados y construidos por él, bajo sus estándares internos, se asume que estos cumplen con todos los requisitos técnicos que permitan salvaguardar la integridad del punto de conexión y el sistema eléctrico en general.

2. Contrato de acceso: En este tipo de contrato el generador es el responsable de construir la infraestructura necesaria para la conexión de la planta y, posteriormente, de administrarla, operarla y mantenerla, para la disponibilidad que él requiera. Es decir, este es el caso en el que el generador no quiere contratar con el transportador la construcción de la infraestructura y, en ese caso, se deben regular las condiciones de la conexión, considerando que, además del libre acceso a la red, el transportador debe garantizar que la conexión cumpla con los estándares mínimos para salvaguardar la integridad del sistema eléctrico y, en ese sentido, de acuerdo con el numeral 5 del Código de Conexión, debe revisar y aprobar la ingeniería y supervisar la construcción de la conexión, a cambio de un único pago: los costos de conexión.

3. Contrato de administración, operación y mantenimiento: En este tipo de contrato el generador es responsable de construir la infraestructura necesaria para la conexión de la planta, no obstante, delega al transportador su administración, operación y mantenimiento. Así, al generador le asiste la obligación de diseñar y construir la infraestructura para la conexión, de acuerdo con las directrices del transportador, a quien a su vez le asiste la

obligación de revisar y aprobar la ingeniería y supervisar la construcción, en los mismos términos expuestos en el numeral anterior. Sin embargo, una vez entrados en operación los activos, el transportador debe administrarlos, operarlos y mantenerlos (AOM), mientras que el generador es el responsable de realizar cualquier reposición que se requiera. En este escenario se generan ingresos para el transportador por costos de conexión y por el AOM de los activos.

4.9. TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética puede definirse como un cambio significativo en el sistema energético de un país o región, que puede estar asociado a la estructura del sistema, a las fuentes de energía que lo alimentan, a sus costos o al régimen político-económico que rige el suministro y consumo de energía (Linares, 2018). Para efectos del presente documento, se entenderá la transición energética como el cambio en la matriz energética de un país para la incorporación de generación por medio de energías renovables no convencionales.

Como se mencionó previamente en este documento, en el caso particular de Colombia, la transición energética está regulada por la Ley 2099 de 2021, en donde se incluyen incentivos tributarios que buscan incentivar el desarrollo de plantas de generación con energías renovables no convencionales, y se establece la posibilidad de participación de dichas fuentes en las subastas de energía de largo plazo y en las subastas de cargo por confiabilidad (Marti-Planas y Cárdenas, 2019).

4.10. GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

La generación solar fotovoltaica es un sistema de generación de energía eléctrica, en el que el recurso primario es la radiación electromagnética del sol y su captación se realiza a través de células

fotovoltaicas, que conforman los hoy conocidos paneles fotovoltaicos o solares (Méndez Muñiz y Cuervo García, 2007).

4.11. RIESGOS, TIPOS Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN

El riesgo es una medida de la incertidumbre en torno al rendimiento que ganará una inversión. Las inversiones cuyos rendimientos son más inciertos se consideran generalmente más riesgosas (Gitman et al., 2016).

En lo referente a proyectos, se identifican los siguientes tipos de riesgo (Larreur, 2021):

- Construcción: Se refiere al conjunto de circunstancias que pueden evitar la materialización de un proyecto, retrasarlo o aumentar significativamente su costo total. La naturaleza de los eventos que pueden constituir un riesgo de construcción es variada, pero se destacan la no obtención de permisos de construcción, licencias ambientales, negociaciones prediales, permisos particulares que se requieran del Gobierno, problemas con la gestión social, entre otros. Para mitigar el riesgo, los responsables del proyecto lo llevan a RTB (*Ready to Build*) antes de comprometer recursos en la construcción. Lo anterior implica tener un diseño básico del proyecto con información primaria, en donde hayan intervenido todas las disciplinas (técnica, ambiental, social y predial) y se haya determinado la viabilidad técnica del proyecto, además de contar con todos los permisos necesarios para el inicio de la construcción.

  Generalmente, como medida de gestión de este riesgo, se contrata la construcción del proyecto bajo el esquema EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) a libro

cerrado y se solicitan las garantías respectivas para la ejecución (cumplimiento, buen uso del anticipo, seriedad de la oferta, equipos, etc.).

- Técnico: Se refiere a aquellos riesgos de error o cambio en los supuestos considerados para la concepción y el diseño de un proyecto. En este tipo de riesgo entra la mala estimación del recurso primario para un proyecto de generación, la inadecuada especificación de equipos, la mala selección de la tecnología, entre otros.

  Como medida de mitigación, suelen contratarse expertos para realizar interventoría a los diseños del proyecto.

- Crédito: Desde la óptica del financiador, se refiere a la posibilidad de impago, por parte del proyecto, de las obligaciones adquiridas. Dentro de los factores determinantes para la evaluación de este riesgo se encuentran el origen de los ingresos del proyecto, nivel de apalancamiento (teniendo en cuenta la calidad crediticia de los *sponsors*), importancia estratégica del proyecto para los *sponsors* y la naturaleza de las garantías ofrecidas al financiador.

- Mercado: Se refiere a la exposición a la variabilidad del precio de mercado del producto que se vende; para el caso de este documento, el precio de la energía eléctrica. Como medida de mitigación, se suscriben contratos de largo plazo de venta de energía (ver definición de POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA)). No obstante, para el caso de estudio del presente documento, ante imprevistos, como el retraso en la entrada de puesta en operación del proyecto, los ingresos del proyecto podrían estar sometidos al precio de bolsa y, en ese sentido, es prudente tener algunas reservas.

- Tasa: Se refiere a la posibilidad de variaciones bruscas en la tasa de interés de la financiación. La negociación de una tasa fija, la indexación de los ingresos a la variación del mismo indicador del crédito y la compra de un *swap* de tasa de interés, constituyen medidas de mitigación de este riesgo.

- Cambio: Este riesgo aparece cuando los ingresos o los costos y gastos se encuentran en una denominación diferente a la de los ingresos. Este riesgo puede mitigarse mediante la negociación con proveedores o la compra de coberturas, por ejemplo.

- Operación: Aparece tanto en la fase de construcción como en la fase de operación de los proyectos, y se refiere a cualquier contingencia, inherente a los procesos naturales del *core* de cada fase y a aquellos transversales que posibilitan su desarrollo y que pueden derivar en pérdidas para el proyecto.

  Desde el punto de vista de los financiadores, un mecanismo de mitigación consiste en trabajar solo son *sponsors* con amplia trayectoria en la construcción y operación del mismo tipo de proyectos, mientras que los *sponsors* mitigan este riesgo seleccionando contratistas de las mismas características.

- Tecnológico: Se presenta cuando el proyecto depende de alguna tecnología en particular, cuya consecución sea difícil o, por la dinámica del sector, pueda quedar obsoleta rápidamente y que dicha obsolescencia intervenga con la correcta operación del proyecto.

- Político: Se presenta cuando el proyecto se desarrolla en escenarios de inestabilidad política que pueden afectar la rentabilidad de este. Para el caso de estudio, en este riesgo se incluye el cambio en las políticas fiscales para generación con energías renovables no

convencionales, intervención hostil sobre la propiedad de los activos del proyecto o los flujos de caja futuros, cambios en la regulación bajo la cual se concibió el proyecto como una oportunidad, destrucción del proyecto por grupos terroristas, entre otros.

Este tipo de riesgo puede mitigarse con la constitución de un seguro de riesgo político que cubra, además de los eventos anteriormente nombrados, la imposibilidad de retirar los flujos de efectivo del país de operación del mismo.

- Ambiental: Nace de errores o imprecisiones al momento de evaluar el impacto ambiental del proyecto y establecer las medidas de mitigación para aprobación por parte de la autoridad ambiental, así como a la negligencia en la ejecución del plan de manejo ambiental aprobado. Adicionalmente, este riesgo puede surgir de cambios en la regulación ambiental.

  Para mitigar este riesgo, los proyectos suelen asesorarse de firmas ambientales especializadas que garantizan el diseño y ejecución de un plan de manejo ambiental con altos estándares de calidad, que pueden ser incluso superiores a los requeridos por la regulación. Además, para el caso de estudio, una buena práctica consiste en incluir los costos de desmantelamiento de la infraestructura del proyecto, una vez se cumple el horizonte de operación.

- Fuerza mayor y otros riesgos: En la legislación colombiana, la fuerza mayor está definida como un imprevisto al que no es posible resistirse. En general, se considera que un evento es fuerza mayor cuando este es imprevisible, externo a las partes del contrato e inevitable; en esta categoría se incluyen los desastres naturales, el apresamiento por parte de un enemigo y el denominado “hecho del príncipe”, que es la decisión del soberano tomada de

manera general que afecta la economía del contrato y se impone irresistiblemente (Congreso de Colombia, 1887).

Este tipo de riesgos, así como otros no identificables tan fácilmente, se mitigan mediante constitución de seguros, generalmente el de propiedad y el de responsabilidad civil.

4.12. MODELOS DE VALORACIÓN Y GESTIÓN DEL RIESGO

Para la valoración del riesgo de mercado, se utilizan los modelos *Value at risk* – VaR y el *Expected Shortfall* – ES. El VaR es una medida de la exposición de un portafolio al riesgo de mercado; el VaR se define como la máxima pérdida esperada que podría registrarse durante un determinado período de tiempo, para un nivel dado de confianza:

$$\mathrm{VaR}_{(1-\alpha)} = \mathrm{q}_{(1-\alpha)}(\mathrm{L})$$

O, dicho de otra manera:

$$\Pr(Pérdida > \mathrm{VaR}) = \alpha$$

Es decir, el VaR responde a la pregunta: ¿Cuál es la pérdida del portafolio que sólo va a ser excedida un α por ciento de las veces en los próximos K días? El VaR lo creó RiskMetrics ® y sigue siendo una de las medidas más usadas. Es fácil de entender, y por eso es el más utilizado, pero tiene ciertas limitaciones (Hull, 2015).

El ES(1-α) es la media de los valores que están por encima del VaR:

$$ES_{(1-\alpha)} = \frac{1}{\alpha}\int_{1-\alpha}^{1} VaR_{(1-\alpha)}(L)du\,, u \geq (1-\alpha)$$

El ES(1-α) es igual al promedio de las pérdidas que se encuentran por encima del VaR(1-α) (Hull, 2015).

Respecto al riesgo de liquidez, hay que separar dos tipos diferentes de este: riesgo de liquidez de mercado (*liquidity market risk*) y riesgo de liquidez de fondeo (*liquidity funding risk*).

- Riesgo de liquidez de mercado: Se define como el riesgo de que una entidad no pueda deshacer posiciones sin afectar a los precios de mercado debido a la escasa profundidad del mercado.
- Riesgo de liquidez de fondeo: El riesgo de que la entidad no contara o no pudiera contar de forma inmediata en su negocio diario habitual con los fondos suficientes para hacer frente a sus compromisos esperados e inesperados.

Las decisiones de fondeo muy agresivas, financiando necesidades de largo plazo con instrumentos de corto plazo, son también causa de iliquidez. Y además, el riesgo de liquidez tiene una relación estrecha con el riesgo reputacional: este es el origen de las corridas bancarias (Hull, 2015).

Las normas NIIF definen el riesgo de liquidez corporativo como el riesgo de que una entidad encuentre dificultades para cumplir con las obligaciones asociadas con pasivos financieros, que se liquidan mediante la entrega de efectivo (u otro activo financiero). Estas circunstancias pueden resultar en el cierre de las operaciones y la distribución de los activos residuales. Alternativamente una crisis de liquidez puede resultar en la reestructuración de la base financiera de la organización (Hull, 2015).

Para gestionar los riesgos de liquidez, las empresas deben hacer proyecciones de los flujos de efectivo futuros de la organización, identificar las fuentes de financiamiento que deben estar

disponibles, identificar los mínimos y los máximos de los flujos de caja (incluyendo las posiciones de fin de mes, si hay salida y entrada en partes diferentes del mes), y evaluar los excesos de liquidez (Hull, 2015).

Para la valoración del riesgo de liquidez, las empresas utilizan indicadores que dan una idea del riesgo de corto plazo que tiene la compañía: razón corriente, prueba ácida, capital de trabajo o período promedio de cobranza. Pero las instituciones bancarias utilizan otras medidas como:

- Brecha de liquidez: la Brecha de liquidez es el estado de liquidez para la banda t:

$$Brecha\ de\ liquidez_t = (\alpha_t + \beta_t) - (\gamma_t + \delta_t)$$

  Donde α_t son los activos corrientes, β_t es el cumplimiento de deudores en el período t, γ_t son los pasivos corrientes en el período t y δ_t es el cumplimiento de los acreedores en el período t. Si la brecha es positiva, la empresa cuenta con liquidez; si es negativa, debe hacerse un plan de contingencia para tratar la iliquidez.

- Asset Liability Management – ALM: Junto con la brecha de liquidez, se aplica el ALM, que es más aplicado a las instituciones financieras. A los activos financieros se les aplica un *haircut*, que es un descuento que se le aplica al valor de mercado del título, para proteger a quien reciba dicho título en una operación a plazo del riesgo de mercado y de liquidez, estimado para la vigencia de la operación. A los activos a los que no se les aplica *haircut*, se les aplica una fórmula de acidez específica y se ajustan al valor dentro del mercado. Con esta información, se calcula el ALM, que es el equivalente a la brecha de liquidez de los activos financieros:

$$ALM_t = \varepsilon_t - \epsilon_t$$

siendo ε_t los activos líquidos y ϵ_t los requerimientos de liquidez para el período t.

- Indicador de riesgo de liquidez – IRL: Se realiza con el fin de evaluar cuánto es el porcentaje de liquidez disponible dentro de una empresa, para una brecha de tiempo t; esta actividad se efectúa con el fin de que la empresa conozca el porcentaje de liquidez con la que cuenta, con relación al total de sus obligaciones.

$$IRL = \frac{\epsilon_t}{\epsilon_t}$$

La gestión de efectivo se hace para encontrar el tamaño óptimo de activos líquidos de una empresa y las inversiones de corto plazo que debe realizar una empresa. Las empresas mantienen saldos de activos líquidos, porque son un amortiguador necesario entre las entradas y las salidas de efectivo no sincronizadas; los flujos de efectivo futuros son más seguros que los flujos de entrada futuros. El saldo óptimo de activos líquidos refleja la compensación entre riesgo y rentabilidad; hay dos costos enfrentados: el costo de oportunidad y el costo de escasez. El costo de escasez incluye: los descuentos por pronto pago perdidos, el deterioro de la calificación crediticia, los mayores gastos de intereses y la posible insolvencia financiera. Existe una relación inversa entre el saldo de activos líquidos de una empresa y estos costos de escasez (Hull, 2015).

