

ANÁLISIS DE RIESGO Y VALORACIÓN DE OPCIONES REALES EN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SECTOR DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA EN COLOMBIA

MIGUEL ANGEL AROSEMENA VELASCO
ANGELO VLADIMIR HERNÁNDEZ GARCÍA



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
INGENIERÍA INDUSTRIAL
SANTIAGO DE CALI
2016

ANÁLISIS DE RIESGO Y VALORACIÓN DE OPCIONES REALES EN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SECTOR DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Trabajo de Grado para Optar por el Título de:
Ingeniero Industrial

MIGUEL ANGEL AROSEMENA VELASCO
ANGELO VLADIMIR HERNÁNDEZ GARCÍA

DIRECTOR:
PhD. DIEGO FERNANDO MANOTAS DUQUE



UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
INGENIERÍA INDUSTRIAL
SANTIAGO DE CALI
2016

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Santiago de Cali, 12 de diciembre de 2016.

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios por permitirme vivir esta experiencia y por regalarme sabiduría y las ganas de salir adelante. A mi madre, quien con su amor, esfuerzo y dedicación me educó, y puso todo su empeño para formarme como una persona integral; a mi abuela por todo el amor que me brinda; a mi tía, que desde el cielo cuida mi proseguir; a los demás integrantes de mi familia, quienes me ven como un ejemplo a seguir, y que con su apoyo y palabras de aliento lograron darme la motivación suficiente para creer en mí y alcanzar este logro.

A mi compañero de tesis por su disciplina y liderazgo en la realización de este proyecto; finalmente a todos los profesores y compañeros de semestre del programa de Ingeniería Industrial que con sus enseñanzas, consejos y experiencias contribuyeron en mi formación.

Miguel Angel Arosemena Velasco

A mi madre Inés y mi hermano William, quienes han sido mi principal motivación para aprender y pensar en grande. A Irene quien me ha brindado su corazón, apoyo y comprensión durante este proceso; a los excelentes profesores de la Escuela de Ingeniería Industrial, en especial a los profesores Diego Fernando Manotas y Juan Carlos Osorio, por ayudarme a descubrir la pasión por las finanzas y el conocimiento aplicado.

A los compañeros de las distintas carreras de la Facultad por compartir conmigo, su entusiasmo y amor por la ingeniería; a mis compañeros de clase con quienes aprendí, crecí y me formé de manera integral. Finalmente a Miguel, por su esfuerzo, dedicación y paciencia en el desarrollo y culminación de la investigación.

Angelo Vladimir Hernández García

Declaratoria de originalidad:

“La presente propuesta de trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Industrial de la Universidad del Valle, no ha sido aceptado o empleado para el otorgamiento de calificación alguna, ni de título, o grado diferente o adicional al actual. La propuesta de tesis es resultado de las investigaciones del autor (es), excepto donde se indican las fuentes de Información consultadas”.

RESUMEN

Bajo un esquema de mercados eléctricos competitivos, en el cual la transmisión es regulada y sirve como medio para la competencia de los generadores, en esta investigación se presenta la evaluación de un proyecto de transmisión, un análisis de riesgo y la valoración de la opción real de expansión implícita en el proyecto. Es realizada una revisión de la literatura del análisis de opciones reales en transmisión, los métodos y las opciones que este tipo de proyectos presentan. Además se relacionan las principales características e incertidumbres para proyectos de transmisión que se presentan en la literatura, igualmente se estudian medidas de riesgo financiero, que posteriormente son aplicadas en el proyecto elegido, conocido como la Interconexión Colombia-Panamá.

El modelo de evaluación tiene en cuenta un esquema de remuneración de rentas de congestión, con precios nodales, que se gestiona mediante derechos financieros de transmisión. Son considerados parámetros como la demanda, la oferta y los costos marginales de los mercados, bajo un esquema competitivo. La evaluación se realiza mediante la simulación del flujo de caja estocástico, con simulación de Monte Carlo, que permite utilizar métodos semi-paramétricos para hallar medidas de riesgo como el Valor en Riesgo y el Valor en Riesgo Condicional, que se complementan con un análisis de sensibilidad. Se halla la volatilidad implícita del proyecto y se halla la opción de expansión por el método de árboles binomiales, que evidencia como la volatilidad incrementa el valor flexible del proyecto, permitiendo aprovechar escenarios positivos y mitigar los negativos, manteniendo la factibilidad del proyecto ante eventos de riesgo financiero para el proyecto. Finalmente se presentan las principales conclusiones del trabajo de investigación.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	11
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
2. OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3. ANTECEDENTES.....	16
3.1 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN.....	16
3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS INVERSIONES EN TRANSMISIÓN	17
3.3 INCERTIDUMBRES EN TRANSMISIÓN	18
3.4 EVALUACIÓN FINANCIERA EN TRANSMISIÓN.....	19
3.5 REVISIÓN DE LA LITERATURA EN TRANSMISIÓN	21
3.5.1 Opciones reales y manejo del riesgo.....	21
3.5.2 Tipos de opciones reales en transmisión	23
3.5.3 Métodos de valoración de opciones reales	23
3.5.3.1 Ecuación de Black – Scholes 1973.	24
3.5.3.2 Árboles binomiales.....	25
3.5.3.3 Simulación de Monte Carlo	27
3.5.4 Aplicación de opciones reales en transmisión	27
4. RIESGO DEL SECTOR DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	30
4.1 MEDIDAS DE RIESGO	31
4.1.1 Valor en Riesgo	31
4.1.2 VPN en Riesgo	32
4.1.3 Valor en Riesgo Condicional.....	33
4.2 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL RIESGO	34
4.2.1 Métodos no paramétricos: Simulación Histórica.....	34
4.2.2 Métodos paramétricos: Distribución Normal	34
4.2.3 Métodos Semi-Paramétricos: Simulación de Monte Carlo.....	35
5. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA.....	36
5.1 SECTOR DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA	37
5.2 PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA	38
5.3 REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA....	38

6. CASO ESTUDIO: PROYECTO DE TRANSMISIÓN: INTERCONEXIÓN COLOMBIANA PANAMA.	40
6.1 DESCRIPCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ	40
6.1.1 Caracterización técnica	43
6.1.2 Caracterización ambiental	44
6.1.3 Marco regulatorio del proyecto ICP	45
6.2 ESTRUCTURA SECTOR ELÉCTRICO EN PANAMÁ	47
6.3 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	49
6.4 ESQUEMA DE OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ	49
6.5 MODELO DE INGRESOS PARA INTERCONEXIÓN	51
7. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO EN RIESGO, Y VALORACIÓN DE OPCIONES REALES.	54
7.1 DEFINICIÓN DEL PROYECTO Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE EVALUACIÓN FINANCIERA	54
7.1.1 Modelo de evaluación financiera Interconexión Colombia Panamá	54
7.2 SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	58
7.3 ANÁLISIS DE RIESGO INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ	60
7.4 ANÁLISIS DE OPCIONES REALES	61
7.4.1 Identificación de la Opción Real	62
8. ANÁLISIS Y RESULTADOS	63
8.1 VPN EN RIESGO INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ	63
8.2 OPCIÓN DE EXPANSIÓN INTERCONEXIÓN COLOMBIA-PANAMÁ	67
9. CONCLUSIONES	72
10. BIBLIOGRAFÍA	74

LISTA DE ILUSTRACIONES

pág.

Ilustración 1. Dinámica de la decisión de Planificación de la Expansión.....	17
Ilustración 2. Incertidumbre y riesgo en el rendimiento de la inversión.....	21
Ilustración 3. Sensibilidad del riesgo relacionada a la incertidumbre.....	22
Ilustración 4. Efecto de la flexibilidad en el valor de la inversión bajo incertidumbre ..	22
Ilustración 5. Árbol binomial Activo Subyacente y Opción	26
Ilustración 6. VaR: Valor en Riesgo	31
Ilustración 7. VPN en riesgo a partir de la función de densidad de probabilidad.....	33
Ilustración 8. CVaR o Expected Shortfall.....	34
Ilustración 9. VaR en una distribución normal.	35
Ilustración 10. Esquema Institucional del sector eléctrico Colombiano	36
Ilustración 11. Estructura del Sector Eléctrico Colombiano.....	37
Ilustración 12. Estructura general del sistema de potencia	38
Ilustración 13. Antecedentes del sector de transmisión eléctrica.....	39
Ilustración 14. Complementariedad hidrología entre Región Andina y América Central	41
Ilustración 15. Matriz energética de Panamá	41
Ilustración 16. Participación por tecnología en la matriz eléctrica en Colombia.....	42
Ilustración 17. Comportamiento diario Costos marginales Colombia y Panamá	42
Ilustración 18. AC frente a la transmisión de DC	44
Ilustración 19. Rutas propuestas para la Interconexión Colombia - Panamá.....	44
Ilustración 20. Estructura del Mercado Eléctrico de Panamá, 2013	47
Ilustración 21. Actores involucrados en la interconexión.....	50
Ilustración 22. Modelo de flujo de ingresos de la interconexión.	51
Ilustración 23. Ofertas por bloque ICP	51
Ilustración 24. Metodología de Análisis de Riesgo y Valoración de Opciones reales ...	54
Ilustración 25. VPN en Riesgo: nivel de confianza de factibilidad	63
Ilustración 26. Valor en Riesgo para un 99% de confianza.	64
Ilustración 27. CVaR del proyecto para un 99% de confianza	64
Ilustración 28. VPN en Riesgo a un intervalo de confianza, de 2,5% a 97,5%.	65
Ilustración 29. VPN en Riesgo: nivel de confianza del 95%.	65
Ilustración 30. Sensibilidad del WACC vs. VPN	66
Ilustración 31. Correlación de Variables de Entrada con el VPN.....	67
Ilustración 32. Rendimientos del Proyecto	67
Ilustración 33. Valor del Proyecto vs Volatilidad.....	70

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Retos comunes en la planeación de la transmisión.....	16
Tabla 2. Flujo de Caja vs Realidades	20
Tabla 3. Métodos de Valoración Opciones Reales	24
Tabla 4. Aplicación opciones reales en proyectos de transmisión.....	28
Tabla 5. Financiación del proyecto	49
Tabla 6. Características del modelo de subasta de ICP.....	52
Tabla 7. Variables de entrada para simulación Monte Carlo	59
Tabla 8. Variables de Salida para Simulación de Monte Carlo	60
Tabla 9. Identificación de los parámetros de la opción real.....	61
Tabla 10. Sensibilidad del Proyecto al WACC.....	66
Tabla 11. Parámetros de Valoración Opción real de Expansión.....	68
Tabla 12. Parámetros de Valoración Opción real de Expansión.....	68
Tabla 13. Árbol Binomial del Activo Subyacente	68
Tabla 14. Árbol Binomial del Opción de Expansión	69
Tabla 15. Valor del proyecto.....	69
Tabla 16. Sensibilidad del proyecto a la Volatilidad	69
Tabla 17. VPN Flexible para máximas pérdidas.....	70

INTRODUCCIÓN

En el sector eléctrico la transmisión es una actividad regulada, con tratamiento de monopolio natural. En el caso colombiano, con un mercado eléctrico competitivo, la transmisión actúa como el medio en el cual los generadores ofertan energía y compiten en el Sistema Interconectado Nacional. Debido a las incertidumbres del mercado eléctrico como demanda de energía, oferta de energía, y las características inherentes a las inversiones en proyectos de transmisión, tales como, largos horizontes de operación, economía de escala, capital intensivo, e irreversibilidad, la regulación busca atraer inversiones, que se desarrollen al mínimo costo y con alta eficiencia.