El riesgo de crédito se define como la pérdida que se registra, con motivo del incumplimiento de una contraparte en una transacción financiera. Para valorar el riesgo de crédito, se usan probabilidades históricas de impago y calificaciones de riesgo, que pueden ser internas (las crea el banco en el interior de su equipo) o externas (las calculan compañías calificadoras de riesgo: S&P, Moodys, Filch). También se utilizan los Credit Default Swaps - CDS, que son derivados financieros

que se usan como cobertura para el riesgo de impago (Hull, 2015). Estos mecanismos son muy usados para valorar el riesgo de crédito de bonos de grandes empresas, pero para empresas más pequeñas la probabilidad de incumplimiento se calcula a través de dos tipos de modelos:

- Modelos econométricos o estructurales: Las variables independientes son indicadores financieros o características del cliente o variables externas que miden el comportamiento macroeconómico (Hull, 2015). Dos tipos muy conocidos de estos son:
    - Probit: usa una regresión lineal ($y = \alpha + \beta x$), pero $y = 0 \vee y = 1$ y con esto se encuentra la probabilidad de una variable que solo puede tener dos valores: sí o no.
    - Logit: similar al Probit, pero no usa probabilidades de 0 y 1, sino valores numéricos.
- Modelos reducidos: como el de Merton y Moody's KMV, que se basa en la teoría de opciones para calcular la probabilidad de impago y el valor de la deuda (Hull, 2015).

De estos modelos, vale la pena hacer énfasis en:

- Modelo Z-Score de Altman: Es un modelo econométrico, publicado en 1968, que predice la probabilidad de bancarrota de las empresas. A través de una regresión lineal, usando 22 razones financieras, Altman utilizó un proceso iterativo para excluir las razones que no tenían relación estadísticamente significativa con la probabilidad de bancarrota, quedándose con cinco razones que sí predicen el riesgo de impago de una compañía (Altman, 1968).
- Modelo de Merton: En 1974, Merton propuso un modelo donde el patrimonio de una empresa es una opción sobre sus activos. Basándose en la teoría de valoración de opciones desarrollada por Black y Scholes (1973), el modelo busca determinar el valor del capital y

de la deuda de una empresa y determinar la probabilidad de incumplimiento de esta (Merton, 1974).

Respecto a la valoración del riesgo operacional, hay menos literatura al respecto, pero el Comité de Supervisión Bancaria de Basilea define este riesgo como: "Es el riesgo resultante de procesos internos, personas y sistemas inadecuados o fallidos, o de eventos externos" (Engelmann, 2011). Por su parte, la Circular 041 de 2007 de la Superintendencia Financiera define el riesgo operativo como "[la] Posibilidad de incurrir en pérdidas por deficiencias, fallas o inadecuaciones, en el recurso humano, los procesos, la tecnología, la infraestructura o por la ocurrencia de acontecimientos externos. Esta definición incluye el riesgo legal y reputacional, asociados a tales factores" (Superintendencia Financiera de Colombia, 2007).

El riesgo operacional es difícil de cuantificar, porque se trata de eventos muy infrecuentes, pero su efecto es muy grave. El riesgo operacional resulta en incremento en los costos o disminución de las utilidades, o en multas; algunos riesgos operacionales interactúan con el riesgo de crédito y de mercado. Como en todos los riesgos, la valoración de este riesgo implica calcular cuál es el capital que se requiere para poder gestionar este riesgo. Basilea II propone tres enfoques para calcular los requerimientos de capital por riesgo operativo (Engelmann, 2011):

- Enfoque de indicador básico (*Basic Indicator Approach*, BIA).
- Enfoque estándar (*Standardized Approach*, SA).
- Enfoque de medición avanzada (*Advanced Measurement Approach*, AMA).

Estos tres modelos le permiten a los bancos estimar el riesgo operativo al que están expuestos, y, por tanto, cuál es el capital regulatorio que deben tener para mitigar este riesgo:

- Bajo el enfoque del indicador básico, el capital requerido es del 15% del promedio del ingreso bruto anual de los tres años previos.
- En el enfoque estándar se calcula el ingreso bruto promedio durante los últimos tres años para cada línea de negocio del banco y se multiplica por un "factor ß", y el resultado se suma para determinar el capital total.
- En la alternativa del enfoque de medición avanzada (AMA) el capital regulatorio requerido se calcula internamente por el banco. Se basa en un VaR a un año con un nivel de confianza del 99.9%; para la distribución de la frecuencia de las pérdidas se utiliza la distribución de Poisson, siendo λ el promedio de pérdidas por año, mientras que la severidad de las pérdidas puede basarse en información histórica interna y externa. Se asume que la severidad de las pérdidas sigue una distribución log-normal (Basel Committee on Banking Supervision, 2011).

4.13. PROYECTO

Un proyecto es un conjunto de esfuerzos encaminados a la creación de un producto, servicio o a la obtención de un resultado único, desarrollados en un espacio de tiempo bien definido; es decir, el proyecto tiene un inicio, demarcado por la necesidad u oportunidad identificada, y un final, determinado por el logro del objetivo inicial o por la imposibilidad de cumplirlo (Project Management Institute, 2021).

4.14. CICLO DE VIDA DE UN PROYECTO

El ciclo de vida de un proyecto se define como el conjunto de etapas que deben llevarse a cabo para llevarlo a término. Las características particulares de dichas etapas están determinadas por las

características de la organización donde se ejecuta el proyecto, la industria en la que se desenvuelve, su área de aplicación y su naturaleza misma; sin embargo, se define una estructura general en la que se pueden enmarcar todos los proyectos, pese a sus particularidades: inicio, organización y preparación, ejecución del trabajo y cierre (Project Management Institute, 2021).

4.15. ESTRUCTURA DE CAPITAL

Las compañías obtienen recursos de dos fuentes principales:

- Prestamistas: también llamados acreedores o portadores de bonos, son las personas que le compran deuda a la compañía.
- Accionistas: los dueños de acciones, esto es, partes del patrimonio o *equity* de la firma.

La manera en la que la compañía decide financiarse, con mayor o menor proporción de deuda o de patrimonio, varía el riesgo financiero para la compañía y el costo del capital (esto es, cuánto le cuesta a la compañía cada peso que usa para financiarse) (Ross et al., 2015). La proporción entre estas dos se denomina estructura de capital, o "D/E ratio" en la literatura americana:

$$\text{D/E ratio} = \frac{Pasivo}{Patrimonio}$$

Si la estructura de capital es mayor a 1, la empresa tiene más deuda que patrimonio; si es menor a 1, hay más patrimonio que deuda. La estructura de capital es una de las áreas más complejas en la toma de decisiones financieras, debido a su interrelación con otras variables de decisión financiera. El costo de la deuda es menor que el costo de otras formas de financiamiento. Los prestamistas requieren rendimientos relativamente más bajos porque asumen un riesgo más bajo que cualquier otro contribuyente de capital a largo plazo; tienen la prioridad más alta para reclamar cualquier

ganancia o activo disponible como pago. Las acciones son la forma más costosa de capital. Entre mayor sea el apalancamiento (esto es, mayor sea el D/E ratio), más riesgosos se hacen los derechos de los accionistas y, por tanto, mayor es el retorno que exigen los accionistas (Gitman et al., 2016).

4.16. PROJECT FINANCE

Project Finance o financiación de proyectos, es un tipo de financiación estructurada, enfocada a la construcción y operación de proyectos de infraestructura de largo plazo a gran escala, públicos o privados (Larreur, 2021). Este esquema se caracteriza por lo siguiente:

- Financiación diseñada a la medida de los flujos de caja del proyecto.
- Se constituye un vehículo de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés) para el proyecto.
- Todas las relaciones contractuales se generan en torno al SPV.
- Los patrocinadores del proyecto invierten en el SPV, aportando la parte del capital correspondiente al patrimonio.
- La estructura de capital es altamente apalancada, es decir, el porcentaje de deuda es alrededor del 60% del capital total, o superior.
- Los contratos para la construcción, operación y mantenimiento del proyecto se celebran con el SPV.
- Las garantías para la financiación se constituyen directamente desde el SPV y es frecuente que se empaqueten todos los archivos y contratos del proyecto, como garantía. No existe respaldo directo del corporativo que patrocina el proyecto.

- Los compromisos con el financiador y los inversionistas se solventan únicamente con los flujos de caja del proyecto.

De acuerdo con lo descrito anteriormente, para que un proyecto sea candidato a financiación bajo este esquema, debe tener flujos de caja suficientes para cumplir con las obligaciones que pretenda adquirir y dichos flujos deben ser periódicos, predecibles y estables.

4.17. COVENANT

Los *covenants*, en español compromisos financieros o pactos, son una forma de protección legal usada por los prestamistas en los acuerdos de préstamos. Son compromisos que hace el deudor para hacer (o evitar hacer) alguna acción; una falla en el cumplimiento de estos compromisos desencadena sanciones de parte del acreedor. Estas sanciones pueden ir tan lejos como obligar al deudor a pagar el préstamo anticipadamente (Larreur, 2021)

Los compromisos se dividen en dos categorías: los afirmativos y los negativos:

- Los compromisos afirmativos son acciones que el deudor debe hacer, como compartir los estados financieros con los prestamistas o cumplir con leyes aplicables, entre otras.
- Los compromisos negativos son actividades que el deudor se compromete a evitar, como el compromiso de no usar los recursos prestados para nada más que lo que se estipula en el contrato o el compromiso de no tomar préstamos adicionales sin el consentimiento previo de los prestamistas ya existentes.

Con frecuencia hay compromisos financieros, pero estos suelen ir dentro de una de estas dos categorías (Larreur, 2021).

4.18. VALORACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS

La valoración financiera es una de las partes más relevantes dentro de la evaluación de un proyecto: hace factible o no el proyecto, de manera cuantitativa, lo que, a su vez, facilita la toma de decisiones respecto al proyecto. La fiabilidad del estudio financiero depende de la calidad de la información con la que se hace, así como de la prudencia y la rigurosidad con la que se hagan los cálculos. Que un negocio sea o no viable, depende de que el proyecto genere valor o lo destruya; esta información se obtiene de la interpretación del Valor Presente Neto - VPN y de la Tasa Interna de Retorno – TIR (Ramírez Díaz, 2010).

4.19. POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA)

Es un contrato privado entre dos (2) partes, en donde el inversionista y generador le vende energía eléctrica a un consumidor o usuario final, bajo un esquema en donde dicha energía es remunerada de acuerdo con los términos de precio y plazo establecidos en el contrato. Para todos los efectos de este documento, se entiende que la energía entregada al usuario proviene de generación solar a gran escala (Isaza Cuervo et al., 2021).

4.20. MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA

De acuerdo con la Resolución CREG 24 de 1995, es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 1995a).

4.21. MERCADO LIBRE

De acuerdo con la Resolución CREG 24 de 1995, es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 1995a).

4.22. MERCADO REGULADO

De acuerdo con la Resolución CREG 24 de 1995, es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad (Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, 1995a).

5. DISEÑO METODOLÓGICO

Se propone como trabajo de grado el desarrollo de un modelo predictivo que le permita al transportador determinar el riesgo de impago del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional para un proyecto de generación solar, con la información que tiene disponible. Como los proyectos de generación solar son relativamente nuevos para el sistema y están todos aún en fase de desarrollo, no hay información para poder hacer analítica de datos: no hay datos históricos suficientes para hacer regresiones y evaluar cuáles son los factores que se relacionan con los impagos. Tampoco está disponible para el transportador toda la información respecto a múltiples variables financieras del proyecto y, mucho menos, del dueño o *sponsor* del proyecto, pues este tiene una personería jurídica separada y no se le trasladan las responsabilidades económicas del proyecto.

En la primera parte del trabajo se documentarán los diferentes modelos de riesgo que se utilizan en el mundo entero para evaluar los proyectos de generación solar (o similares). Para esto, se hará una búsqueda bibliográfica en todas las bases de datos disponibles y se recopilarán sistemáticamente todas las alternativas existentes.

Con los resultados obtenidos se ponderarán los diferentes modelos de riesgo y, según la calidad de la información encontrada, se adaptará un modelo de riesgo a las circunstancias específicas del transportador de energía colombiano. Finalmente, con el modelo desarrollado para las circunstancias particulares del transportador colombiano, se intentará predecir la capacidad del modelo de evaluar el riesgo de impago.

Para el desarrollo del modelo se recabarán datos relevantes sobre los modelos usados y documentados en la literatura académica financiera, tomados de fuentes secundarias y terciarias.

La información recopilada se presentará analizada y sintetizada, para ser usada por los tomadores de decisiones y para la comunidad académica.

La aproximación de recabar toda la información utilizando las bases de datos bibliográficas disponibles para consulta por los estudiantes de la Universidad, así como la información disponible en fuentes abiertas en internet, con un análisis cualitativo y subjetivo, que no demuestra relaciones de causalidad ni prueba hipótesis, pero que pretende encontrar alguna relación entre variables para hacer predicciones, hacen de esta una investigación de tipo descriptivo (Hernández Sampieri et al., 2010). Para la elaboración de este modelo, la mayor parte de los datos serán secundarios y en algunos casos fuentes terciarias, obtenidos de los artículos revisados en las bases de datos y de la información disponible en medios de comunicación e internet (Hernández Sampieri et al., 2010).

5.1. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Actividad	Duración (meses)	2023			2024				
		Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Elaboración de la propuesta	2								
Evaluación por asesores y ajustes	0.5								
Objetivo 1	2								
Objetivo 2	2								
Objetivo 3	1								
Redacción informe final	2								
Presentación	-								

5.2. METODOLOGÍA Y FUENTES

Tabla 1: Metodología y fuentes

Procedimiento	Fuente	Ubicación
Documentación de los modelos existentes		
Identificación, clasificación y organización de los modelos financieros existentes para los proyectos de generación solar.	Google Scholar EBSCO Host Science Direct Repositorio Universidad EAFIT	Bases de datos académicas

Procedimiento	Fuente	Ubicación
Adaptación de los modelos al transportador colombiano		
Creación de un modelo financiero en Microsoft Excel.	Datos de IPC del DANE Datos de precios de la energía de XM Modelo de flujo de caja libre descontado, elaboración propia Modelo de opciones reales, elaboración propia a partir de los modelos de Kim (2017) e Isaza-Cuervo (2023)	www.dane.gov.co xm.com.co Anexo "Modelo.xlsx"
Evaluación del desempeño del modelo		
Selección de tres proyectos y evaluación de estos con el modelo.	Base de datos de proyectos de acceso público de la UPME.	UPME (2023)

Fuente: Elaboración propia

6. MODELO PREDICTIVO

6.1. MODELOS PREDICTIVOS USADOS EN COLOMBIA Y ALGUNOS OTROS PAÍSES

El libre acceso al Sistema Interconectado Nacional –SIN– es un derecho que tiene todo generador de energía eléctrica; es un derecho regulado, a través de unas condiciones que define la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME–, pero los transportadores no pueden limitar el acceso de los generadores a sus subestaciones (Congreso de Colombia, 1994). Sin embargo, como se documentó en el marco teórico, el transportador tiene dos formas principales para que el generador se conecte y ambas involucran riesgos muy diferentes:

- Contrato de conexión: El transportador construye la infraestructura necesaria para que el generador pueda acceder al SIN con la disponibilidad requerida y, posteriormente, administra, opera y mantiene dicha infraestructura, a cambio de un costo periódico: el cargo de conexión.
- Contrato de acceso: El generador es el responsable de construir la infraestructura necesaria para la conexión de la planta y, posteriormente, de administrarla, operarla y mantenerla, para la disponibilidad que él requiera.

Entonces, un transportador de energía colombiano que tiene una subestación eléctrica que hace parte del SIN, cuando recibe el concepto de conexión aprobada para un proyecto de generación de energía eléctrica por parte de la UPME tiene la alternativa de invertir en una infraestructura (inversión de capital o CAPEX) para recibir un ingreso (el cargo de conexión), o dejar que el

proyecto construya su infraestructura en las condiciones que la ley define, sin percibir ingresos significativos a cambio, pero sin hacer tampoco inversiones riesgosas. En cada uno de estos dos escenarios el riesgo es diferente, por lo que se hace indispensable que el transportador sea capaz de evaluar el riesgo de impago del proyecto de generación solar.

Para evaluar la capacidad de pagar el cargo de conexión que tendrá el proyecto a lo largo de todo su ciclo de vida se requiere hacer una evaluación financiera, por lo que se buscaron los artículos en la literatura académica que evaluaran la viabilidad financiera de los proyectos de generación solar. Se encontró una amplia cantidad de artículos que analizaban la operación y el desempeño de los sistemas de generación fotovoltaica, desde un punto de vista técnico, pero la cantidad de literatura respecto a los modelos de negocio aplicables a este tipo de proyectos es mucho más limitada.

En Tailandia, Tongsopit (2016) evaluó la factibilidad de diferentes modelos de generación fotovoltaica. De manera similar, Zhang (2016) evaluó la factibilidad de diferentes modelos de negocio en China. Ambos son artículos que presentan una evaluación descriptiva de las diferentes formas en las que se podría viabilizar la generación fotovoltaica distribuida, pero para nuestro modelo son poco aplicables, porque se refieren a sistemas pequeños y medianos, esto es, básicamente para sistemas de autogeneración, que no son el foco de este trabajo. Sin embargo, llama la atención que ambos documentos referencian los Power Purchase Agreements (PPA) como la herramienta que más probablemente potenciará el desarrollo de estas tecnologías.

Umamaheswaran (2015) evalúa los incentivos tributarios y la factibilidad financiera de los sistemas de energía solar y eólica en la India. Concluye que en la India los incentivos tributarios no eran suficientes para lograr la transición energética, en el año en el que se hizo el estudio.

Isaza-Cuervo (2016) evalúa para Colombia la factibilidad financiera de sistemas fotovoltaicos de gran escala, conectados a la red de distribución, como fuentes no convencionales de energía renovable. Usa un modelo de flujo de caja descontado con opciones reales, considerando la incertidumbre relacionada con el precio de mercado de la electricidad y la inversión inicial relativamente alta de esta tecnología. El autor valora oportunidades de inversión en Fuentes Renovables No Convencionales de Energía (FRNCE), usando el modelo propuesto por Dixit y Pindyck (1994) en su libro "Investment under uncertainty", que es una extensión del modelo de McDonald y Siegel (1986) y en el cual se estudia el problema del momento óptimo de la inversión en proyectos cuyo valor sigue un proceso estocástico en tiempo continuo; asume que siempre que existe una inversión irreversible hay implícita una opción de posponer o diferir el momento en el cual se toma la decisión de invertir o ejecutar el proyecto, a la vez que existe un precio crítico a partir del cual es conveniente invertir. El modelo que propone el autor tiene los siguientes supuestos:

1. El precio de mercado al cual se remuneran los bienes ofrecidos por el proyecto de inversión (la energía eléctrica, en este caso) sigue un comportamiento browniano geométrico. Como el valor del proyecto es un múltiplo constante del precio de mercado, también sigue un movimiento browniano geométrico.
2. La variable de decisión es el valor del proyecto.
3. Es posible encontrar un precio crítico tal que se convierta en una señal de mercado para definir el momento óptimo de inversión en el proyecto (Isaza Cuervo, 2016).

Con este modelo, el autor encuentra un precio óptimo para ejecutar una inversión, que en las condiciones de mercado en las que se hizo el estudio en el año 2016, con los precios de los futuros de energía por debajo de 150COP/kWh, un 68% del tiempo no se podía aprovechar la opción de inversión. La conclusión, en ese entonces, era que estas tecnologías no eran aún rentables en las condiciones de mercado del sistema energético colombiano y por tanto su inclusión en la matriz de generación no era previsible en el corto plazo (Isaza Cuervo, 2016). Si bien esta conclusión era específica para las condiciones del mercado de 2016 y no necesariamente es aplicable en el presente, para este trabajo es pertinente la aplicación de un modelo que permite decidir si un modelo es financieramente viable en condiciones de incertidumbre. Se volverá sobre este modelo más adelante.

En Suecia, Haegermark et al. (2017) analizan diferentes modelos de negocios de sistemas fotovoltaicos instalados en techos y terrenos de usuarios finales, considerando los beneficios fiscales y regulatorios. Los autores concluyen que la existencia de beneficios fiscales y regulatorios están altamente correlacionados con la factibilidad técnica y la capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos.

Rodrigues et al. (2017) estudian en China el efecto de cambios en la regulación en la implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales; utilizan un modelo de flujo de caja descontado. Rodrigues et al. (2016) hacen también una evaluación de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala (entre 1 y 5 kW) para diferentes países (China, Alemania, India, Italia, Suráfrica, Brasil y Estados Unidos), evaluando el impacto que tienen sus diversas regulaciones.

En China, Cheng et al. (2017) utilizaron la aproximación de opciones reales para evaluar diferentes modelos financieros y beneficios regulatorios para la tecnología fotovoltaica, así como el impacto sobre las decisiones de inversión. Encontraron que los incentivos tributarios disminuyen la incertidumbre y viabilizan los proyectos de generación de gran escala que son afectados, principalmente, por el mercado de la energía regulada.

Para Brasil, Rocha et al. (2017) analizaron la factibilidad de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala, usando flujos de caja descontados y simulación de Montecarlo; en ese estudio, los incentivos tributarios son los que hacen viables los proyectos.

En Chile, Ramírez-Sagner et al. (2017) analizan la factibilidad de sistemas fotovoltaicos para uso residencial y comercial, considerando la información de potencial solar en las ciudades principales y el marco regulatorio chileno. En este documento, calculan el costo por MWh de manera simplificada, considerando depreciación lineal y valor residual y sin considerar incentivos tributarios e impuestos (Ramírez-Sagner et al., 2017). Con este modelo se podría estimar para cierta zona el costo del MWh y evaluar con la información del PPA (y las garantías) la rentabilidad del proyecto; sin embargo, es improbable que el transportador tenga acceso a esta información, ya que los PPA son documentos privados que las generadoras no están obligadas a divulgar. A pesar de esto, se podría determinar la variación del costo en las diferentes zonas de Colombia para determinar, en comparación con el precio de la energía en bolsa, qué tan factible es que al proyecto le compren su energía.

En Colombia, Hernández et al. (2011) comparan tecnologías de generación de energía según el costo de generación; encuentran que la implementación de sistemas de generación distribuida podría ser una solución viable para el país.

Kim et al. (2017), de Corea del Sur, hacen un análisis de las opciones de inversión en energías renovables para los países en vía de desarrollo; el análisis lo hacen desde la perspectiva del inversionista y utilizan flujo de caja descontado asociado a análisis de opciones reales, considerando la posibilidad de diferir la inversión según las expectativas de CAPEX (gasto de capital) de la tecnología. El análisis de opciones reales es útil para evaluar las decisiones estratégicas bajo incertidumbre y ayuda a entender el comportamiento de los inversionistas en todo el mundo: se ha registrado una gran cantidad de proyectos de generación fotovoltaica pero son muy pocos los proyectos que verdaderamente se han desarrollado (Kim et al., 2017).

Estos investigadores registran unas condiciones propias de los países en vía de desarrollo que se deben tener en cuenta a la hora de evaluar el riesgo allí: políticas cambiantes, fluctuación de las tasas de interés, de la tasa de cambio y de la inflación. Se propone un marco para la evaluación de inversiones en energías renovables en países en vía de desarrollo, basado en opciones reales. Para estos investigadores, el VPN no es válido en este contexto, porque asume unos flujos de caja definitivos (Kim et al., 2017). Así, el marco propuesto se compone de cuatro etapas:

1. Desarrollo del escenario de inversión, considerando el recurso natural con el que se genera energía.
2. Desarrollo del flujo de caja.

3. Valoración por opciones reales.

4. Decisión de inversión, comparando el valor por opciones reales y el VPN.

Para la evaluación del riesgo y de la volatilidad del flujo de caja libre, se seleccionan las variables clave, es decir, las que tienen mayor influencia en la rentabilidad del proyecto y su probabilidad de éxito: la tarifa de la electricidad, el costo de operación y mantenimiento (AOM), la producción de energía, el precio CER (Certified Emission Reductions, bajo el protocolo de Kyoto), y los beneficios tributarios. Para calcular la volatilidad, se asume que el valor del proyecto sigue una distribución lognormal (Kim et al., 2017) y se calcula así:

$$\sigma = \frac{ln\left(\frac{S_{opt}}{S_{pes}}\right)}{4\sqrt{t}}$$

Donde S_{opt} es el valor subyacente del activo en un escenario optimista, S_{pes} es el valor del activo en un escenario pesimista y t es el período del proyecto. El valor de la opción se calcula con el modelo binomial; los movimientos hacia arriba (u), hacia abajo (d), la probabilidad neutral al riesgo (q) y el valor de la opción (C) se estiman así:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}$$

$$d = \frac{1}{u}$$

$$q = \frac{(e^{rt} - d)}{u - d}$$

$$C = e^{-rt}[qC_u + (1 - q)C_d]$$

Donde r es la tasa de interés libre de riesgo y C_u y C_d son los valores de la opción asociados a los movimientos hacia arriba y hacia abajo, respectivamente.

Más adelante, Isaza-Cuervo et al. (2021) proponen una evaluación por opciones reales de la viabilidad financiera de un modelo de negocio con ingresos basados en PPA, usando energía solar fotovoltaica. Para esto, se revisa la literatura referente al modelo de negocio basado en PPA y el volumen de contratos de este tipo en Latinoamérica, así como el marco regulatorio en Colombia, elementos de la valoración por flujos de caja descontados y la metodología para valoración por opciones reales. Como aplicación de la metodología, se estudia el caso de una instalación de generación solar fotovoltaica residencial de 1 kWp, desde la perspectiva de un inversionista privado no convencional y teniendo en cuenta el beneficio tributario vigente en la legislación colombiana. Los resultados muestran que es posible desarrollar un PPA basado en generación solar fotovoltaica en Colombia y permiten determinar en qué periodo sería conveniente para el inversionista asumir el compromiso.

Haghighat et al. (2016) analizan la factibilidad económica y técnica de implementar sistemas fotovoltaicos en áreas remotas de La Guajira, en Colombia, teniendo presente que esta región tiene un mayor potencial solar que el resto del país. También analizan los sistemas de generación híbridos usando diésel, energía eólica y tecnologías fotovoltaicas para la electrificación de áreas rurales no interconectadas. Estos investigadores encuentran que el diésel es la opción más viable financieramente y concluyen que si el Gobierno quiere incentivar la transición energética tiene que profundizar en los incentivos tributarios, porque los incentivos tributarios siguen siendo insuficientes y por consiguiente se hace inviable la implementación de estas tecnologías.

Batac et al. (2022) comparan diversas fuentes de energía en países en desarrollo e intentan proveer una matriz de soporte de decisiones para invertir en energías renovables, usando la aproximación de opciones reales. Calculan el valor de la flexibilidad de proponer las decisiones de inversión y de identificar el momento apropiado para invertir, usando como variable de decisión el precio del carbón. Usando esta metodología estiman que, al momento de su investigación, en Filipinas era preferible hacer el salto a las energías renovables, en vez de continuar usando carbón para la generación eléctrica.

Gabrielli et al. (2022) hacen una optimización para maximizar la rentabilidad y disminuir el riesgo de las inversiones en tecnologías renovables; concluyen que diversificar en portafolios de proyectos, con múltiples localizaciones (*multi-location*) y múltiples tecnologías (*multi-technology*) es la forma para disminuir al máximo la volatilidad de ingresos que genera un proyecto de energía renovable aislado. Esta aproximación es bastante útil para los inversionistas, pero no tiene aplicación en el contexto de este trabajo de investigación, porque el transportador está evaluando individualmente el riesgo de proyectos de generación que se quieren conectar al Sistema Interconectado Nacional.

En el repositorio de la Universidad EAFIT se identifican dos documentos, ambos como trabajos de grado para optar a título de Magíster en Administración Financiera, relacionados con este tema. Ramírez y López (2020) evalúan la viabilidad de utilizar una financiación tipo *Project finance* para financiar un megaproyecto de energía fotovoltaica en Pereira, encontrando que es una estructura de capital que hace factible este proyecto; no evalúan ningún parámetro de riesgo en su proyecto. Por su parte, Villegas y Espinal (2020) evalúan la rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica,

financiada mediante un acuerdo de compra de energía solar PPA, entre un inversionista y una empresa del sector comercial; utilizan una metodología de FCL y encuentran que la instalación es viable, siempre que haya un PPA y beneficios tributarios.