La ausencia de este tipo de inversiones en el sistema de transmisión, se debe principalmente al riesgo que representa invertir en transmisión, y a las escasas aplicaciones de herramientas que permitan tener en cuenta las características inherentes de la transmisión; y que permitan capturar el valor de la flexibilidad de este tipo proyectos; la cual no es tomada en cuenta por las herramientas de valoración tradicionales, dejando de lado el valor de las opciones en los proyectos de transmisión.

En los últimos años, ha surgido la aplicación del análisis de opciones reales, una técnica que captura el valor de la flexibilidad en el caso de los proyectos de transmisión. La técnica ha cobrado relevancia, por tener en cuenta las opciones implícitas de este tipo de proyectos tales como expandir, diferir, alternar y realizar combinaciones de opciones. Sin embargo, a pesar de ser una técnica que se ajusta a las inversiones en transmisión, la literatura aún muestra un escaso desarrollo de su aplicación.

Debido a la importancia del análisis de opciones reales, como herramienta para la toma de decisiones en proyectos de transmisión, la presente investigación realiza la aplicación de un análisis de riesgo y valoración de opciones reales para proyectos de transmisión. A continuación se presenta un resumen de la estructura del documento desarrollado.

En el capítulo 1 y 2 se plantean los objetivos abordados del presente proyecto y el planteamiento del problema. En el capítulo 3 son revisados los antecedentes de los proyectos en transmisión relacionados con el problema de Planificación de Expansión en Transmisión, las características de las inversiones e incertidumbres inherentes, el método tradicional de evaluación de flujos de caja descontados, utilizado en este tipo de inversiones. En tanto se incluye la revisión de la literatura opciones reales en proyectos de transmisión, los métodos de valoración, la descripción del valor de la flexibilidad en proyectos de transmisión y su uso para la mitigación del riesgo en la inversión.

En el capítulo 4 son abordados los principales riesgos que afectan a las compañías en el mercado de electricidad, y los principales componentes de estos tipos de riesgos. Teniendo en cuenta la literatura de riesgos, son definidas medidas para la cuantificación del riesgo financiero, que de manera posterior, son utilizadas en el caso estudio.

En el capítulo 5 es descrita la estructura del sector eléctrico en Colombia y el marco institucional de operación. Son descritas en detalle las actividades planificación y

regulación en las que actualmente se enmarcan los proyectos de transmisión eléctrica en Colombia.

En el Capítulo 6, es presentado el proyecto de caso estudio, el cual será la Interconexión Colombia-Panamá, realizándose caracterización técnica, ambiental, regulatoria, la estructura del sector eléctrico en Panamá, la financiación y modelo ingresos del proyecto. Como complemento importante para su caracterización se presenta el esquema de operación, abordado desde la literatura de proyectos de transmisión.

En el capítulo 7, es descrita la metodología de evaluación del proyecto, análisis de riesgo y opciones reales, bajo los métodos de simulación de Monte Carlo realizado, para el modelo financiero del proyecto y los árboles binomiales para el valor de la opción. Posteriormente en el capítulo 8, son expuestos los resultados del modelo, concluyendo la factibilidad del proyecto, y su alta dependencia a factores como el precio, el flujo y el costo de capital. Es realizado un análisis de sensibilidad mostrando el efecto del costo de capital sobre la volatilidad y el valor de la opción real, evidenciando como la incertidumbre afecta el valor del proyecto. En capítulo 9 finalmente se realizan las conclusiones del proyecto de investigación.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La cadena de producción del mercado eléctrico colombiano está estructurada mediante negocios autónomos con diferentes funcionalidades: generación, transmisión, distribución y comercialización. El primer y el último sector se caracterizan por ser actividades puramente competitivas, diferenciándose así de los otros dos sectores, que principalmente por sus economías de escala, permanecen como actividades monopólicas reguladas (UPME, 2004).

En el sector de transmisión el crecimiento sostenido de la carga, los aumentos de los intercambios de electricidad entre las áreas de control, el aumento de la capacidad de generación que sobrepasa la capacidad de la red, el mantenimiento y la falta de inversión para su expansión, causan congestionamiento de la transmisión (Zenón & Rosellón, 2010).

La UPME en los planes de desarrollo de transmisión eléctrica enfoca sus objetivos en el corto y mediano plazo logrando convergencia con los objetivos de expansión armónica de los sistemas regionales, buscando que la red objetivo se adapte a la demanda y al sector de generación. La regulación local atrae inversiones y así fundamenta la libre competencia para los agentes de generación y comercialización; y genera incentivos para expansión del sistema de transporte.

Los proyectos de expansión de la transmisión, permiten reducir o eliminar restricciones que mejoran la confiabilidad y las restricciones de tipo múltiple, se pueden distinguir en: ampliación de la cobertura, ampliación de la capacidad de transmisión, aseguramiento del servicio, mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica (Portocarrero et al., 2012), e interconexiones entre países, estas últimas pueden generar beneficios y contribuir a la diversificación de las matrices energéticas, disminuyendo los riesgos hidrológicos, los costos de uso de combustibles, y brindar apoyo ante situaciones de emergencia (EPR, 2015).

Uno de los problemas más notorios en el sector de transporte de energía eléctrica es el de atraer eficientemente inversiones necesarias destinadas a la expansión de la capacidad de transmisión (Pringles et al., 2007), que puede ser atribuido a las características propias de los proyectos del sector de transmisión, como capital intensivo, irreversibilidad en la inversión y grandes incertidumbres en los largos tiempos de operación, de hasta 40 años (Blanco et al., 2012; Lumbreras et al., 2016).

De manera adicional a lo anterior, también puede atribuirse a que no se han implementado las herramientas correctas para la evaluación de este tipo de inversiones, ya que las herramientas tradicionales no capturan la flexibilidad inherente en los proyectos de transmisión. En consecuencia, se hacen necesarias herramientas para la evaluación de inversiones en transmisión, que permitan valorar adecuadamente y de manera cuantitativa las particularidades, la flexibilidad y los riesgos económicos, de las inversiones (Pringles et al., 2007).

Entre los métodos utilizados para valorar las inversiones en proyectos de transmisión eléctrica, se encuentran el análisis tradicional de flujo de caja descontado y la valoración

mediante opciones reales. Esta última técnica se perfila como un complemento importante para capturar el valor de la flexibilidad estratégica y gestionar el riesgo financiero en este tipo de proyectos.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo de evaluación financiera para un proyecto de expansión de la red de transmisión eléctrica en Colombia, teniendo en cuenta condiciones de riesgo para que sirva como herramienta de apoyo a la decisión de inversión.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar el proyecto de expansión de la red de transmisión eléctrica, para la comprensión de su funcionamiento y especificidades dentro del sector.
- Cuantificar el riesgo financiero presente en el proyecto de expansión de la red en el sector de transmisión eléctrica, con el propósito de establecer medidas que gestionen el mismo.
- Realizar la identificación y valoración de la opción real de expansión de la Interconexión Colombia - Panamá.

3. ANTECEDENTES

3.1 PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN TRANSMISIÓN

En los mercados eléctricos competitivos el sistema de transmisión es el medio que permite la competencia del sector de generación, y tiene como función principal brindar libre acceso a la red sin discriminación tanto a generadores como a consumidores (Pringles et al., 2014a). De esta manera el problema clásico de la Planificación de la Expansión en Transmisión es decidir entonces cuales líneas serán habilitadas en el sistema, para satisfacer las cargas futuras con el nivel de confiabilidad requerido (Lumbreras & Ramos, 2016).

Este problema ha sido estudiado en detalle, y tanto en una visión general como en un análisis exhaustivo las principales publicaciones usan modelos de optimización matemática y análisis de sensibilidad (Latorre et al, 2003). Molina & Rudnick (2010) realizan una revisión acerca de los tópicos de operación, confiabilidad, planificación, económicos y regulatorios, concluyen que las investigaciones en transmisión son diversas, dinámicas, y buscan proveer mecanismos de acoplamiento entre conceptos técnicos y económicos con la finalidad de brindar soluciones claras y transparentes al mercado eléctrico.