Se identificó un tercer trabajo relevante en el repositorio institucional, llamado "Estructura de un modelo financiero para generación de energía: el caso de las Granjas Solares", escrito por Trujillo-Ruiz y Laghi (2019), pero no tiene acceso abierto y los esfuerzos para obtener el artículo a través del autor no dieron resultado, por lo que no se conoce su contenido. También se encontraron otros dos estudios que evaluaban la posibilidad de hacer microfinanciación colectiva, o *crowdfunding,* para financiar pequeños proyectos de generación alternativa, que se consideró que no son pertinentes para el actual trabajo (Juliao-Moreno, 2020; Mesa-Quintero y Villegas-Gaviria, 2022).

Tras esta revisión de la literatura, se obtienen las siguientes conclusiones:

1. La existencia de PPA y de beneficios tributarios se hacen indispensables para la factibilidad financiera de estos proyectos (y, por tanto, para el análisis del riesgo de impago).
2. El modelo más apropiado para evaluar el riesgo financiero de los proyectos de generación solar, teniendo presente la incertidumbre que genera la tarifa de la energía eléctrica en el mercado colombiano, es el modelo de flujo de caja descontado asociado a un modelo de opciones reales, que asume un comportamiento browniano geométrico del precio de la energía.

Todos los hallazgos de esta revisión de literatura se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2: Hallazgos revisión de literatura

Estudio	Hallazgo
Tailandia (Tongsopit, 2016) y China (Zhang, 2016)	Para proyectos de generación fotovoltaica distribuida de pequeña y mediana escala, se referencian los PPA como la herramienta que más probablemente potenciará la implementación de dicha tecnología.
India (Umamaheswaran, 2015)	Al evaluar la factibilidad financiera de proyectos de generación eólica y solar, a la luz de los beneficios tributarios vigentes al momento de evaluación, concluye que los incentivos tributarios no eran suficientes.
Colombia (Isaza-Cuervo, 2016)	Se concluye que es posible viabilizar proyectos de generación solar a gran escala en Colombia, empleando un PPA.
Suecia (Haegermark et al., 2017)	Al analizar la factibilidad de proyectos de generación fotovoltaica instalados en techos y terrenos de usuarios finales considerando beneficios tributarios y regulatorios, se concluye que estos son determinantes en la viabilidad de los proyectos.
China (Cheng et al., 2017)	Mediante evaluación de modelos de negocio por opciones reales, encuentra que los incentivos tributarios viabilizan proyectos de generación a gran escala, afectados principalmente por el mercado de energía regulada.
Brasil (Rocha et al., 2017)	Los incentivos tributarios viabilizan la ejecución de proyectos de generación fotovoltaica a pequeña escala.
Chile (Ramírez-Sagner et al., 2017)	Se considera la evaluación de viabilidad de proyectos de generación fotovoltaicos, mediante comparación del costo del MWh por zonas y la información de los PPA pactados.
Colombia (Hernández et al., 2011)	La implementación de generación distribuida podría ser viable en Colombia.
Corea del Sur (Kim et al., 2017)	Al realizar un análisis de las opciones de inversión en energías renovables para los países en vía de desarrollo, se concluye que la evaluación por VPN no es válida en este contexto, porque asume unos flujos de caja definitivos y que una evaluación por opciones reales se ajusta más a las condiciones de incertidumbre.
Colombia (Haghighat et al., 2016)	Al evaluar la factibilidad de proyectos de generación con fuentes renovables en la Guajira, se concluye que dicha generación, en el escenario de evaluación, no es competitiva frente a la generación con diésel.
Filipinas (Batac et al., 2022)	Bajo evaluación por opciones reales, concluyen que en Filipinas es viable la inversión en generación con energías renovables como sustitución de la generación con carbón.
Colombia (Ramírez y López, 2020)	Concluyen viabilidad financiera para desarrollo de proyectos de generación solar, bajo el esquema de Project Finance.
Colombia (Villegas y Espinal, 2020)	Concluyen viabilidad financiera para el desarrollo de proyectos de generación solar, siempre que exista un PPA y los beneficios tributarios vigentes al momento de la evaluación.

Fuente: Elaboración propia

6.1.1. Aproximación por opciones reales

Tras concluir que el modelo más apropiado para evaluar el riesgo financiero de los proyectos de energía solar es el modelo de flujo de caja descontado con opciones reales, se decide profundizar en este modelo. Ross (2015) dice que "el análisis del VPN […] omite los ajustes que una empresa puede hacer después de que acepta llevar a cabo un proyecto. Estos ajustes se denominan opciones reales. En este sentido, el VPN subestima el verdadero valor de un proyecto".

La teoría de las opciones reales dice que las oportunidades de invertir no son proposiciones del tipo "ahora o nunca", sino que son la opción o la posibilidad de desarrollar, en el futuro, un activo real. Invertir en una opción real ahora, crea la oportunidad incierta a largo plazo, que puede pero no tiene que ser aprovechada luego, consiguiendo la posibilidad de decidir después qué hacer y si alterar o no los planes iniciales frente a cambios favorables o desfavorables. La incertidumbre hace que las opciones reales sean muy valiosas (Schoenmaker y Schramade, 2023).

El ejemplo más temprano de opciones reales es el de Tales, el filósofo de la Grecia antigua. Por un pequeño depósito, Tales adquirió opciones para alquilar prensas para aceite de oliva meses antes de la temporada de cosecha de aceitunas, cuando la incertidumbre sobre la calidad de la cosecha aún era alta. Sus opciones vencieron al inicio de la temporada de cosecha, momento en el que tuvo que decidir si ejercerlas o no. Si la cosecha hubiera sido mala, no alquilaría las prensas y lo único que perdería sería su depósito. Sin embargo, la cosecha resultó ser fructífera, por lo que Tales alquiló las prensas de oliva y las subarrendó a precios altos, lo que le permitió obtener grandes ganancias. Y en esencia, solo pagó una pequeña prima para obtener las opciones. Al adquirir las opciones, obtuvo la oportunidad de explotar los activos reales con un alto potencial de ganancias, y el único riesgo a la baja era la pérdida de su depósito (Schoenmaker y Schramade, 2023).

La aproximación por opciones reales interpreta una oportunidad de inversión como una opción *call* americana, ya que la firma tiene el derecho de invertir una cierta cantidad en el futuro para "comprar" los flujos de caja generados en el futuro por el proyecto (Lazo y Watts, 2023). Con el análisis de opciones reales, las compañías pueden estimar cuánto vale una opción en el futuro y devolverse al presente para decidir si invertir en la opción ahora o no. En los negocios, existen diversas opciones: la opción de expandir o contraerse, la opción de abandonar, la opción de temporalidad. Con la financiación por etapas, los riesgos pueden ser mitigados, gastando el capital por etapas y manteniendo las opciones abiertas, en vez de gastar todo el capital desde el principio y pudiendo abandonar a medio camino, si el proyecto no resulta ser viable, limitando así las pérdidas (Ross et al., 2015; Schoenmaker y Schramade, 2023).

La opción de temporalidad (o de contemporizar), es la forma más simple de opciones reales y es particularmente útil en industrias de recursos primarios, la agricultura y el desarrollo inmobiliario, debido a las incertidumbres inherentes a esas industrias y los horizontes de inversión muy largos (Schoenmaker y Schramade, 2023). Es decir, para los proyectos de infraestructura eléctrica que se abordan en este trabajo, la opción real de contemporizar se hace muy práctica (Lazo y Watts, 2023).

6.1.2. Procedimiento para evaluar las opciones reales

El primer paso en la evaluación de las opciones reales es identificar las opciones disponibles y determinar cuándo y cómo se toman las decisiones. Aunque hay varios tipos de opciones reales, los proyectos de energías renovables tienen flexibilidad reducida, por lo que el repertorio de opciones reales disponibles para este proyecto es limitado. La opción más comúnmente identificada es la opción de diferir, que otorga al tenedor el derecho de posponer la inversión con la expectativa de que el proyecto pueda volverse más valioso debido a la aparición de nueva y mejor información,

disminuciones de costos o mejoras en la eficiencia. La opción de diferir permite determinar el momento óptimo de inversión en lugar de responder si invertir o no, como lo hacen los métodos tradicionales. Por esta razón, esta opción suele ser modelada utilizando técnicas que permiten comparar diferentes alternativas de tiempo de inversión (Lazo y Watts, 2023).

Otro tipo de opción disponible que la administración de una empresa debe considerar es la planificación de la capacidad de producción a instalar, ya que a veces es posible instalar una planta con una capacidad de producción incremental que puede agregarse pagando un costo de expansión. Esta opción de expansión permite a la administración evitar estar atada a una capacidad que podría ser excesiva, protegiéndose de la eventual evolución negativa del mercado, pero permitiéndose la opción de expandir la capacidad si los eventos son favorables. Otra opción ampliamente considerada es la opción de abandono, que generalmente consiste en vender el proyecto y recuperar un valor residual (Lazo y Watts, 2023).

En segundo lugar, es necesario identificar las variables que afectan el rendimiento del proyecto, que la administración observará para eventualmente reaccionar; estas variables se denominan en la literatura "fuentes de incertidumbre". Las principales fuentes de incertidumbre consideradas en la evaluación de proyectos de energías renovables son el precio de la electricidad, el precio del CO2 y los pagos de subsidios, los principales componentes de los ingresos de un proyecto de generación; y el costo tecnológico, que representa una proporción del costo inicial de inversión. Algunos investigadores consideran todo el valor del proyecto o los flujos de efectivo como inciertos; también en su evaluación se consideran el costo de la energía no renovable (ENR) o el costo del combustible (Lazo y Watts, 2023).

En cuanto al modelado matemático de la evolución de una fuente de incertidumbre, la mayoría de los documentos consideran procesos estocásticos como el Movimiento Browniano Geométrico (GBM) y el árbol binomial. El GBM es un proceso estocástico de tiempo continuo ampliamente utilizado en la literatura de opciones reales, en el que los valores futuros no dependen de sus valores pasados, sino solo del valor presente; es relativamente fácil de usar, ya que solo requiere ajustar dos parámetros: deriva y volatilidad. Una de las desventajas de este modelo es que la suposición de volatilidad constante en el tiempo puede no ser válida. Por otro lado, el modelo no es bueno para modelar cambios sustanciales repentinos en la variable subyacente. Alternativamente, el árbol binomial es un enfoque discreto del GBM. Sus ideas fundamentales son la partición del período de validez de una opción en varios períodos discretos y la evolución en el tiempo de la fuente de incertidumbre de acuerdo con un proceso binomial multiplicativo, donde el valor solo puede aumentar o disminuir con una cierta probabilidad de ocurrencia (Lazo y Watts, 2023).

Finalmente, se debe elegir un método para calcular el valor de la opción real. Se han extendido varios métodos de evaluación de opciones financieras para la evaluación de opciones reales. El método se elige según el número de incertidumbres consideradas y su respectivo modelado matemático, el tipo y número de opciones reales consideradas, la información disponible y el tipo de solución deseada, es decir, una respuesta analítica que permita identificar la influencia de cada parámetro en la solución, o una solución numérica que procese una gran cantidad de información. A continuación, se revisarán los métodos descritos para la evaluación de las opciones reales (Lazo y Watts, 2023).

6.1.3. Métodos de evaluación de opciones reales

El método de la ecuación diferencial parcial (PDE, por sus siglas en inglés) de Black-Scholes es un método analítico que puede ser computacionalmente económico para opciones reales simples, pero requiere una comprensión avanzada de modelos estocásticos y matemáticas financieras. Las principales desventajas de este método son que solo puede incorporar una o como máximo dos fuentes de incertidumbre correlacionadas, que solo permite la evaluación de opciones europeas y que asume que la fuente de incertidumbre considerada sigue un GBM. Debido a estas limitaciones y a la complejidad de los mercados eléctricos, con múltiples fuentes de incertidumbre, el método PDE no se usa con frecuencia para la evaluación de proyectos fotovoltaicos (Lazo y Watts, 2023).

La programación dinámica (DP, por sus siglas en inglés) es uno de los métodos más utilizados para evaluar opciones reales; la idea detrás de este método es comparar la decisión inmediata con una función de valoración que encapsula las consecuencias de todas las decisiones futuras, moviéndose recursivamente a través de períodos discretos, desde el último período hasta el primero; si se asume el tiempo continuo, se puede modelar el problema como una PDE, lo que permite obtener una solución en forma de un valor de activación, esto es, un precio umbral que cuando se supera es óptimo invertir. Este umbral es similar al criterio de VPN, en el que se sugiere la inversión cuando el VPN es mayor que cero, pero considera la irreversibilidad de la inversión y la incertidumbre de las variables. Basado en el enfoque DP, el modelo de árbol binomial o de *lattice* (que se podría traducir como malla, entramado o retícula), aplica la inducción hacia atrás directamente a una red de nodos, comenzando desde los nodos finales. Las ventajas de este método son que es un método visual, fácil de usar y permite identificar el valor de la opción y las decisiones óptimas en períodos intermedios, lo que posibilita la evaluación de opciones americanas. Además, este método puede

tratar con opciones compuestas agregando nodos de decisión adicionales. Sin embargo, la limitación de este método es que a medida que aumenta el número de incertidumbres y pasos de tiempo, el problema crece exponencialmente, lo que limita su uso a problemas con una o dos fuentes de incertidumbre (Lazo y Watts, 2023).

Los métodos de simulación, en particular la simulación de Monte Carlo, modelan la evolución de todas las fuentes de incertidumbre para crear una distribución del valor del proyecto. Estos métodos superan la limitación de dimensionalidad, requieren mucho menos sofisticación matemática, pueden considerar flujos de efectivo de diferentes fuentes, pueden modelar múltiples fuentes de incertidumbre con diferentes tipos de comportamiento y pueden incorporar reglas de decisión complicadas. Las desventajas de estos métodos son que proporcionan una solución numérica que no permite determinar la influencia individual de cada parámetro en la solución y pueden ser computacionalmente costosos de implementar. Una variante ampliamente utilizada de la simulación de Monte Carlo es la simulación de mínimos cuadrados de Monte Carlo (*Least Square MonteCarlo simulation* o LSMC), que combina la técnica de simulación estocástica con la programación dinámica (Lazo y Watts, 2023).

6.2. ADAPTACIÓN DEL MODELO PARA EL CASO ESPECÍFICO DEL SECTOR TRANSPORTADOR COLOMBIANO

De acuerdo con la metodología seleccionada, a continuación se desarrollan los pasos propuestos para la evaluación de decisión de inversión en un proyecto de generación solar, desde la perspectiva del transportador colombiano, teniendo en cuenta el marco regulatorio y tributario vigente y el acceso a información que tiene el transportador.