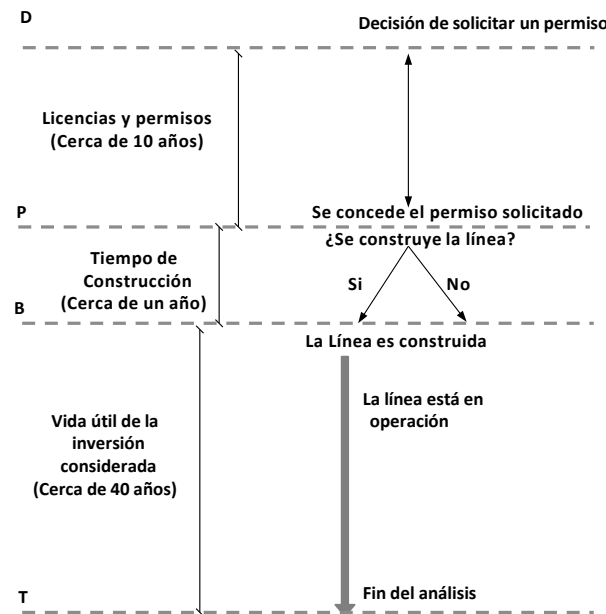
La planificación y la inversión en la expansión de la red de transmisión, es una de las decisiones estratégicas clave en los sistemas de energía y tiene un impacto profundo en el largo plazo en todo el sistema. Lumbreras & Ramos (2016) realizan una revisión de las publicaciones recientes en Planificación de Expansión de la Transmisión, clasificando los retos comunes en la planeación e inversiones de transmisión.

Tabla 1. Retos comunes en la planeación de la transmisión

	Estratégico (Más de 10 años)	Táctico (Varios meses a 10 años)	Operativo (De un día a un mes)
Actividades descentralizadas de la red	Inversión en líneas Comerciales	Valoración de los derechos de transmisión y contratos de red Contratación en la red	Derechos comerciales de transmisión
	Evaluación de la inversión en transmisión (En particular interconexiones)	Evaluación de la adecuación de la red	Introducción de restricciones de red en el despacho económico
Actividades centralizadas de la red	Evaluación del impacto de la planificación de la expansión en la transmisión en los agentes del mercado	Asignación de Costos en la Red	Determinación de los precios nodales y las pérdidas
	Planeación de la expansión en transmisión	Determinación de los pagos por uso de la red	Operación de la red
Fuente: Lumbreras & Ramos, 2016.			

Uno de los problemas que presenta el sector de transporte de energía es atraer inversiones para la expansión de la capacidad (Pringles et al., 2007), sin embargo las características propias del este tipo de inversiones (ver ilustración 1), en el cual se presentan extensos tiempos de aprobación de estudios y licencias (P), construcciones con costos irreversibles (B), y largos periodos de incertidumbre durante la operación (T), son características a la cuales puede atribuirse como la razón principal por lo cual no han aparecido estas inversiones (Blanco et al., 2012).

Ilustración 1. Dinámica de la decisión de Planificación de la Expansión



Fuente: Lumbreras et al., 2016.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS INVERSIONES EN TRANSMISIÓN

Las inversiones en la expansión de la red de transmisión exhiben características intrínsecas tales como: elevado grado de irreversibilidad, economías de escala, baja adaptabilidad, uso de capital intensivo, opción de diferir la inversión y exposición a importantes incertidumbres. Todas estas características, y principalmente las elevadas incertidumbres que afectan el desempeño de una determinada alternativa de inversión, son relevantes y definen su factibilidad técnico-financiera (Blanco *et al.*, 2009a); a continuación se describen estas características:

- **Economías de escala:** la disminución de los costos unitarios a medida que se incrementa la escala de la infraestructura, hace que por lo general operen a su máxima capacidad durante una parte significativa de su vida, en contraste con las expansiones de transmisión que operan por debajo de su capacidad, esto hace que involucren enormes compromisos financieros, los cual podría inducir a su baja inversión y el retraso del incremento de la capacidad.
- **Irreversibilidad:** una vez ejecutadas las inversiones, son consideradas costos hundidos, debido a la baja adaptabilidad de los equipos de transmisión, no podrían ser vendidos sin asumir pérdidas considerables. Una inversión en el sistema de

transmisión que no se adapta, no solo implica una pérdida económica, sino también en el bienestar social del sistema. (Vasquez & Olsina, 2007).

- **Capital intensivo:** una fracción inicial del capital debe ser gastado antes de la puesta en marcha, en contraste con la depreciación y amortización que pueden tomar décadas.
- **Largos periodos de amortización:** los periodos de vida útil de las inversiones en transmisión, suelen ser de hasta 40 años, por lo cual su horizonte de evaluación es de muy largo plazo. Dando como resultado reembolsos de dinero en largos periodos de tiempo, y dependencia de otros desarrollos del sector.
- **Opción de diferir:** las oportunidades de inversión en equipos de transmisión no son del tipo "ahora o nunca". Por lo tanto, es valioso para mantener la opción de inversión abierta y tratar a los proyectos de inversión de transmisión de la misma manera que una opción financiera, teniendo en cuenta el coste de oportunidad de espera (Vasquez & Olsina, 2007). Debido a que se puede esperar a obtener información valiosa, que ayude a la resolución parcial de incertidumbres.

3.3 INCERTIDUMBRES EN TRANSMISIÓN

Las inversiones en transmisión están sometidas a incertidumbres de variables en largo plazo, tales como la demanda futura, los costos del combustible, la tecnología y la ubicación de nueva generación. Estas son variables altamente inciertas en la evaluación de inversiones (Blanco et al., 2012). Por consiguiente, la duración y el tiempo de operación de este tipo de inversiones, hace que estén fuertemente expuestos a grandes incertidumbres en largo plazo, a continuación se presentan las principales:

- **Evolución de la demanda:** es una variable clave altamente influenciada por factores económicos y de consumo; por lo general es representada de acuerdo a una tasa de crecimiento de la demanda.
- **Costos de generación:** la mayoría de la electricidad generada en la red mundial es producida por compañías de energía primaria: carbón, petróleo, gas, energía nuclear y renovable (hidroeléctrica, eólica, solar, etc.). Los precios de los combustibles se encuentran sujetos a volatilidades significativas, provocando que esta incertidumbre influya las decisiones de inversión en el sistema de transmisión.
- **Tasas de descuento:** desde el punto de vista del inversionista representa la tasa de los retornos del proyecto, y está fuertemente relacionado con el nivel del riesgo del proyecto. Puede tener dos efectos, la fluctuación aleatoria de la tasa puede aumentar o disminuir el valor esperado de la rentabilidad futura de la inversión.
- **Costos de Inversión de los Proyectos de transmisión:** la incertidumbre en la evolución de los precios del material del equipo de construcción como: acero, aluminio, cobre y aislamiento tienen un impacto considerable en los proyectos de transmisión y por lo tanto afectan la decisión de expansión.
- **Disponibilidad de componentes del sistema:** el funcionamiento y la disponibilidad de los componentes del sistema en sistemas de energía gran escala, deben ser tenidos en cuenta dentro de la evaluación de la inversión de la transmisión.

- **Volatilidad de los precios:** en los mercados de energía en competencia, durante el déficit de condiciones de operación se presentan picos en los precios, que en términos teóricos proporcionarían ingresos sustanciales, para atraer inversiones que garanticen el nivel óptimo de operación. Sin embargo, esto también suele empujar al inversionista a ser adverso al riesgo.
- **Balance de la oferta y la demanda:** la previsión del balance de oferta y demanda (Ming et al, 2009), que se realiza en cada momento del sistema, relacionada con la energía demandada en una zona y la oferta de energía que la suple.
- **Regulación y Remuneración:** el cambio en las políticas y por ende en la regulación afecta la remuneración, ya que la transmisión es vista como el medio para el desarrollo de los mercados competitivos, lo cual hace que los marcos regulatorios creen incentivos de eficiencia técnica y económica, para que el sistema se desarrolle al mínimo costo, con los niveles adecuados de confiabilidad y servicio (Pringles et al, 2014a).

3.4 EVALUACIÓN FINANCIERA EN TRANSMISIÓN

En la evaluación de proyectos de transmisión de energía, se utiliza por lo general el método tradicional: análisis de flujo de caja descontado - FCD, en el cual son descontados los flujos futuros de caja a una tasa determinada y la inversión es ubicada en el presente. Esto implica evaluar si el beneficio neto de la inversión en el presente es positivo, tomando en el lapso de tiempo de la evaluación, un enfoque de ahora o nunca en la inversión (Ramanathan & Varadan, 2006), lo cual deja de lado el valor de la flexibilidad en la inversión. El resultado de utilizar estos métodos estáticos es que se toman decisiones incorrectas (Ming et al., 2009).

En el análisis de flujo de caja se realizan pronósticos, extendiéndolo bajo análisis de escenarios futuros, tomándolos como la realidad del comportamiento del proyecto, convirtiendo en subjetivo la previsión del flujo de caja en los distintos momentos de la inversión (Damodaran, 2012). En tanto el modelo y las previsiones no cambian cuando la realidad cambia, y a medida que existe brecha entre las herramientas y realidad, se descartan las previsiones y se toman decisiones en términos estratégicos y de experiencia en gestión (Amran & Kulatilaka, 1998).

Desde el enfoque tradicional no son tenidas en cuenta las alternativas que surgen durante el ciclo de vida de proyecto, y la decisión se reduce al momento inicial de la evaluación en invertir o no hacerlo. Sin embargo, la gran mayoría de los proyectos de inversión, no se pueden encajar exclusivamente en estos arquetipos. Generalmente, dichos proyectos contienen elementos, que deben ser tratados con el análisis de flujos de caja y con el análisis de opciones (Manotas & Manyoma, 2011).

Tabla 2. Flujo de Caja vs Realidades

Supuestos FCD	Realidades
Las decisiones son tomadas ahora y los flujos de caja son fijos para el futuro	La incertidumbre y la variabilidad en el futuro cambian los resultados. No todas las decisiones son tomadas hoy, pueden ser diferidas en el futuro cuando la incertidumbre se resuelva
Una vez iniciado el proyecto es pasivamente gestionado	Los proyectos generalmente son gestionados activamente, a través de los puntos de control, opciones de decisión, restricciones de presupuesto etc.
Los proyectos son excluyentes entre si y no son complementarios	Los proyectos pueden ser diversificados y evaluados de manera complementaria
En el futuro los flujos de caja son altamente predecibles, y determinísticos	Puede ser difícil estimar los flujos de caja futuro ya que generalmente son estocásticos y tienen riesgo.
La tasa de descuento del proyecto contabiliza todos los riesgos del proyecto, y es el costo de oportunidad del capital, el cual es proporcional al riesgo no diversificable	Hay múltiples fuentes de riesgo de negocio, con diferentes características, y algunas se pueden diversificar a lo largo del proyecto y la magnitud del riesgo puede cambiar con el tiempo
Todos los factores externos que pueden afectar el proyecto y el valor de los inversionistas, están reflejados en el VPN y la TIR	Por la complejidad del proyecto y las llamadas externalidades, puede ser difícil o imposible cuantificar todos los factores en términos incrementales de flujo de caja. Los resultados no planeados pueden ser estratégicos

Fuente: Mun, 2002.