6.2.1. Marco regulatorio

El Gobierno colombiano, a través de la Ley 1715 de 2014 y del Decreto 2143 de 2015, estableció los beneficios tributarios, arancelarios, contables y de participación en el mercado energético colombiano, para incentivar el desarrollo, inversión y el uso de la energía eléctrica generada con fuentes no convencionales de energía. En ese sentido, los instrumentos contemplados son los siguientes:

- Deducción de la renta del 50% de la inversión realizada, en un periodo no mayor a 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión. El valor a deducir en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión.
- Exclusión del impuesto a las ventas –IVA– en la adquisición de bienes y servicios.
- Exención en el pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados para labores de reinversión y de inversión.
- Depreciación acelerada de maquinaria, equipos y obras civiles.

En el desarrollo del presente documento se asume que el proyecto cumple con los requisitos para obtener todos los beneficios anteriormente descritos, dentro de los que se encuentran la aprobación de la conexión por parte de la UPME, la aprobación de licencia ambiental por parte de la autoridad competente y el trámite para aprobación de los beneficios mismos.

Ahora bien, para la aplicación de los beneficios, con base en la experiencia de la co-autora y fuentes del sector, se estima que el 70% del CAPEX (inversión de capital o *Capital Expenditure*) corresponde a maquinaria, equipo y obras civiles, y que el 40% corresponde a importaciones. No obstante, si el transportador cuenta con información más precisa del modelo de negocio del promotor, al momento de la evaluación podría ajustar los datos.

Aunque los beneficios tributarios pueden incluirse directamente en el flujo de caja libre del proyecto, siguiendo la recomendación de Isaza-Cuervo et al. (2021), se analizan los beneficios como un proyecto independiente para cuantificar el impacto de la regulación en la viabilidad del proyecto. Así, se calcula el VPN del beneficio tributario total y se suma al VPN del proyecto, en cada uno de los escenarios planteados.

6.2.2. Escenarios de inversión

La metodología descrita por Kim et al. (2017) considera las siguientes como variables claves para el ejercicio de valoración:

- Costos de administración, operación y mantenimiento
- Producción de energía
- Tarifa

- Precio de la reducción de emisiones certificadas

No obstante, teniendo en cuenta que en Colombia suelen pactarse tarifas fijas de administración, operación y mantenimiento, indexadas con la inflación, se considera un valor fijo en los escenarios estudiados.

Por otro lado, entendiendo que el pago por reducción de emisiones certificadas está sujeto a aprobación y que los mecanismos en Colombia en el mercado del carbón no están claros, no se incluye dicha variable. Sin embargo, se consideran los beneficios tributarios descritos en el numeral 6.2.1.

Así, las variables clave de la casuística y sus respectivas consideraciones, son las siguientes:

- Producción de energía: Corresponde a la generación de energía mensual esperada en kWh. El primer año de producción se calcula como el producto entre la capacidad instalada en kW, la eficiencia porcentual del sistema, las horas estándar de sol y los días del mes.

  La capacidad instalada del sistema es un dato de diseño, que el transportador puede obtener del concepto aprobatorio de la UPME, y las horas estándar de sol pueden ser consultadas en fuentes meteorológicas de preferencia del transportador, como el *POWER Data Access Viewer* dispuesto por la NASA.

  La estimación de la eficiencia del sistema puede consultarse a los actores del sector o tomar las recomendaciones hechas por Kim et al. (2017). Para esta variable, se considerarán los casos optimista, moderado y pesimista, que entregarán la producción de energía para los escenarios homólogos.

Por último, para la proyección de generación de largo plazo debe considerarse un factor de degradación anual en la capacidad de generación de los paneles (*Degradation Rate per Year*, DRY), que puede consultarse en las características técnicas emitidas por los fabricantes. Así, desde el segundo año de operación, se considera una producción de energía reducida en un factor de 1- DRY, respecto a la base del primer año.

- Tarifa: Corresponde a los pesos colombianos recibidos por kWh vendido por el promotor. En Colombia las plantas de generación solar fotovoltaica tienen permitido participar en las subastas de energía de largo plazo, por lo que podrían considerarse los precios de los mercados regulado y no regulado y el precio de bolsa nacional. Para esta variable, se consideran un escenario moderado, optimista y pesimista, que se obtienen de la modelación hecha en el apartado 6.2.3.

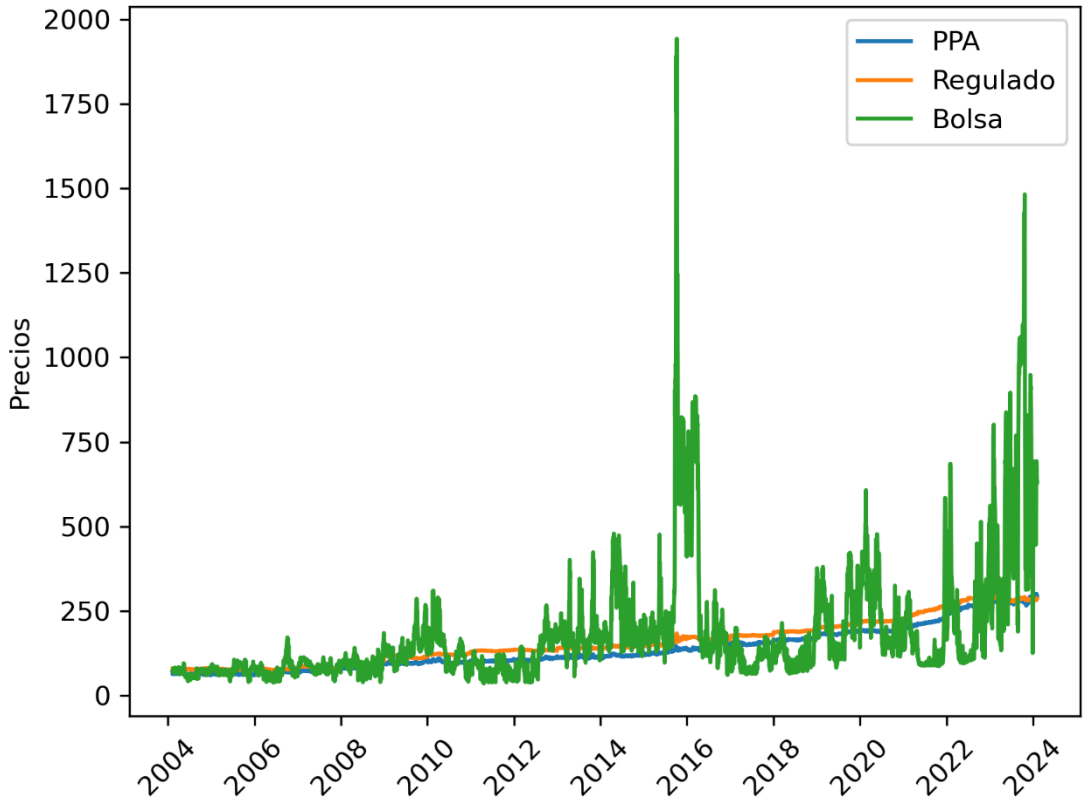
Así, de la combinación de las variaciones en la producción de energía y tarifa, resultan nueve escenarios posibles para realizar la valoración por flujo de caja libre descontado.

6.2.3. Modelación de la tarifa

De la página de XM®[1], se tomaron los precios diarios de la energía en Colombia de los últimos 20 años. Usando la librería *matplotlib* de Python, se graficaron las series de tiempo del Precio del Mercado No Regulado, Precio del Mercado Regulado y Precio en Bolsa (ver Figura 1).

[1] https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PreciosContratosMercado.aspx

Figura 1: Precios de energía en Colombia 2004-2024



Fuente: Elaboración propia

Se observa que la volatilidad de los precios en la bolsa de energía es mucho mayor que la del mercado regulado y la del mercado no regulado, y no sólo es más variable, sino que hay múltiples momentos a lo largo del período observado en los que la tarifa en la bolsa de energía es menor que la de los contratos, por lo que la existencia de un contrato para venta de energía se considera obligatoria para la viabilidad de estos proyectos. Esto está en concordancia con lo encontrado en la revisión de la literatura hecha en el numeral 6.1. En consecuencia, se considerarán viables únicamente los proyectos que tengan vigente un contrato PPA o contrato para venta en el mercado regulado, que les garantice a los generadores un precio mínimo de venta del kWh producido.

El generador no está obligado a divulgar los términos en los que se pactan estos contratos, por lo que no se tendrá acceso a la tarifa que obtendrá el generador, pero se requiere modelar este precio

para proyectar el flujo de caja. Entonces, utilizando los datos de Índice de Precios al Consumidor —IPC— obtenidos en la página del Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE[2], se tomó la tarifa de los últimos 20 años del Mercado No Regulado, es decir, el que refleja el promedio de los PPA, y se trajo a pesos constantes de febrero de 2024. Las estadísticas de estos precios son:

Tabla 3: Estadísticas de precios del Mercado No Regulado

Estadístico	Valor
Conteo	7300
Promedio	212.07
Mínimo	137.98
P25	182.84
P50	202.26
P75	246.90
Máximo	313.24
Desviación estándar	45.26

Fuente: Elaboración propia

Para el escenario moderado, se definió que la mediana de los datos de precios a pesos constantes sería la tarifa base, creciendo a partir de ahí con el IPC; esto correspondería a una tarifa base de $\$202.26/kWh$. Para el escenario pesimista, se tomó como tarifa base el percentil 25, lo que correspondería a $\$182.84/kWh$. Para el escenario optimista se tomó como tarifa base el percentil 75, lo que correspondería a $\$246.90/kWh$.

[2] https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc

6.2.4. Valoración por flujo de caja libre descontado

La construcción del flujo de caja libre descontado, para cada uno de los nueve escenarios resultantes y sus respectivos beneficios tributarios, se calcula como sigue:

$$Flujo\ de\ caja\ libre_t = EBIT_t\ (1 - T) +\ Depreciación_t - \Delta CAPEX$$

donde el EBIT (*Earnings Before Interest and Taxes*), o utilidad antes de impuestos e intereses, se estima a partir de los ingresos obtenidos según la definición de cada escenario; T corresponde a la tasa de impuestos y $\Delta CAPEX$ o variación en la inversión de capital, corresponde al incremento a la inversión en activos, si hubiera lugar.

Teniendo en cuenta que el análisis se realiza para proyectos de gran escala en Colombia, y que usualmente se financian bajo la metodología de *Project Finance*, debe calcularse el WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), o costo promedio ponderado de capital, considerando tanto el costo del patrimonio (*equity*) como el costo de la deuda. Se propone, de acuerdo con las prácticas para este tipo de proyectos, una estructura de capital con 30% patrimonio y 70% deuda; sin embargo, si el transportador tuviera acceso a la información particular del proyecto en evaluación, podría incluirla en el modelo.

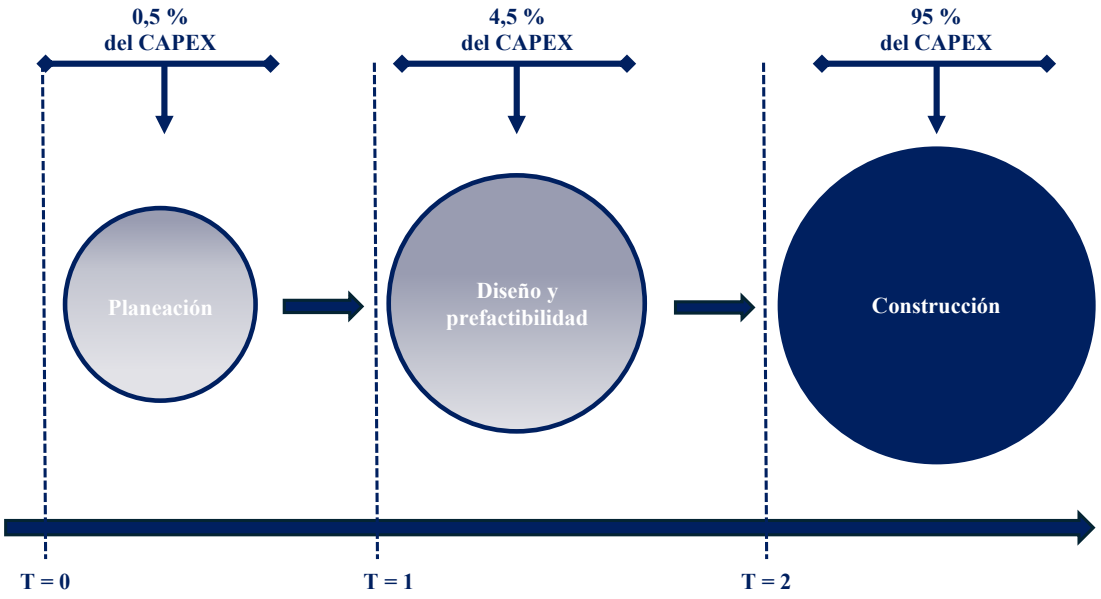
Según lo expuesto en el numeral 6.2.1, la valoración de los beneficios tributarios se realizará como un proyecto independiente y el VPN de dichos beneficios se sumará a la valoración del proyecto sin el beneficio.

Aunque el transportador puede observar el efecto del beneficio tributario en la viabilidad del proyecto en cada uno de los escenarios, para la selección de los escenarios optimista, moderado y pesimista, se considerarán las valoraciones totales.

6.2.5. Valoración por opciones reales

De acuerdo con la metodología propuesta por Kim et al. (2017), en la aplicación del análisis por opciones reales, se definen los momentos de inversión y sus respectivos montos, tal como se muestra en la Figura 2.

Figura 2: Momentos de inversión



Fuente: Elaboración propia

Se definen, para este análisis, tres (3) escenarios, resultantes de la construcción y evaluación de los nueve (9) escenarios propuestos en el numeral 6.2.2, a saber:

- Escenario optimista: aquel con el máximo valor presente de los flujos descontados al WACC calculado para el proyecto.
- Escenario pesimista: aquel con el menor valor presente de los flujos descontados al WACC calculado para el proyecto.

- Escenario moderado: aquel cuyo valor corresponde a la mediana del valor presente de flujos descontados al WACC, de los nueve (9) escenarios.

Así, la volatilidad se estima con el valor presente de los flujos de los escenarios pesimista y optimista y un tiempo de análisis de tres (3) años, con intervalos de un año, correspondientes a los momentos de inversión.

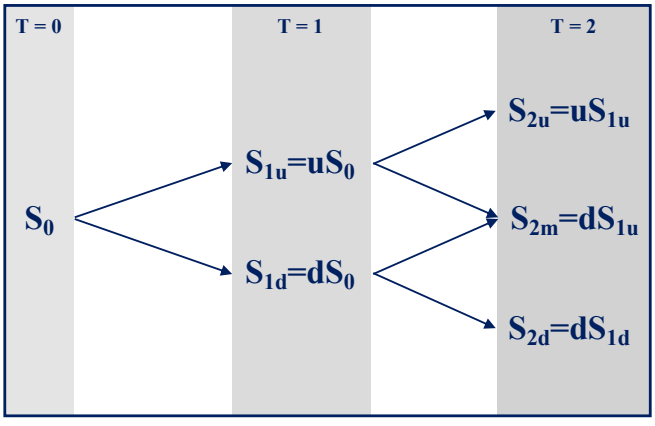
Para el cálculo de la probabilidad neutral al riesgo, se emplea una tasa libre de riesgo correspondiente al rendimiento de los bonos del tesoro colombiano.

Los demás parámetros del modelo se calculan de acuerdo con las ecuaciones descritas en el numeral 6.1.

Ahora bien, para obtener la decisión de inversión, se construyen los tres (3) árboles descritos a continuación:

- El **árbol del valor del activo subyacente** se construye de izquierda a derecha, partiendo del valor presente de los flujos del escenario moderado S_0, del cual se derivan los movimientos hacia arriba (uS_0) y hacia abajo (dS_0), así:

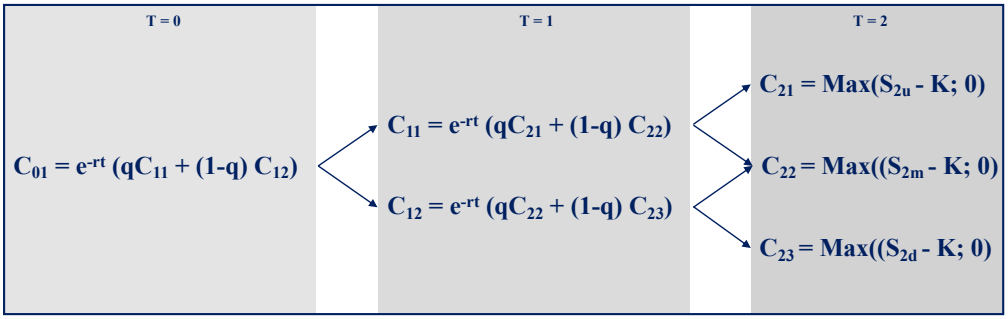
Figura 3: Construcción árbol del valor del activo subyacente



Fuente: Elaboración propia

- El **árbol del valor de la opción** se calcula de derecha a izquierda. Los últimos valores del árbol (T=2), corresponden al máximo entre cero y la diferencia entre el valor del activo subyacente y el *strike* (K), donde este último corresponde al valor de la inversión para el periodo. Los valores de las opciones para los momentos T=1 y T=0, se calculan teniendo en cuenta los valores de las opciones del momento posterior, la tasa libre de riesgo (r) y la probabilidad neutral al riesgo (q), de acuerdo con lo expuesto en el apartado 6.1., así:

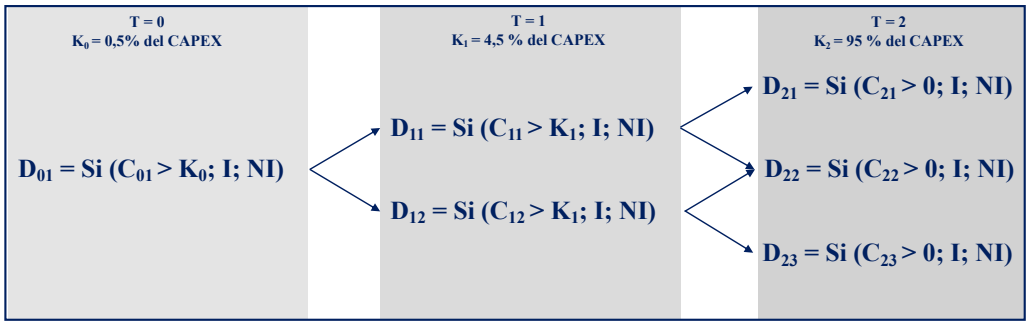
Figura 4: Construcción árbol del valor del valor de la opción



Fuente: Elaboración propia

- El **árbol de decisión de inversión** se construye, para T=0 y T=1, comparando el valor de la opción real con el valor del *strike*; para T=2, la decisión de inversión viene dada únicamente por el valor de la opción, tal como se muestra en la Figura 5, donde "I" corresponde a la decisión de invertir y "NI" corresponde a la decisión de no invertir, en ese momento.

Figura 5: Construcción árbol de decisión



Fuente: Elaboración propia

6.2.6. Decisión de inversión

Entendiendo que el valor de la opción en el momento T=0 está determinado por el valor de la opción en los periodos subsiguientes y que el transportador toma la decisión de inversión finalizado el periodo T=0, la decisión del transportador de prestar o no el servicio de conexión para el proyecto está determinada por el resultado del árbol de decisión en T=0. A esta interpretación la podríamos denominar "*all-in*", es decir, una interpretación de la opción real en la que la decisión que se obtiene en el momento inicial ($T = 0$) recoge la probabilidad de éxito y falla en las instancias siguientes.

Sin embargo, una mayor flexibilidad y, por tanto, un uso más apropiado de la aproximación por opciones reales, se obtiene con una interpretación escalonada. La compra de una opción *call* (que brinda la opción —mas no la obligación— de invertir en un futuro en que las condiciones sean más favorables) sería asimilable a las inversiones (y al riesgo involucrado) que implican los estudios iniciales de los servicios de conexión. En la experiencia de la co-autora, los transportadores ofrecen algunos servicios previos al servicio de conexión, a saber:

1. Estudio de conexión y prefactibilidad.

2. Servicios de Etapa 1: estudios prediales, ambientales, preingenierías, etc.

3. Servicio de conexión: solución final de ingeniería y construcción de la infraestructura que se ha mencionado previamente, a cambio del cargo de conexión.

Así, estas etapas implican inversiones mucho menores y riesgos menos significativos para el transportador. La interpretación escalonada implica que para el período T=0, el transportador le ofrecería al generador un estudio de conexión si la aproximación por opciones reales dice, en ese punto, que debe invertir; para el período T=1, la evolución de las variables que se han evaluado podrían implicar que la aproximación de opciones reales arroje un resultado de "invertir" o "no invertir", que guiaría la decisión del transportador de ofrecer o no al generador un servicio de Etapa 1; finalmente, cuando llegue el período T=2, el transportador evaluaría la posibilidad de ofrecer o no un servicio de conexión, esto es, de asumir o no el mayor riesgo, según la evolución de las variables, que hagan que el valor de la opción sea mayor que la inversión.

6.3. EVALUACIÓN DEL MODELO

Para simular el uso del modelo en las condiciones en las que el transportador colombiano las tendría, se evaluaron tres proyectos existentes con la información públicamente disponible, pasándolos por un flujo de caja libre descontada y por el modelo de aproximación de opciones reales desarrollado en el segmento previo. Tras obtener estos resultados, se compararon las conclusiones obtenidas a través de ambos métodos. Se visitó el Registro de proyectos de generación eléctrica en Colombia, de la UPME; esta base de datos es de acceso público y tiene los datos de todos los proyectos que pretenden construirse en el país. Se seleccionaron tres proyectos representativos para ser evaluados con el modelo desarrollado en la fase previa; estos proyectos se escogieron usando criterios de conveniencia y no de aleatorización, por pertenecer a las zonas del país que más potencial solar tienen, así como por tener una estructura de capital diferente entre sí y una capacidad instalada significativa (UPME, 2023); así, se escogieron para la evaluación los siguientes proyectos:

- El Copey 200 MW
- Sahagún 250 MW
- Cimitarra 500 MW

Ahora bien, para el cálculo del costo de capital, se consideran las variables mostradas en la Tabla 4. Se considera un costo del patrimonio k_e de 16,45%. También se asume un k_d de 15%, de acuerdo con las condiciones actuales del mercado y teniendo en cuenta el riesgo que implica que los créditos se otorguen directamente al SPV constituido para cada proyecto, el cual no tiene historial crediticio y no tiene los activos para respaldar la deuda que tiene el corporativo (la empresa dueña del

proyecto). Además, se considera una deuda con amortización constante durante la etapa de operación. Adicionalmente, se reportan el IPC y los indicadores tributarios considerados para el ejercicio en Colombia.

Tabla 4: Cálculo general del costo de capital

Parámetro	Valor	Comentarios
Datos del sector		
Tasa libre de riesgo	4,28%	Rentabilidad de un bono del Tesoro Americano a 10 años (Damodaran, 2024)
Beta apalancado	0,77	Consultado en los datos dispuestos por Damodaran (2024) para el sector "Emerging Markets Power Sector"
Tasa de impuesto (marginal)	15,86%	
Relación D/E	109,93%	
Datos para cálculo del Ke por modelo CAPM		
Retorno esperado de mercado	5,23%	Consultado en los datos dispuestos por Damodaran (2024), para un periodo comprendido entre 1927 y 2023.
10YTM Colombia	9,56%	Tomado del Grupo Aval (2024)
TES UVR 10Y	4,21%	Tomado del Grupo Aval (2024)
k_e	16,45%	
Datos generales Colombia		
Tasa de impuesto en Colombia	40%	
Tasa libre de riesgo Colombia	6,2%	Rendimiento efectivo anual bonos del tesoro colombiano
Tasa de crédito	15%	Efectivo anual, de acuerdo con las condiciones de mercado, teniendo en cuenta que los proyectos se encuentran en la misma etapa de desarrollo y son contemporáneos
Tasa IVA	19%	
IPC de largo plazo	3,5%	Tomado de las proyecciones financieras del Grupo Bancolombia (2023)

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, para el modelamiento y evaluación de los proyectos se consideran las tarifas de energía determinadas en el numeral 6.2.3, los momentos y montos de inversión establecidos en el numeral 6.2.5, la distribución de CAPEX enunciada en el numeral 6.2.1 para el cálculo de los beneficios tributarios, el cálculo de producción de energía descrito en el numeral 6.2.2, buscando

en cada caso las horas estándar de sol de la zona, afectando dicha variable por la eficiencia en la generación reportada en cada escenario y el factor anual de degradación. Los datos considerados se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5: Datos comunes a los proyectos

Parámetro	Valor	Comentarios
Años de operación	25	De acuerdo con la vida útil típica de los equipos
Factor anual de degradación	0,8%	Tomado de Isaza-Cuervo (2021)
CAPEX correspondiente a equipos de generación	70%	Se estima
CAPEX correspondiente a importaciones	40%	Se estima
CAPEX exento de IVA	80%	El capítulo III, Artículo 12 de la Ley 1715 indica que son exentos de IVA los bienes y servicios destinados al desarrollo de proyectos de generación con FNCE y gestión eficiente de energía
Tarifa de importación	15%	Tomado del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (2022)
Años de deducción impuesto de renta	15	De acuerdo con lo descrito en los incentivos tributarios
Eficiencia en la generación en el escenario optimista	100%	Tomado de Kim (2017)
Eficiencia en la generación en el escenario moderado	82,56%	
Eficiencia en la generación en el escenario pesimista	57,79%	

Fuente: Elaboración propia

Para la estimación del CAPEX se considera una inversión de 650 USD/kW_p, de acuerdo con la información suministrada de manera confidencial por un actor del sector (Confidencial, comunicación personal, 1 de abril de 2024); sin embargo, el transportador podría considerar un estimado de 1.000 USD/kW_p, según referencias establecidas en la regulación colombiana (BUN-CA, 2002). Se considera que el CAPEX incluye toda la inversión desde la fase de planeación hasta la construcción y puesta en servicio, incluyendo los repuestos necesarios durante la operación, de

manera que no se tendrán en cuenta inversiones adicionales en la etapa de operación. La Tasa representativa del mercado - TRM considerada para el ejercicio es de 4.000 USD/COP.

Para estimar los gastos operativos – OPEX, se considera un costo de 7,34 USD/kW_p/año, para el primer año de operación del proyecto, de acuerdo con la información suministrada por un actor del sector (Confidencial, comunicación personal, 1 de abril de 2024); sin embargo, se presentan al transportador las alternativas consignadas en la Tabla 6. Además, se contempla un incremento anual del IPC.

Tabla 6: Alternativas para estimación del OPEX

Estimación	Valor	Comentarios
Por energía generada	0,011830 USD/kWh/mes	Tomada de Kim (2017)
Como porcentaje del CAPEX	2,5%	Tomada de la CREG (2019)
En función de la capacidad instalada	30,00 USD/kW/año	Tomado de Isaza-Cuervo (2021)

Fuente: Elaboración propia

Para la elaboración del flujo de caja libre, se considera que del OPEX el 3% corresponde a la administración, el 22% a la operación y el 75% al mantenimiento. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, se exponen las particulares para cada proyecto seleccionado, desde el numeral 6.3.1 hasta el numeral 6.3.3, así como los resultados de la evaluación por flujo de caja descontado y por aproximación de opciones reales.

6.3.1. El Copey 200 MW

El modelamiento del proyecto considera los datos presentados en la Tabla 7, una estructura de capital con 80% deuda y 20% patrimonio, y las horas estándar de sol promedio diario por mes mostradas en la Tabla 8.

Tabla 7: Datos construcción y operación del proyecto – El Copey 200 MW

Parámetro	Valor
Capacidad instalada	200 MW
CAPEX total	COP 520.000.000.000
OPEX primer año	COP 5.875.200.000

Fuente: Elaboración propia

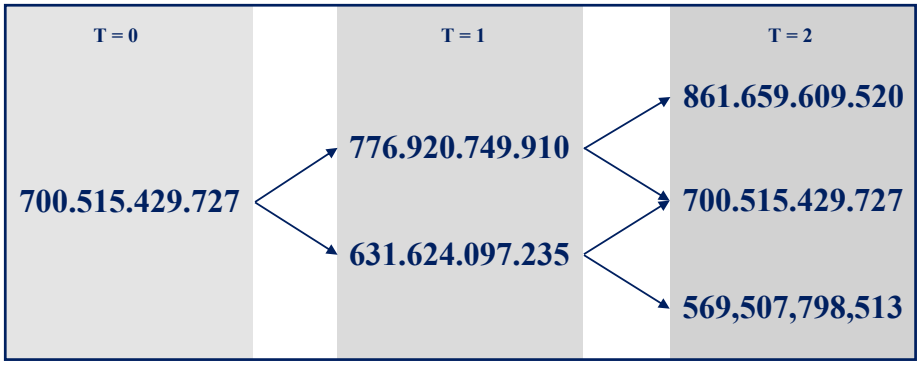
Tabla 8: Horas estándar de sol promedio diario por mes– El Copey 200 MW

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Horas estándar de Sol	8.71	8.64	7.77	6.97	6.19	6.33	6.74	6.39	5.77	5.48	6.27	7.81

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de https://weather-and-climate.com.