Una metodología de evaluación de inversiones en transmisión adecuada debe ser capaz de incorporar en manera cuantitativa las particularidades del sector: irreversibilidad, elevada exposición a las incertidumbres y flexibilidad. Las inversiones en la red de transporte dan la opción de diferir, contraer o expandir la inversión en una etapa posterior, y el valor que añade esta flexibilidad, no es posible incorporarlo mediante el análisis clásico del VPN, y en estos casos, la herramienta apropiada es el análisis de opciones reales, que expande el concepto de tradicional e incluye el valor de dicha flexibilidad (Blanco et al., 2009b).

Desde la evaluación económica del VPN el proyecto evaluado está expuesto a bajo o nula incertidumbre, por lo cual no se valora la capacidad de llevar a cabo una gestión proactiva del riesgo de cada alternativa de inversión. En tanto las opciones reales pueden incorporar el valor monetario que añade la flexibilidad estratégica al proyecto (Blanco et al., 2012), ocurriendo que para proyectos de grandes inversiones, como los de transmisión eléctrica, se puedan presentar que los valores de dichas opciones puedan ser superiores a los de los flujos de caja (Ramanathan & Varadan, 2006).

3.5 REVISIÓN DE LA LITERATURA EN TRANSMISIÓN

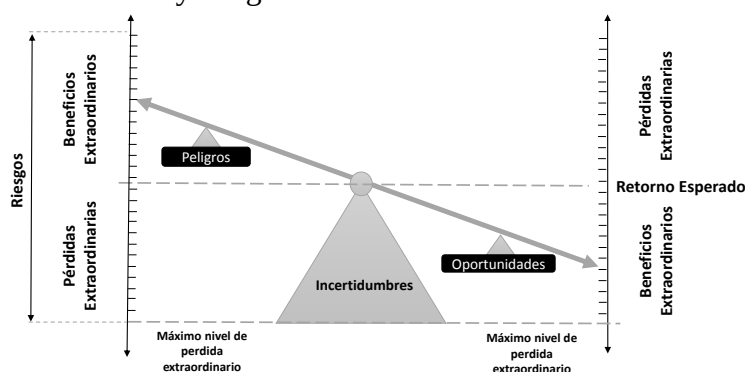
3.5.1 Opciones reales y manejo del riesgo.

Las opciones reales fundamentan su base conceptual, en la teoría de opciones financieras propuesta por Black & Scholes (1973), quienes desarrollaron las bases conceptuales definiendo una opción como el derecho sobre un activo, más no la obligación de comprar o vender el activo. El término de opciones reales incorporado por Myers (1977), quién definió que el valor de una empresa, depende del valor de sus activos y del valor de las oportunidades de inversión.

El análisis de opciones reales, es útil para evaluar inversiones estratégicas bajo incertidumbre, ya que ha permitido cuantificar los riesgos asociados en la inversión y el valor de las opciones implícitas en los proyectos de transmisión (Pringles, et al., 2014a). Es considerado en la práctica un análisis más realista, porque formula el problema de acuerdo con el mundo real y bajo este enfoque es mejor que los métodos tradicionales (Hedman & Sheble, 2005).

Es particularmente adecuado para evaluar los proyectos de inversión en la expansión de redes de transmisión, ya que permite una mejor gestión del proyecto, ya que al adquirir nueva información sobre la evolución futura de las variables relevantes, permite al administrador del proyecto tomar ventaja de las nuevas oportunidades, mientras se mitigan o previenen pérdidas en el momento oportuno (Pringles et al., 2015b).

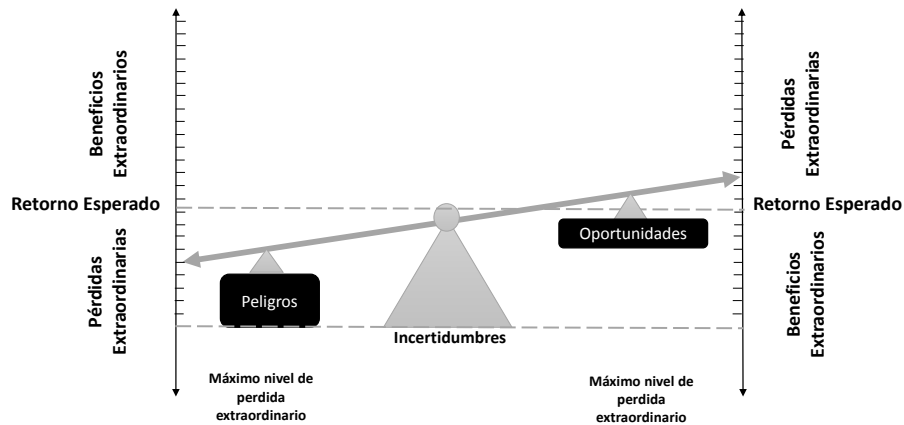
Ilustración 2. Incertidumbre y riesgo en el rendimiento de la inversión



Fuente: Blanco & Olsina, 2011.

Desde el punto de vista tradicional cuanto mayor es el nivel de incertidumbre, menor es el valor del proyecto (Ilustración 2), ya que el retorno de proyecto es susceptible tanto de ganancias como pérdidas extraordinarias.

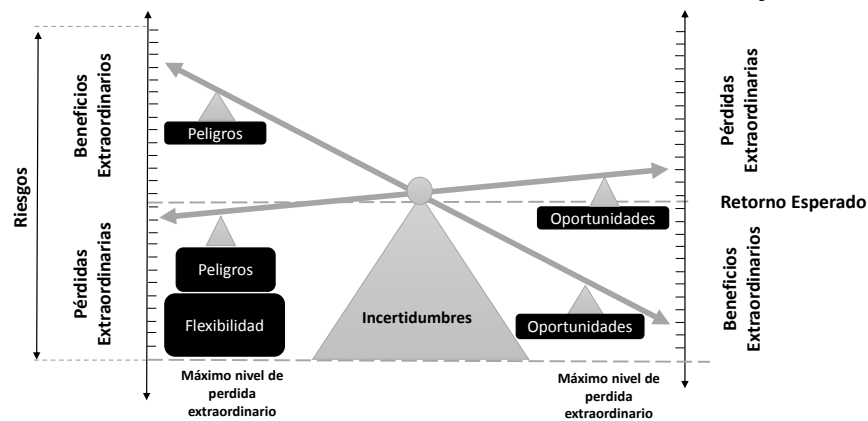
Ilustración 3. Sensibilidad del riesgo relacionada a la incertidumbre



Fuente: Blanco & Olsina, 2011.

En tanto es reducido el nivel de incertidumbre como se muestra en la Ilustración 3, a la vez que se disminuye la exposición de pérdidas extraordinarias, a manera contra-intuitiva también sería menos probable potencializar los beneficios extraordinarios.

Ilustración 4. Efecto de la flexibilidad en el valor de la inversión bajo incertidumbre



Fuente: Blanco & Olsina, 2011

El concepto clave es que la incertidumbre por si sola es perjudicial, pero desde el enfoque de opciones reales, la incertidumbre con flexibilidad es valiosa, porque se realiza gestión proactiva del riesgo de la inversión, estableciendo un piso a las posibles pérdidas (Ver Ilustración 4), haciendo que mayores incertidumbres puedan conducir a mayor beneficios para el proyecto, derivándose que la incertidumbre crea valor (Brach, 2003; Blanco & Olsina, 2011).

Por lo tanto, el valor de una opción real para un proyecto, radica en que en el tiempo las fluctuaciones denominadas riesgo, si ocurren a la baja del valor nominal o en el peor de los casos cuando el valor del proyecto es negativo, se toma la decisión de no ejecutarlo, haciendo el valor del activo no tenga valores negativos. En tanto si las fluctuaciones son positivas y el valor del proyecto es positivo, este es llevado a cabo, mitigando los riesgos y maximizando los retornos. Por lo cual metodología de opciones permite cuantificar el

valor real o intrínseco que incluye la oportunidad de realizar cambios al proyecto (Mun, 2002a).

3.5.2 Tipos de opciones reales en transmisión

Los siguientes son un conjunto de opciones reales que según la literatura, presenta los proyectos de transmisión, y las cuales se deben tener en cuenta al evaluar inversiones en la red de transporte.

- **Opción de diferir:** proporciona el derecho de posponer la inversión durante un período de tiempo, y el rechazo inmediato de flujos de efectivo, a la espera de la llegada de nuevos y de mejor información, aunque está nunca sea completa. Esta opción de aplazar bajo incertidumbre, tiene un valor importante ya que puede retener flexibilidad, posponiendo proyectos de inversión por años, hasta que la capacidad de transmisión sea efectivamente expandida (Pringles et al., 2015a). De esta manera se evitan inversiones prematuras sub-óptimas bajo escenarios desfavorables.
- **Opción de expansión:** si las condiciones del mercado son mejores que las de esperar, se ofrece la posibilidad de ampliar la capacidad o la escala operativa del proyecto, teniendo en cuenta que se haya realizado una inversión inicial (Pringles et al., 2015b).
- **Opción de abandonar:** si las condiciones del mercado son desfavorables, la flexibilidad permite las actividades de cierre a bajo costo y liquidación de los activos.
- **Opciones compuestas:** estas opciones comprenden la combinación de dos o más opciones, en conjunto. El ejercicio de la primera opción crea una nueva opción, lo cual deja que si éstas son ejercidas, pueden crear otras oportunidades.