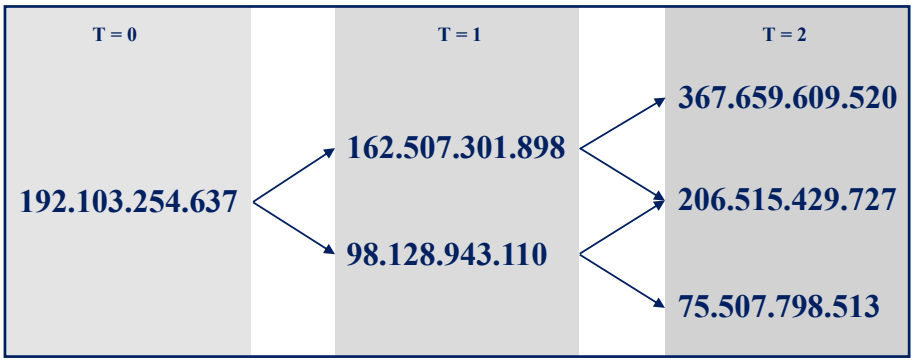
Incluyendo los valores anteriores en el modelo propuesto, se obtienen los árboles de valor del activo subyacente, valor de la opción y de decisión, mostrados en la Figura 6, Figura 7 y Figura 8, respectivamente; además, se obtiene el valor presente neto del proyecto para los escenarios optimista, pesimista y moderado, mostrados en la Tabla 9.

Figura 6: Árbol del valor del activo subyacente – El Copey 200 MW



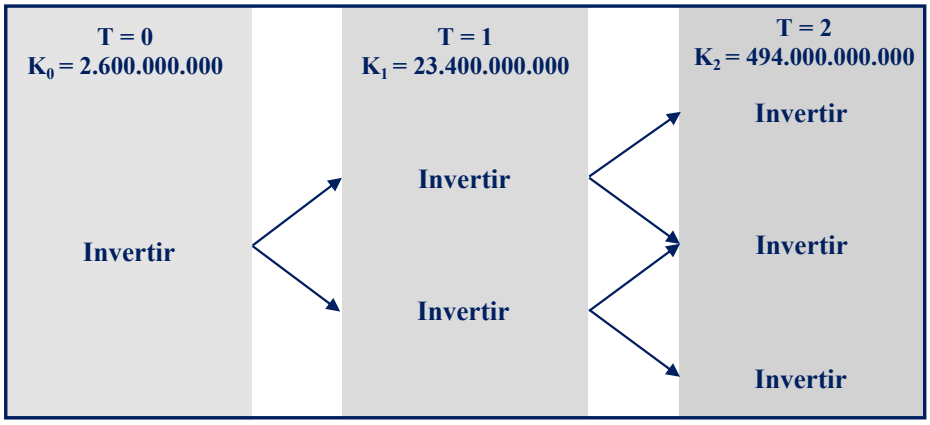
Fuente: Elaboración propia

Figura 7: Árbol del valor del valor de la opción – El Copey 200 MW



Fuente: Elaboración propia

Figura 8: Árbol de decisión – El Copey 200 MW



Fuente: Elaboración propia

Tabla 9: VPN por escenarios – El Copey 200 MW

Escenario	Valor con beneficios tributarios	Valor sin beneficios tributarios
Optimista	472.179.096.616	312.573.985.801
Moderado	180.515.429.727	52.426.213.885
Pesimista	-35.710.693.620	-147.199.811.778

Fuente: Elaboración propia

6.3.2. Sahagún 250 MW

El modelamiento del proyecto considera los datos presentados en la Tabla 10, una estructura de capital con 75% deuda y 25% patrimonio, y las horas estándar de sol promedio diario por mes mostradas en la Tabla 11.

Tabla 10: Datos construcción y operación del proyecto – Sahagún 250 MW

Parámetro	Valor
Capacidad instalada	250 MW
CAPEX total	COP 650.000.000.000
OPEX primer año	COP 7.344.000.000

Fuente: Elaboración propia

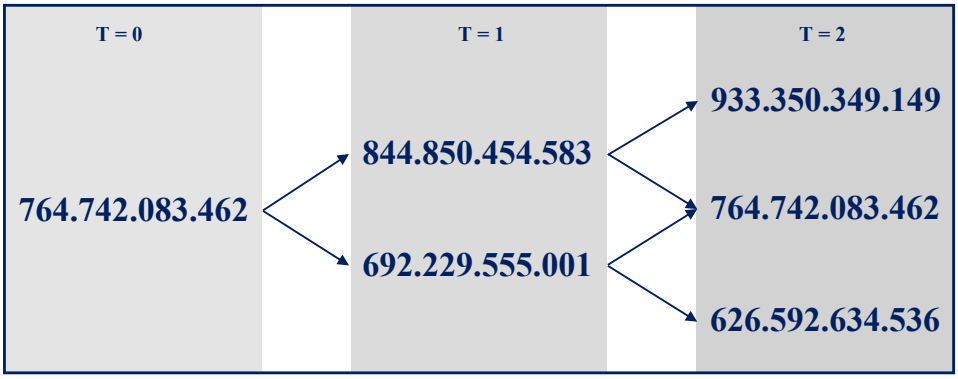
Tabla 11: Horas estándar de sol promedio diario por mes– Sahagún 250 MW

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Horas estándar de Sol	7,61	7,46	6,48	5,30	4,61	5,70	6,48	6,10	4,80	5,03	5,53	7,06

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de https://weather-and-climate.com.

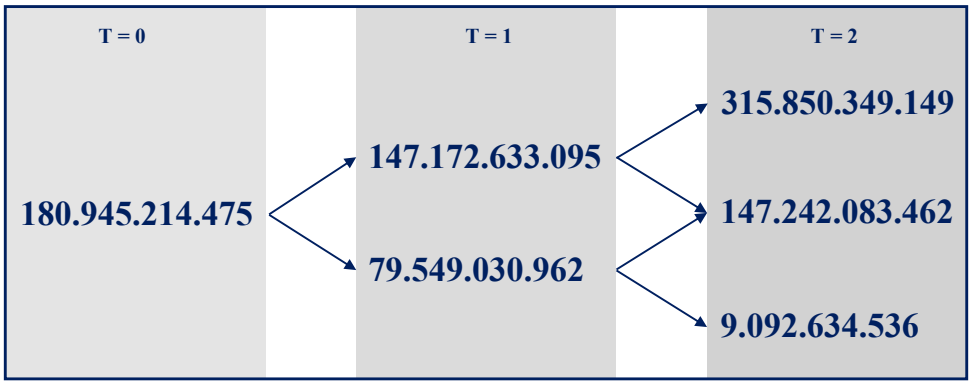
Incluyendo los valores anteriores en el modelo propuesto, se obtienen los árboles de valor del activo subyacente, valor de la opción y de decisión, mostrados en la Figura 9, Figura 10 y Figura 11, respectivamente; además, se obtiene el valor presente neto del proyecto para los escenarios optimista, pesimista y moderado, mostrados en la Tabla 12.

Figura 9: Árbol del valor del activo subyacente – Sahagún 250 MW



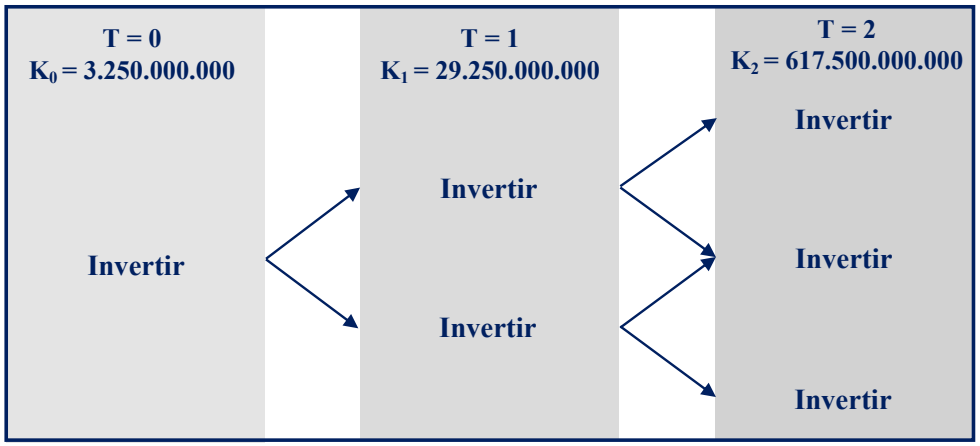
Fuente: Elaboración propia

Figura 10: Árbol del valor del valor de la opción – Sahagún 250 MW



Fuente: Elaboración propia

Figura 11: Árbol de decisión – Sahagún 250 MW



Fuente: Elaboración propia

Tabla 12: VPN por escenarios – Sahagún 250 MW

Escenario	Valor con beneficios tributarios	Valor sin beneficios tributarios
Optimista	422.981.469.994	236.545.926.754
Moderado	114.742.083.462	-38.770.697.238
Pesimista	-111.922.870.340	-250.036.636.753

Fuente: Elaboración propia

6.3.3. Cimitarra 500 MW

El modelamiento del proyecto considera los datos presentados en la Tabla 13, una estructura de capital con 0% deuda y 100% patrimonio, y las horas estándar de sol promedio diario por mes mostradas en la Tabla 14.

Tabla 13: Datos construcción y operación del proyecto – Cimitarra 500 MW

Parámetro	Valor
Capacidad instalada	500 MW
CAPEX total	COP 1.300.000.000.000
OPEX primer año	COP 14.688.000.000

Fuente: Elaboración propia

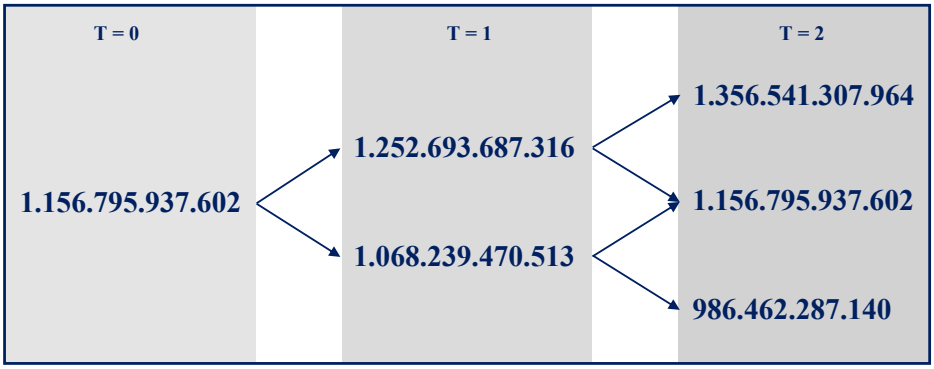
Tabla 14: Horas estándar de sol promedio diario por mes– Cimitarra 500 MW

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Horas estándar de Sol	6,81	5,86	4,77	4,57	4,87	4,87	5,35	4,87	5,07	4,94	4,90	5,87

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de https://weather-and-climate.com.

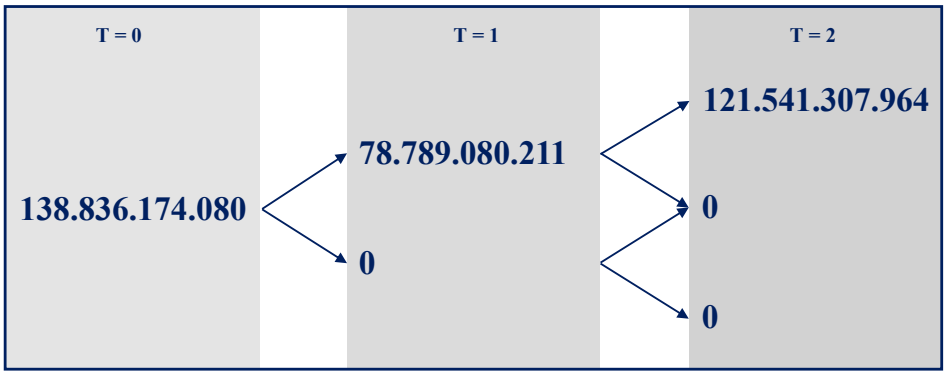
Incluyendo los valores anteriores en el modelo propuesto, se obtienen los árboles de valor del activo subyacente, valor de la opción y de decisión, mostrados en la Figura 12, Figura 13 y Figura 14, respectivamente; además, se obtiene el valor presente neto del proyecto para los escenarios optimista, pesimista y moderado, mostrados en la Tabla 15.

Figura 12: Árbol del valor del activo subyacente – Cimitarra 500 MW



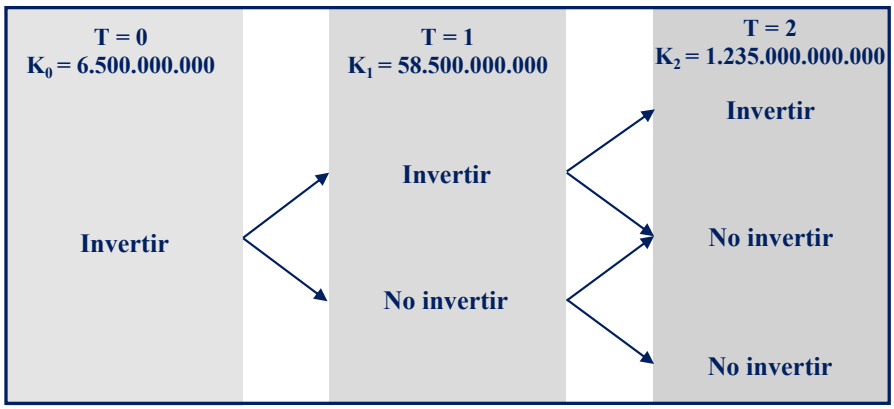
Fuente: Elaboración propia

Figura 13: Árbol del valor del valor de la opción – Cimitarra 500 MW



Fuente: Elaboración propia

Figura 14: Árbol de decisión – Cimitarra 500 MW



Fuente: Elaboración propia

Tabla 15: VPN por escenarios – Cimitarra 500 MW

Escenario	Valor con beneficios tributarios	Valor sin beneficios tributarios
Optimista	185.035.162.734	-189.531.463.052
Moderado	-143.204.062.398	-527.402.874.550
Pesimista	-444.730.244.116	-786.670.622.900

Fuente: Elaboración propia

6.3.4. Conclusiones de la evaluación

Se observa que en el primer proyecto evaluado, El Copey 200 MW, la evaluación por flujo de caja libre descontado (la que corresponde al escenario moderado en la Tabla 9) produce un VPN mayor a cero ($180.515.429.727), lo que le sugeriría al inversionista invertir y al transportador ofrecer el

servicio de conexión. Por su parte, la evaluación por aproximación de opciones reales permitiría hacer un abordaje escalonado, pero en todos los escenarios la evaluación es positiva; esto es, aun en un escenario pesimista es posible para el transportador ofrecer el servicio de conexión.