3.5.3 Métodos de valoración de opciones reales

Isaza & Botero (2014) analizan que para la valoración de opciones reales se han desarrollado diferentes enfoques, dependiendo del grado de complejidad de la opción y del comportamiento del activo subyacente, siendo posible clasificar los métodos de valoración de opciones en tres (3) categorías: ecuaciones diferenciales parciales con la fórmula de Black y Scholes, árboles binomiales y simulación.

Cada uno de los tres métodos tiene sus ventajas y limitaciones, por ejemplo, los modelos de soluciones cerradas como Black-Scholes y árboles binomiales son intuitivos y fáciles de comprender e implementar para la evolución de la opción real de un proyecto, pero tienen como principal desventaja suponer parámetros constantes a lo largo de la valoración.

En tanto los modelos de simulación son muy adecuados para modelar el comportamiento de las variables del mercado de la electricidad. Los modelos de simulación consideran miles de trayectorias posibles de la evolución del activo subyacente generada por el método Monte Carlo desde el inicio hasta la fecha de vencimiento de la opción,

permitiendo determinar la estrategia óptima de inversión para cada camino (Pringles et. al, 2015b).

Tabla 3. Métodos de Valoración Opciones Reales

<i>Tipo de valoración</i>	<i>Escenario</i>	<i>Recursos</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Valoración a través de ecuaciones diferenciales	Tiempo continuo	Ecuaciones diferenciales parciales	Facilidad de cálculo y precisión para opciones simples al momento de resolverlas	Cambiar supuestos dentro del modelo puede resultar en ocasiones dificultad de resolver y con alto costo en tiempo de cálculo
Valoración a través de mallas binomiales	Tiempo discreto	Proceso binomial multiplicativo	Posibilidad de modelar múltiples opciones interrelacionadas, facilidad de implementación	Generalmente se asumen parámetros constantes a lo largo del modelo (Ramanathan & Varadan, 2006)
Simulaciones	Tiempo discreto o continuo	Modelos donde simula variables que dependen de múltiples factores (Simulación Monte Carlo) - Métodos numéricos y computacionales	Permite incorporar múltiples fuentes de incertidumbre en la valoración de las opciones reales, y es práctico para modelar variables que no siguen comportamientos normales	Alto tiempo de cálculo así como cierto grado de complejidad para definir las relaciones entre las variables

Basado en: Isaza & Botero, 2014.

3.5.3.1 Ecuación de Black – Scholes 1973.

La ecuación de Black & Scholes (1973), es el modelo utilizado para soluciones analíticas mediante ecuaciones diferenciales, que para el caso de variaciones continuas descuenta con el factor e^{-rft} . En la cual valor de la opción C es la diferencia entre el valor subyacente y el precio del ejercicio E , las probabilidades $N(d1)$ y $N(d2)$ se expresan como distribuciones normales acumuladas, de $d1$ y $d2$ que a su vez dependen del riesgo subyacente relacionado con la volatilidad de los retornos del activo.

$$C = N(d_1) * S - N(d_2) * e^{-rft} * E \quad (1)$$

Los parámetros de la ecuación de Black-Scholes son:

- C : Valor de la opción de compra.
- S : Valor actual del activo subyacente.
- t : Tiempo hasta el ejercicio de la opción.
- E : Precio de ejercicio de la opción.
- rf : Tasa de interés libre de riesgo.
- N : Función de densidad acumulada de probabilidad normal.
- e : Base de los logaritmos neperianos.
- t : Tiempo en años de la opción.

Los coeficientes $d1$ y $d2$ se calculan bajo las siguientes expresiones:

$$d1 = \frac{\ln\left(\frac{S}{E}\right) + \left(rf + \frac{\sigma^2}{2}\right)t}{\sigma\sqrt{t}} \quad (2)$$

$$d2 = d1 - \sigma\sqrt{t} \quad (3)$$

La fórmula de Black y Scholes se ejecuta bajo de los siguientes supuestos:

- No hay arbitraje
- El subyacente no paga dividendos durante la vida de la opción.
- Se asume que la opción será de tipo europea.
- El mercado es eficiente.
- La tasa de interés permanece constante y conocida
- La distribución del valor del subyacente es logarítmico-normal.
- La volatilidad del precio del activo es constante a lo largo la opción

Para la medir la sensibilidad del precio del activo sometido a la ecuación de Black-Scholes, se han creado parámetros de sensibilidad: Delta que mide la sensibilidad del valor de la opción ante pequeños cambios del activo subyacente, Gamma que mide la sensibilidad de delta ante pequeños cambios en el precio subyacente, Vega que mide la sensibilidad del valor de la opción ante pequeños cambios en la volatilidad, Rho el valor de la opción en función de la tasa de descuento (Almarcha, 2005).

3.5.3.2 Árboles binomiales

La valoración de mediante arboles binomiales se puede realizar mediante probabilidades a riesgo neutro y el uso de carteras equivalentes que repliquen el riesgo. Por ambos métodos los resultados son similares (Almarcha, 2005), sin embargo las carteras equivalentes conllevan una mayor complejidad.

Los parámetros para los árboles binomiales basados en Cox, Ross, & Rubinstein (1979) son:

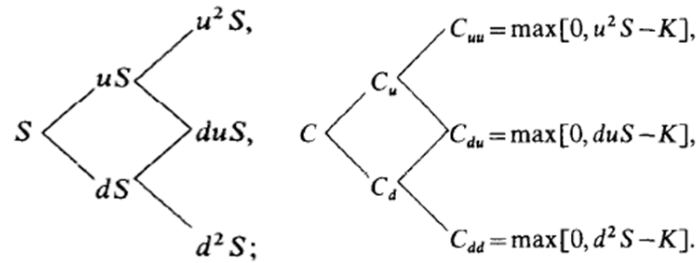
- S : Precio actual del activo subyacente.
- $u.S$: Valor favorable del activo subyacente en el momento 1.
- $d.S$: Valor desfavorable del activo subyacente en el momento 1.
- rf : Tasa de interés libre de riesgo.
- N : Función de densidad acumulada de probabilidad normal.
- e : Base de los logaritmos neperianos.
- K : Precio de ejercicio del Activo subyacente.
- σ : Volatilidad
- T : División de tiempo.

El precio del activo subyacente en el momento $t = 0$, es S . De esta forma el activo al momento 1 solo puede tomar dos valores, uno favorable $u.S > S$ o uno desfavorable $d.S < S$, cumpliéndose la relación de transitividad y no negatividad $u > d > 0$, de igual manera que $u > 1 + rf > d$ condición de arbitraje de mercado.

$$u = e^{\sigma\sqrt{T}} \quad (4)$$

$$d = \frac{1}{u} \quad (5)$$

Ilustración 5. Árbol binomial Activo Subyacente y Opción



Fuente: Cox, Ross & Rubinstein, 1979.

De esta forma el valor del activo subyacente en el periodo $t = 1$, será $u.S$ o $d.S$ definiendo el valor de compra del activo en las dos ramas del árbol:

$$Cu = \text{MAX}[u.S - K, 0] \quad (6)$$

$$Cd = \text{MAX}[d.S - K, 0] \quad (7)$$

El valor de la opción de compra en cada rama en el periodo 1 es igualado a X número de acciones más invertir en una cantidad de activos libre de riesgo.

$$u.S.X + (1 + rf).Y = \text{MAX}[u.S - K, 0] \quad (8)$$

$$d.S.X + (1 + rf).Y = \text{MAX}[d.S - K, 0] \quad (9)$$

Se resuelve un sistema de ecuaciones de dos incógnitas X y Y, obteniendo las siguientes soluciones:

$$X = \frac{Cu - Cd}{(u - d)S} \quad (10)$$

$$Y = \frac{u.Cd - d.Cu}{(u - d)(1 + rf)} \quad (11)$$

$$p = \frac{(1 + rf) - d}{u - d} \quad (12)$$

$$q = 1 - p \quad (13)$$

Finalmente se expresa el valor de la opción como:

$$C(T-1, K, T) = (pCu + (1-p)Cd) \frac{1}{1+rf} \quad (14)$$

El modelo de árboles binomiales sigue los siguientes supuestos:

- Mercado perfecto.
- No hay arbitraje.
- No hay costos de transacción y de información.
- No hay impuestos a las ganancias o pérdidas, ni a las transacciones.
- No considera el pago de dividendos durante la validez de la opción.
- El precio de mercado del activo subyacente sigue un proceso, al alza y a la baja, del tipo binomial multiplicativo (Contreras & Muñoz, 2013).

Es importante mencionar que los resultados obtenidos a partir de los árboles binomiales son similares a los obtenidos con la ecuación de Black-Scholes (Almarcha, 2005), y que el modelo Cox-Rubinstein es apto para valorar opciones europeas y americanas, debido a que el árbol binomial, es un tipo de simulación discreta (Mun, 2002), lo cual nos dice que bajo un número de pasos n el modelo de árbol converge al modelo estocástico de Black-Scholes.

3.5.3.3 Simulación de Monte Carlo

El método Monte Carlo consiste en la generación de números aleatorios para distribuciones de variables que exhiben procesos estocásticos, con el fin de generar muestreos estadísticos, ha sido un método combinado en conjunto con la programación dinámica, permitiendo simular las distintas fuentes de incertidumbre que afectan el valor de la opción real.

Proporciona soluciones aproximadas, para una variedad de problemas matemáticos que pueden ser abordados con muestreos estadísticos por computador. El principal interés en aplicaciones del método Monte Carlo es centrado en la valoración de opciones reales tipo americanas (Arias, 2001).

Los pasos para la Simulación de Monte Carlo con ordenador consisten en:

1. Formular el modelo matemático susceptible de ser simulado.
2. Seleccionar variables de entrada para el modelo y asignarles distribuciones de probabilidad que expliquen el comportamiento de las variables.
3. Seleccionar las variables de salidas que sean criterio del modelo.
4. Simular n veces el modelo matemático formulado.

3.5.4 Aplicación de opciones reales en transmisión

La vasta mayoría de las aplicaciones de las opciones reales se ha dado en el sector de generación de energía eléctrica. Isaza & Botero (2014), aportan una revisión de la considerable literatura de la aplicación de la técnica de opciones en los proyectos de generación de energía: nuclear, hidráulica, térmica, eólica y en general. En tanto la

aplicación de las opciones reales en el sector de la transmisión de energía eléctrica han tenido un escaso desarrollo (Pringles et al., 2007).

Se ha concluido, la necesidad de profundizar en la aplicación en el sector la transmisión de energía eléctrica, dado el valor que tiene la flexibilidad en inversiones de carácter irreversible expuestas a grandes incertidumbres; esto con el fin de desarrollar metodologías con opciones reales que ayuden a atraer inversiones eficientes al sector. En los últimos años, la importancia de esta técnica para la valoración de los proyectos de transmisión ha sido demostrada y se han logrado algunos avances metodológicos importantes (Pringles et al., 2015b).

A continuación, se presentan los principales trabajos encontrados en la literatura, del análisis de opciones reales en el sector de la transmisión.

Tabla 4. Aplicación opciones reales en proyectos de transmisión

Nombre	Autor	Método	Tipo de Opción	Año
<i>Overview of Transmission Expansion Planning Using Real Options Analysis</i>	Hedman & Sheble	Monte Carlo Simulación, Árboles binomiales	Análisis de Métodos	2005
<i>Analysis of Transmission Investments using Real Options</i>	Ramanathan & Varadan	Árboles Binomiales, Simulación de Monte Carlo	Expansión	2006
<i>Decision Analysis of Merchant Transmission Investment by Perpetual Options Theory</i>	Salazar, Liu, & Chu	Programación Dinámica	Diferir.	2007
<i>A Binomial Tree Model for Investment in Transmission Assets.</i>	Contreras & Garcia	Árboles Binomiales	Diferir	2007
<i>Transmission Investment Decision Based on Fuzzy Real Options Method</i>	Ming, Kuo, Na & Yi	Opciones Reales Fuzzy	Diferir	2009
<i>Análisis de incertidumbres en el desempeño de inversiones en la red de transporte a través simulación estocástica</i>	Blanco, Olsina & Garcés	Programación Dinámica, Simulación de Monte Carlo.	Diferir, compuesta	2009
<i>Valuing Flexibility of DG Investments in Transmission Expansion Planning</i>	Vásquez & Olsina	Programación Matemática	Diferir	2009
<i>Valuing a flexible regulatory framework for transmission expansion investments</i>	Blanco, Pringles, Olsina, & Garcés	Programación Dinámica y Árboles Binomiales	Compuesta, Diferir, Abandonar	2009
<i>Optimal Decision Making Under Uncertainty</i>	Blanco & Olsina	Programación Dinámica y Simulación de Monte Carlo	Diferir, abandono, compuesta, relocalización	2011
<i>Real Options Valuation of FACTS Investments Based on Least Square Monte Carlo</i>	Gerardo Blanco, Olsina, Garcés, & Rehtanz	Programación Dinámica, Simulación de Monte Carlo.	Relocalización y Abandono	2011
<i>Flexyble Invesments Decision In the European Interconnected Transmisión System</i>	Blanco, Waniek, Olsina, Garcés & Rehtanz	Programación Dinámica, Simulación de Monte Carlo	Abandono, Relocalización, Flexibilidad Operacional, Expansión, Contracción	2011
<i>Transmission Investments under Uncertainty the Impact of Flexibility on Decision-Making</i>	Blanco, Olsina & Garcés	Programación Dinámica, Simulación de Monte Carlo.	Diferir	2012

Tabla 4 (Continuación)

Nombre	Autor	Método	Tipo de Opción	Año
<i>Análisis de Opciones Reales Como Herramienta Para Evaluar el Impacto de La Regulación en Transmisión</i>	Pringles, Olsina & Garcés	Programación Dinámica	Diferir	2014
<i>Inversiones Flexibles en El Sistema de Transmisión basado en Opciones Reales y Juegos Contra la Naturaleza</i>	Fernandez, Blanco, Davalos, Hager & Rehtanz	Programación Dinámica	Diferir, Compuesta	2014
Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis	Pringles, Olsina & Garcés	Programación Dinámica	Diferir	2014
Valuation of flexible transmission investment options under uncertainty.	Konstantelos & Strbac	Programación Matemática	Diferir	2015
Real Options Valuation of Power Transmission by Stochastic Simulation	Pringles, Olsina & Garcés	Programación Dinámica, Simulación de Monte Carlo.	Diferir	2015
Power transmission investment under uncertainty: A Real Option framework	Pringles, Olsina & Garcés	Programación Dinámica, Simulación de Monte Carlo.	Diferir	2015
Real Options Valuation Applied to Transmission Expansion Planning	Lumbreras, Bunn, Ramos & Chronopoulos	Programación Dinámica	Diferir	2016
Elaboración: Los autores				

4. RIESGO DEL SECTOR DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

En mercados eléctricos para una empresa, sus ingresos y costos varían de acuerdo a diferentes factores, dado esto, las variables importantes que determinan el valor de una empresa, están asociadas entonces a la suma de los factores de riesgo. En general existen varios tipos de riesgos a los que puede estar expuesta una empresa tales como: riesgo de mercado, riesgo operacional, riesgo regulatorio, riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Kristiansen (2004), menciona que las principales fuentes de riesgo para los participantes en el mercado de electricidad son: el riesgo regulatorio, el riesgo de mercado y riesgo operacional. Así, es considerado que a una mayor rentabilidad esperada, también incrementan las posibilidades de pérdidas severas, entonces, para una empresa todos los riesgos deben ser comprendidos, medidos y controlados, por consiguiente, son importantes las medidas y herramientas de riesgo.

Riesgo de mercado: El riesgo de mercado es el riesgo dominante y está asociado con los cambios en los precios resultados de las incertidumbres en la oferta y la demanda de energía eléctrica (Kristiansen, 2004). De esta forma el riesgo de mercado es un problema importante para todos los agentes que dependen de la generación de electricidad sujeta a restricciones en el tiempo.

Oferta de energía: la oferta de electricidad es influenciada por varios factores, entre ellos por el tipo de tecnología de generación y el tipo de insumos que están requeridos. De la misma manera, la exportación de electricidad, afecta la expectativa de los precios ofertados, de esta forma el riesgo por cantidad se constituye como un factor influyente en negocios de electricidad (Hunt, 2002).

Demanda: En materia de la demanda de electricidad, este depende de la actividad económica, patrones de consumo, desarrollo tecnológico y en el corto plazo del clima. Manotas (2013a) concluye, que tanto para el riesgo de precio como para el de cantidad, los factores que influyen en el corto plazo pueden ser, entre otros, las condiciones climáticas, la disponibilidad de las plantas y las congestiones en la red. En el horizonte de largo plazo, los elementos determinantes están asociados al comportamiento de la demanda, la incertidumbre regulatoria y los precios de los combustibles y fuentes sustitutas.

Riesgo Operacional: es considerado como el riesgo de falla técnica, y se asocia con interrupciones de las instalaciones de generación, distribución y transmisión. Es un riesgo importante para los oferentes en la industria. Este tipo de riesgos está relacionado con las características técnicas de la producción y la organización de los negocios, también puede ser asociado con la calidad de la energía ofertada y puede llegar a ser identificado como un riesgo regulatorio con relación con los estándares de la regulación nacional (Jukan et al., 2011).

Riesgo Regulatorio: también denominado riesgo estratégico, está asociado con los cambios en la regulación y legislación. Las empresas de energía son particularmente sensibles a los cambios políticos o regulatorios, ya que estas compañías tienen un alto perfil y realizan inversiones importantes a largo plazo en exploración, producción,

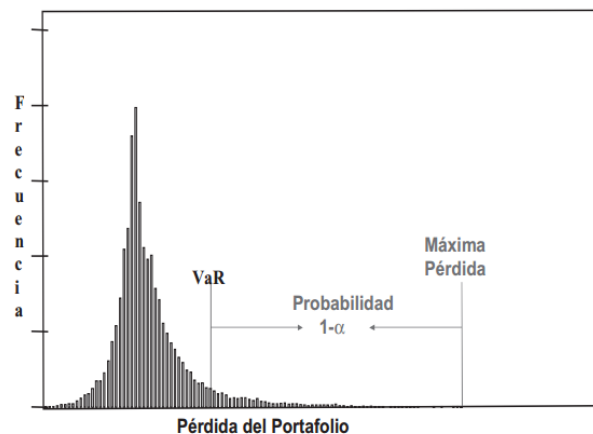
transporte y distribución. En estas actividades, las compañías siguen el marco regulatorio que varias agencias del gobierno imponen. Los cambios en las condiciones políticas, generalmente por un nuevo gobierno, puede establecer reglas, en el ambiente regulatorio, impuestos que puede impactar el valor de los negocios. En casos extremos el gobierno puede liderar la nacionalización, tomando los activos privados y volverlos parte del gobierno (GARP, 2009).

4.1 MEDIDAS DE RIESGO

4.1.1 Valor en Riesgo

El Valor en Riesgo-VaR en su sentido más literal, se refiere a la estimación de una cantidad de dinero que representa la máxima pérdida potencial de un activo o instrumento financiero durante algún período, a un determinado nivel de confianza (Dowd, 2005).

Ilustración 6. VaR: Valor en Riesgo



Fuente: Franco & Franco, 2005.

Según la literatura, el VaR es la técnica más utilizada para la medición del riesgo financiero, ya que la gran ventaja de VaR, radica en que es aplicable a cualquier instrumento financiero, y es estimado de los eventos futuros permitiendo que el riesgo sea expresado en las mismas unidades de medida (Acerbi, et al., 2001). Dado que el VaR se asemeja más a la máxima pérdida esperada para un portafolio de activos o instrumentos financieros dado un cierto nivel de confianza, esta lógica puede adaptarse para analizar el riesgo de un proyecto de inversión (Manotas & Toro, 2009).

En efecto el VaR es una medida de riesgo coherente sólo si está basada en la desviación estándar de distribuciones elípticas, como el caso de la normal, no es susceptible de optimización, ya que al optimizarse se generan varios óptimos locales que dificultan hallar el óptimo global de un portafolio (Becerra & Melo, 2008).