En el segundo proyecto evaluado, Sahagún 250MW, la evaluación por flujo de caja libre descontado (el escenario moderado en la Tabla 12) obtiene un VPN positivo ($114.742.083.462), mientras que la evaluación escalonada a través de opciones reales invita a ofrecer el servicio de conexión en todos los escenarios. Este segundo escenario es coherente con el primero: cuando el flujo de caja libre es claramente favorable, la aproximación por opciones reales es también favorable.

Finalmente, en el tercer proyecto evaluado, Cimitarra 500MW, la evaluación por flujo de caja libre descontado (correspondiente al escenario moderado de la Tabla 15) ofrece un VPN negativo (-$143.204.062.398), lo cual implicaría que ni el inversionista debería invertir en este proyecto (asumiendo que tenga la misma información), ni el transportador debería asumir el riesgo de ofrecer un servicio de conexión. Sin embargo, en la aproximación por opciones reales se observa que, aunque en un escenario pesimista se obtiene un VPN negativo y un valor de la opción real de 0, en los demás escenarios la opción tiene un valor positivo y se podrían obtener ganancias. Entonces, la aproximación por opciones reales le sugeriría al transportador la posibilidad de ofrecer en el momento T=0 un estudio de conexión; en el momento T=1, el transportador debería reevaluar las condiciones del mercado y, si son favorables (si ha ocurrido el escenario optimista o, en otras palabras, si la opción real tiene un valor mayor a 0), ofrecer los servicios de etapa 1; finalmente, para el momento T=2, sólo si el escenario optimista se dio, el transportador podría ofrecer el servicio de conexión (y asumir el riesgo de invertir ese capital).

Se puede concluir de este ejercicio de simulación, con proyectos existentes en la base de datos de la UPME, que la aproximación por opciones reales ofrece al transportador la posibilidad de invertir de manera escalonada, evaluando paso a paso las condiciones del mercado, sin hacer las grandes inversiones y sin asumir el riesgo que implicaría ofrecer el servicio de conexión desde el inicio y, en particular, la posibilidad de obtener rentabilidad en proyectos que en la evaluación usual por flujo de caja libre descontado no se habrían considerado.

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló un modelo para predecir el riesgo de impago al transportador colombiano del servicio de conexión al Sistema Interconectado Nacional, para proyectos de generación solar a gran escala.

Para hacer este desarrollo se documentaron diferentes modelos que se utilizan en la literatura académica, tanto en Colombia como en el mundo. La revisión de la literatura permitió concluir que la existencia de PPA y de beneficios tributarios son indispensables para la factibilidad financiera de estos proyectos (y, por tanto, para el análisis del riesgo de impago) y que el modelo más apropiado para evaluar el riesgo financiero de los proyectos de generación solar, teniendo presente la incertidumbre que genera la tarifa de la energía eléctrica en el mercado colombiano, es el modelo de flujo de caja descontado asociado a una aproximación por opciones reales, asumiendo un comportamiento browniano geométrico del precio de la energía. Este análisis ha sido empleado para casos de estudio similares y permite tener en cuenta la potencial variabilidad en los resultados del proyecto, por lo que se decidió trabajar con dicho modelo.

Tras esta revisión de la literatura, se formuló un modelo financiero de flujo de caja libre descontado asociado a una aproximación por opciones reales, usando Microsoft Excel. Para la formulación del modelo, y su adaptación al caso colombiano, se tuvieron en cuenta los beneficios tributarios vigentes en Colombia, los históricos de precios de energía para mercados no regulados, las eficiencias proyectadas en la producción de energía y las proyecciones macroeconómicas que hay para el país.

Finalmente, se aplicó el modelo a tres proyectos de la base de datos de proyectos de generación solar de la UPME y se comparó el resultado de la aproximación de opciones reales, con el VPN

obtenido por flujo de caja libre descontado. Se encontró que la aproximación por opciones reales ofrece al transportador la posibilidad de invertir de manera escalonada, evaluando paso a paso las condiciones del mercado, sin hacer las grandes inversiones y sin asumir el riesgo que implicaría ofrecer el servicio de conexión desde el inicio. Finalmente, también se encontró que la mayor utilidad de la aproximación por opciones reales se presenta cuando la evaluación por flujos de caja libre descontados encuentra un VPN negativo; en ese escenario, la ROA le da al transportador la posibilidad de rentabilizar proyectos que, de otra manera, no se habrían considerado.

8. REFERENCIAS

Altman, E. I. (1968). Financial ratios, discrimant analysis and the prediction of corporate bankruptcy. *The Journal of Finance*, *23*(4), 589–609. https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1968.tb00843.x

Aval, G. (2024). *Portal Financiero Grupo Aval: Histórico Renta Fija*. https://www.grupoaval.com/wps/portal/grupo-aval/aval/portal-financiero/renta-fija/tes/datos-historicos

Bancolombia. (2023). *Proyecciones económicas*. https://www.bancolombia.com/empresas/capital-inteligente/actualidad-economica-sectorial/proyecciones-economicas-2024

Basel Committee on Banking Supervision (Ed.). (2011). *Operational risk: Supervisory guidelines for the advanced measurement approaches* (June 2011). Bank for Internat. Settlements.

Batac, K. I. T., Collera, A. A., Villanueva, R. O., & Agaton, C. B. (2022). Decision Support for Investments in Sustainable Energy Sources Under Uncertainties. *International Journal of Renewable Energy Development*, *11*(3), 801–814. https://doi.org/10.14710/ijred.2022.45913

Berk, J. B., & DeMarzo, P. M. (2020). *Corporate finance* (Fifth edition, global edition). Pearson.

Black, F., & Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *Journal of Political Economy*, *81*(3), 637–654. https://doi.org/10.1086/260062

BUN-CA, B. U. N. (2002). *Manuales sobre energía renovable: Solar fotovoltaicaBiomass Users Network (BUN-CA)*. http://www.bio-nica.info/biblioteca/BUNCA2002Fotovoltaica.pdf

Cheng, C., Wang, Z., Liu, M., Chen, Q., Gbatu, A. P., & Ren, X. (2017). Defer option valuation and optimal investment timing of solar photovoltaic projects under different electricity market systems and support schemes. *Energy*, *127*, 594–610. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.157

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (1995a). *Resolución 24 de 1995*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_1995.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (1995b). *Resolución 25 de 1995*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2014). *Resolución 38 de 2014*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2014.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. (2019). *Concepto 4022 de 2019*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0004022_2019.htm

Congreso de Colombia. (1887). *Código civil Colombiano, art. 6*.

Congreso de Colombia. (1994). *Ley 143 de 1994*. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631#:~:text=Por%20la%20cual%20se%20establece,otras%20disposiciones%20en%20materia%20energética.

Congreso de Colombia. (2021). *Ley 2099 de 2021*. https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326

Damodaran, A. (2024). *Useful Datasets*. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html

Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton University Press.

Engelmann, B. (Ed.). (2011). *The basel II risk parameters: Estimation, validation, stress testing - with applications to loan risk management*. Springer.

Espinal-Zapata, L. J., & Villegas-Machado, M. A. (2020). *Factibilidad financiera de un proyecto de energía solar fotovoltaica financiado mediante un acuerdo de compra PPA* [Trabajo de grado]. https://repository.eafit.edu.co/items/aae00b23-b413-4d57-8ccf-0154b8453c8e

Gabrielli, P., Aboutalebi, R., & Sansavini, G. (2022). Mitigating financial risk of corporate power purchase agreements via portfolio optimization. *Energy Economics*, *109*, 105980. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.105980

Gitman, L. J., Zutter, C. J., Madrigal Muñiz, L. O., & Herrero Díaz, M. de J. (2016). *Principios de administración financiera* (14a Ed). Pearson.

Haegermark, M., Kovacs, P., & Dalenbäck, J.-O. (2017). Economic feasibility of solar photovoltaic rooftop systems in a complex setting: A Swedish case study. *Energy*, *127*, 18–29. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.121

Haghighat Mamaghani, A., Avella Escandon, S. A., Najafi, B., Shirazi, A., & Rinaldi, F. (2016). Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia. *Renewable Energy*, *97*, 293–305. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086

Hernández, J. A., Velasco, D., & Trujillo, C. L. (2011). Analysis of the effect of the implementation of photovoltaic systems like option of distributed generation in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(5), 2290–2298. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.003

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2010). *Metodología de la investigación* (5a ed). McGraw-Hill.

Hull, J. (2015). *Risk management and financial institutions* (4a Ed). Wiley.

Isaza Cuervo, F. (2016). Valoración de fuentes renovables no convencionales de generación de electricidad: Un enfoque desde las opciones reales. *Cuadernos de Administración*, *28*(51). https://doi.org/10.11144/Javeriana.cao28-51.vfrc

Isaza Cuervo, F., Arredondo-Orozco, C. A., & Marenco-Maldonado, G. C. (2021). Photovoltaic power purchase agreement valuation under real options approach. *Renewable Energy Focus*, *36*, 96–107. https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.12.006

Juliao-Moreno, G. (2020). *Evaluación del crowdfunding como alternativa de financiación para las Pymes colombianas del sector energético, que desarrollan proyectos de eficiencia energética*

y fuentes no convencionales de energía renovable [Trabajo de grado]. https://repository.eafit.edu.co/server/api/core/bitstreams/4a6f6067-b719-4c01-9f14-db1a9bbd9134/content

Kim, K., Park, H., & Kim, H. (2017). Real options analysis for renewable energy investment decisions in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *75*, 918–926. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.073

Larreur, C.-H. (2021). *Structured finance*. Wiley.

Lazo, J., & Watts, D. (2023). The use of real options approach in solar photovoltaic literature: A comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, *57*, 103204. https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103204

Linares, P. (2018). La transición energética. *Ambienta: La revista del Ministerio de Medio Ambiente*, *125*, 20–31.

Marti-Planas, M. A., & Cárdenas, J. C. (2019, marzo 26). *La matriz energética de Colombia se renueva*. https://www.iadb.org/es/historia/la-matriz-energetica-de-colombia-se-renueva#:~:text=De%20esta%20capacidad%20instalada%2C%20el,%2C%20solar%2C%20y%20biomasa

McDonald, R., & Siegel, D. (1986). The Value of Waiting to Invest. *The Quarterly Journal of Economics*, *101*(4), 707. https://doi.org/10.2307/1884175

Méndez Muñiz, J. M., & Cuervo García, R. (2007). *Energía solar fotovoltaica* (2ª ed). Fundación Confemetal.

Merton, R. C. (1974). On the Pricing of Corporate Debt: The Risk Structure of Interest Rates. *The Journal of Finance*, *29*(2), 449. https://doi.org/10.2307/2978814

Mesa-Quintero, R., & Villegas-Gaviria, D. (2022). *Financiación a través de microfinanciación colectiva para proyectos corporativos de generación energética vía sistemas fotovoltaicos* [Trabajo de grado]. https://repository.eafit.edu.co/server/api/core/bitstreams/342a27b8-b3e4-4205-9163-4323084f6fef/content

MinCIT. (2022). *Gobierno establece arancel del 40% a importación de confecciones*. https://www.mincit.gov.co/prensa/noticias/comercio/arancel-del-40-a-importacion-de-confecciones

Project Management Institute (Ed.). (2021). *The standard for project management and a guide to the project management body of knowledge (PMBOK guide)* (Seventh edition). Project Management Institute, Inc.

Ramírez Díaz, J. A. (2010). *Evaluación financiera de proyectos: Con aplicaciones en excel*. Ediciones de la U. http://site.ebrary.com/id/10560217

Ramírez-Sagner, G., Mata-Torres, C., Pino, A., & Escobar, R. A. (2017). Economic feasibility of residential and commercial PV technology: The Chilean case. *Renewable Energy*, *111*, 332–343. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.04.011

Ramírez-Salcedo, J. F., & López-Vargas, J. A. (2020). *Viabilidad de un project finance en un*

megaproyecto de generación de energía fotovoltaica en la Empresa de Energía de Pereira - EEP [Trabajo de grado]. https://repository.eafit.edu.co/server/api/core/bitstreams/b21b63ae-6cc8-43f5-b089-e6629ada3063/content

Rocha, L. C. S., Aquila, G., Pamplona, E. D. O., Paiva, A. P. D., Chieregatti, B. G., & Lima, J. D. S. B. (2017). Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. *Journal of Cleaner Production*, *168*, 1448–1462. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.018

Rodrigues, S., Chen, X., & Morgado-Dias, F. (2017). Economic analysis of photovoltaic systems for the residential market under China's new regulation. *Energy Policy*, *101*, 467–472. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.039

Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., Mata-Lima, H., & Morgado-Dias, F. (2016). Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*, *131*, 81–95. https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019

Ross, S. A., Westerfield, R., Jaffe, J. F., & Roberts, G. S. (2015). *Corporate finance* (Seventh Canadian edition). McGraw-Hill Ryerson.

Schoenmaker, D., & Schramade, W. (2023). *Corporate finance for long-term value*. Springer International Publishing.

Superintendencia Financiera de Colombia. (2007). *Circular 041 de 2007*.

Tongsopit, S., Moungchareon, S., Aksornkij, A., & Potisat, T. (2016). Business models and financing options for a rapid scale-up of rooftop solar power systems in Thailand. *Energy Policy*, *95*, 447–457. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.023

Trujillo-Ruiz, J. E. (2019). *Estructura de un modelo financiero para generación de energía: El caso de las Granjas Solares.* [Trabajo de grado]. https://repository.eafit.edu.co/items/6091e806-10e3-4191-9216-3dd8695196dd

Umamaheswaran, S., & Rajiv, S. (2015). Financing large scale wind and solar projects—A review of emerging experiences in the Indian context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *48*, 166–177. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.054

UPME. (2020). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Resumen_Ejecutivo_PEN_2020_2050.pdf

UPME. (2023). *Informe de Registro de Proyectos de Generación de Electricidad*. https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJlLTk5ODAtNWUyMzYxMGMwMGYzIiwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWIzYzc5NWIxNmE1MyIsImMiOjR9

XM. (2023). *Parámetros técnicos del SIN - PARATEC*. https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/Default.aspx

Zhang, S. (2016). Innovative business models and financing mechanisms for distributed solar PV (DSPV) deployment in China. *Energy Policy*, *95*, 458–467. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.022