Acerbi & Tasche (2001) definen los axiomas que debe cumplir una medida de riesgo coherente de la siguiente manera:

Sea $\rho: V \rightarrow \mathbb{R}$ una medida de riesgo, donde V es un espacio de variables aleatoria en el cual se encuentran todos los factores de riesgo, se dice que ρ es una medida de riesgo coherente si satisface los siguientes 4 axiomas:

i. *Monotonicidad:*

$$\Delta X, Y \in V \text{ con } X \leq Y: \rho(X) \leq \rho(Y) \quad (15)$$

Desde el punto de vista económico significa que a mayor rentabilidad mayor riesgo.

ii. *Homogeneidad positiva:*

$$\Delta \lambda \geq 0, \text{ y } X \in V: \rho(\lambda X) = \lambda \rho(X) \quad (16)$$

Indica que si aumenta la posición en un portafolio, o en algunos de sus activos componentes, el riesgo debe incrementarse proporcionalmente.

iii. *Invariante a la traslación:*

$$\Delta X \in V \wedge \alpha \in \mathbb{R}: \rho(X + \alpha) = \rho(X) + \alpha \quad (17)$$

Si se invierte una cantidad adicional en el portafolio y se invierte prudentemente, entonces el riesgo se debe reducir proporcionalmente en esa cantidad.

iv. *Subaditividad:*

$$\rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y) \quad (18)$$

Obedece al principio de diversificación, en donde el riesgo global de un portafolio formado por dos o más activos es menor o igual que la suma de los riesgos individuales.

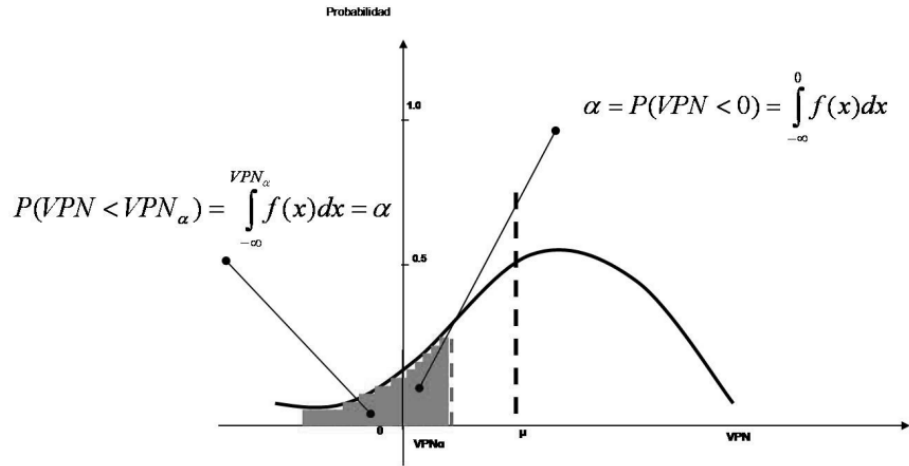
A pesar de que el VaR cumple con los primeros tres axiomas de una medida de riesgo coherente, la no subaditividad es la gran crítica del VaR, lo que puede llevar a resultados contradictorios y en algunos casos adversos para el administrador de riesgo (Becerra & Melo, 2008), estando en contravía con el principio de diversificación.

4.1.2 VPN en Riesgo

Manotas & Toro (2009) indican que de manera análoga con el VaR, se puede definir el valor presente neto en riesgo-VPN en riesgo, para un proyecto real, como un posible resultado del valor presente neto del proyecto dado un cierto nivel de confianza, es decir el mínimo VPN esperado para el proyecto a un cierto nivel de confianza α).

De esta forma la medición de valor en riesgo es adoptada para proyectos de inversión, y una vez identificados los principales factores o entradas de riesgo de un proyecto, se puede valorar la máxima pérdida esperada para un proyecto dado un nivel de confianza.

Ilustración 7. VPN en riesgo a partir de la función de densidad de probabilidad



Fuente: Manotas & Toro, 2009

4.1.3 Valor en Riesgo Condicional

Denominado *Expected Shortfall*, la caída esperada en las colas o VaR condicional-CVaR, es conocido como la media del exceso de pérdidas, o la pérdida media en las colas del VaR (Acerbi & Tasche, 2002). El CVaR, se propone como metodología complementaria al VaR para cuantificar el riesgo de mercado, ya que satisface todas las propiedades exigidas para ser una medida de riesgo (Franco & Franco, 2005).

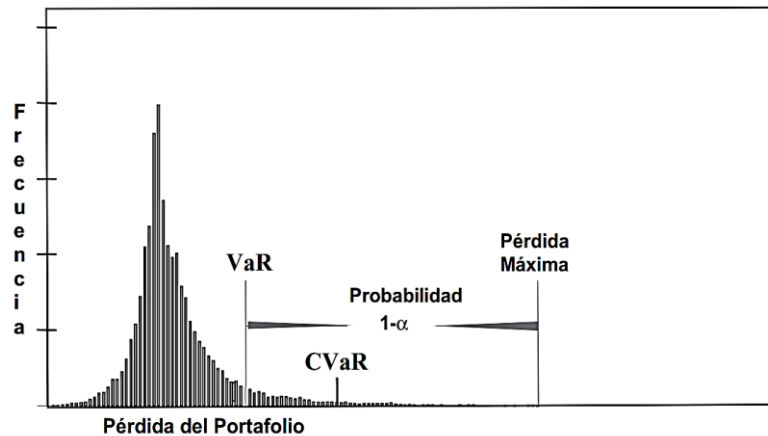
$$ES = E[L|L > VaR] \quad (19)$$

El VaR enuncia la máxima pérdida esperada en la distribución a un nivel de confianza de una distribución normal, sin embargo, no nos dice que pasa si un evento ocurre en las colas. Una medida debe tener en cuenta la pérdida más alta, o la pérdida más alta entre una serie de escenarios. El CVaR tiene en cuenta una serie de posibles salidas, basado en distintas distribuciones y la pérdida estimada de los diferentes análisis son todas medidas de riesgo coherente, y el VaR en su caso no lo es (Dow, 2005).

El CVaR además de ser una medida de riesgo más coherente que el VaR, ofrece la ventaja de poder ser modelado mediante expresiones de variables discretas, lo cual es una ventaja para modelos dentro del mercado de la energía (Hongling, Chuanwen, & Zhang, 2008). Cumple además la propiedad de convexidad, que permite optimizar el CVaR de un portafolio, bajo métodos de programación lineal y simulación de Montecarlo, obteniendo un óptimo global (Rockafellar & Uryasev, 2000).

La definición CVaR es el promedio de las peores pérdidas que exceden al VaR, a un nivel de confianza:

Ilustración 8. CVaR o *Expected Shortfall*



Fuente: Franco & Franco, 2005

4.2 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL RIESGO

El valor en riesgo, se puede construir desde dos enfoques, utilizando métodos no paramétricos y métodos paramétricos. La diferencia radica en que la primera aproximación no emplea ningún supuesto sobre la distribución de los valores, ni supone ningún tipo de comportamiento de los parámetros, mientras que el otro posibilita trabajar con distribuciones de probabilidad.

4.2.1 Métodos no paramétricos: Simulación Histórica

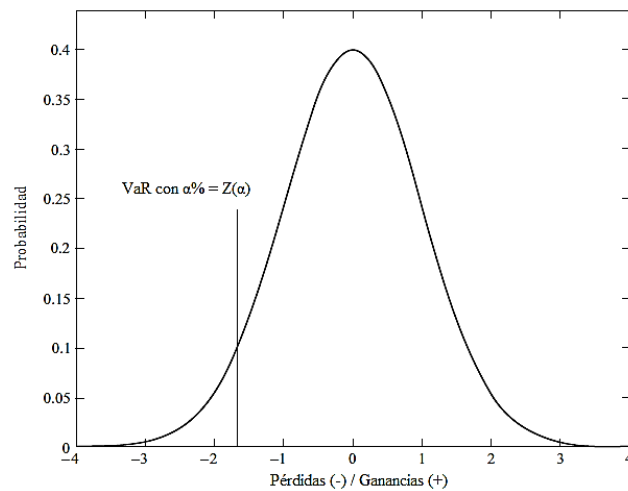
Uno de los métodos no paramétricos más utilizados es el de la de simulación histórica, técnica intuitiva y fácil de implementar a partir de histogramas de datos de pérdidas y ganancias anteriores, pero que tiene como desventaja la posible sobrestimación o subestimación del riesgo (Dowd, 2005), ya que al no suponer una distribución no permite actualizar la volatilidad.

Este método no supone ninguna función de distribución de probabilidad y se apoya en el comportamiento histórico observado, se parte que se pueden repetir escenarios del pasado, de escenarios de factores de riesgo históricamente observados.

4.2.2 Métodos paramétricos: Distribución Normal

Bajo el supuesto de normalidad, en la *Ilustración 9*, se muestra el VaR en una función de densidad de probabilidad común de ganancias o pérdidas durante un período específico. Los valores positivos corresponden a beneficios y los negativos a pérdidas. Para un nivel de confianza, el VaR viene dado por el lado negativo del punto en el eje x que corta alfa (α), en la función de densidad.

Ilustración 9. VaR en una distribución normal.



Adaptado de: Dowd, 2005.

4.2.3 Métodos Semi-Paramétricos: Simulación de Monte Carlo

La Simulación de Monte Carlo corresponde al grupo de métodos semi-paramétricos, permite realizar análisis de riesgo cuantitativos, basados en el muestro de miles de situaciones hipotéticas bajo un supuesto de distribución en un modelo matemático del formulado para un proyecto.

En el modelo de Simulación de Monte Carlo se incluyen los parámetros inciertos que pueden y no pueden ser controlados, y son asociados con distribuciones de probabilidad. Este proceso de muestreo se repite n veces, permitiendo calcular el impacto de los parámetros inciertos en los resultados del proyecto tales como el VPN, lo cual es útil al momento de valorar el impacto de las diferentes decisiones de mitigación del riesgo en el proyecto (Lane et al., 2013), es importante considerar que el ajuste del modelado de riesgo al proyecto, dependerá en gran medida de la calidad de los datos de entrada.

El procedimiento para cuantificar el riesgo financiero del proyecto para mercados en mercados eléctricos usando simulación de Monte Carlo con base a Lozano et al (2011) y Manotas (2006), se siguen los siguientes pasos consiste en:

1. Definición y descripción del problema.
2. Formulación Modelo Matemático
3. Definir las variables de entrada y salida sus distribuciones de probabilidad y correlaciones.
4. Simular el modelo matemático n veces
5. Obtener los resultados de las variables de salida
6. Estimar las medidas del riesgo financiero, VPN en riesgo a un nivel de confianza.

5. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

A lo largo de desarrollo histórico del sector eléctrico, se estableció un esquema con instituciones que se encargan de la definición y administración de políticas sectoriales Ministerio de Minas y Energía- MINENERGÍA, la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME a cargo de la planeación, Comisión de Regulación Energía y Gas- CREG a cargo de la regulación. El control y vigilancia del sector fue encargado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, y la administración del mercado y la operación a la Compañía de Expertos en Mercados –XM, este marco institucional mencionado, ha sido estructurado con el fin de coordinar y apoyar otros agentes dentro del sector.

Ilustración 10. Esquema Institucional del sector eléctrico Colombiano



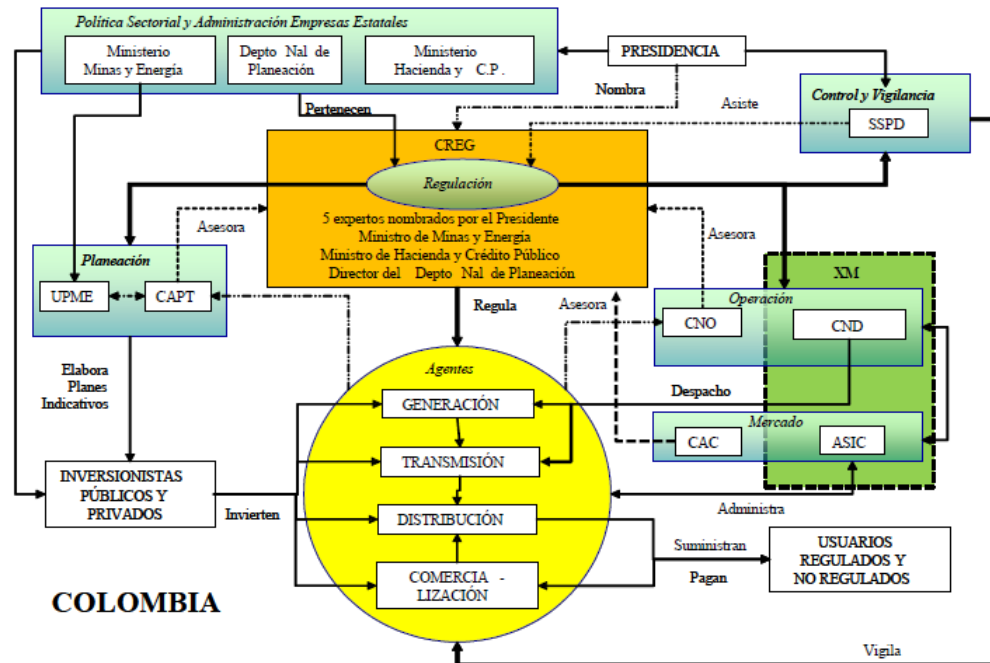
Fuente: Ministerio de Minas y Energías, 2015.

La compañía de Expertos en Mercados, administra el Mercado de Energía Mayorista- MEM y las Transacciones internacionales de energía, en tanto también XM opera el Sistema Interconectado Nacional -SIN a través del Centro Nacional de Despacho -CND, coordinando la operación interconectada internacional.¹

En el MEM se compran y venden grandes bloques energía eléctrica a dos segmentos de mercado: contratos bilaterales de largo plazo con un esquema de negociación libre entre agentes, y la bolsa de energía o mercado de corto plazo, en el cual es obligación la participación de todos los generadores registrados en el mercado.

¹ XM. Preguntas Frecuentes: www.xm.com.co/Pages/PreguntasFrecuentes.aspx

Ilustración 11. Estructura del Sector Eléctrico Colombiano



Fuente: UPME, 2004.

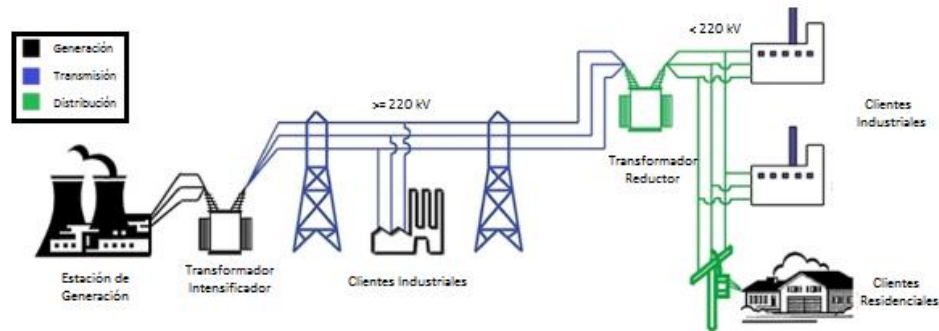
5.1 SECTOR DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La interacción entre los eslabones del mercado eléctrico colombiano, es basada en distintas condiciones de mercado para los principales agentes: generación y comercialización bajo libre competencia, para el caso de transmisión y distribución funcionan bajo regulación como monopolios naturales.

La transmisión es una actividad con alta proporción de costos fijos, costos marginales decrecientes y economías de escala, lo cual lo configura por sus características como monopolio natural del sector eléctrico. En Colombia se considera transmisión, el transporte de energía a niveles de tensión iguales o superiores a los 220 kV. Los agentes que desarrollan la actividad del Sistema de Transmisión Nacional- STN, se encargan de llevar la energía producida desde los generadores, a las subestaciones localizadas en las zonas de consumo (Vélez, 2012).

De acuerdo con la Resolución CREG 025 de 1995, los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, regulado y no regulado, garantizando igualdad de condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad.

Ilustración 12. Estructura general del sistema de potencia



Adaptado de: Kishore & Singal, 2014.

5.2 PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA

El Decreto 2119 de 1992 establece que la planeación de la expansión del sector eléctrico, estará a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME. Entidad que realiza y actualiza cada año el Plan de Expansión de Referencia Generación- Transmisión, definiendo prioridades en los distintos horizontes de tiempo, bajo condiciones de confiabilidad, seguridad y eficiencia económica.

Las principales entradas de los Planes de Expansión de referencia en Generación y Transmisión son la demanda de energía eléctrica y la generación que se conecta al sistema. El Plan de Expansión de Transmisión desarrollado por la UPME, analiza el Sistema de Transmisión Nacional y los Subsistema Regionales -STR, identifica los efectos del crecimiento de la demanda tanto nacional como de los intercambios internacionales, la incorporación de generadores, la conexión de nuevos usuarios, todo con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones de confiabilidad (UPME, 2013).

5.3 REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, es la autoridad regulatoria del sector eléctrico, fue creada por Decreto 2119 de 1992, con el objetivo asegurar condiciones de eficiencia, calidad, oportunidad y costo del servicio para los usuarios. El marco regulatorio divide a los usuarios en usuarios regulados y no regulados, los primeros reciben el suministro a precios regulados, con la fórmula tarifaria establecida por la CREG, y los segundos, los no regulados superan el tope de demanda en MW establecido por el ente regulador, y en los cuales los precios de venta son libres y acordados entre las partes (UPME, 2004).

La CREG fija precios mediante fórmula tarifaria, y permite que los usuarios regulados remuneren a los inversionistas por el uso de los activos, permitiendo garantizar calidad,

cobertura, y expansión. En tanto los operadores pueden realizar estudios para analizar la viabilidad de proyectos de inversión u operación, involucrando la remuneración por el patrimonio en los proyectos de inversión (Mayorga & Sarmiento, 2010).

El ente regulatorio tiene facultad para expedir regulaciones orientadas a crear, promover y preservar la competencia en generación, regular el uso de la transmisión, y garantizar el libre acceso de los agentes al SIN y el funcionamiento del MME.

A través de los años las regulaciones emitidas han girado en torno a cuatro categorías principales: *Remuneración*, *Expansión*, *Calidad del servicio* e *Interconexiones*. En la *Ilustración 13* se representa en cuatro periodos las resoluciones de mayor impacto en sector de transmisión eléctrica, junto con sus tópicos.

Ilustración 13. Antecedentes del sector de transmisión eléctrica

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	...		
Remuneración	Primer periodo			Segundo periodo				Tercer periodo							Cuarto periodo							
	01/94 – 02/94			130/96 – 008/97				051/98 – 004/99 – 022/01 – 085/02							011/09							
	Ingreso	Requerimiento financiero y red mínima						Red real							Unidades Constructivas							
								026/99														
	Carga	Cargos zonales						Unidades Constructivas							Carga estampilla							
								094/99														
Asignar	50% Demanda 50% Generación						103/00							100% Demanda 0% Generación								
							Híbrido															
Expansión							051/98 – 022/01 – 011/02															
	025/95						Competencia															
Calidad							072/99 – 061/00 – 011/02														093/12	
							Criterios de Calidad														Nuevos Criterios de Calidad del Servicio	
Interconexiones							057/98					004/03			055/2011							
							Interconexión eléctrica (Conexión)					Integración eléctrica (uso/conexión)			Integración eléctrica (uso/conexión)							

Adaptado de: ISA, 2013.

6. CASO ESTUDIO: PROYECTO DE TRANSMISIÓN: INTERCONEXIÓN COLOMBIANA PANAMA.

El caso estudio del proyecto de transmisión para el desarrollo de la valoración de opciones reales y el análisis de riesgo es la Interconexión Colombia-Panamá, proyecto en vía de desarrollo que debe demostrarles a los gobiernos de Colombia y Panamá de manera técnica, que existe beneficio entre países, inversión optima en transmisión, viabilidad financiera, y que los comportamientos de los precios transportados pueden llegar a ser competitivos. Los anteriores beneficios, deberán ser evidenciados con el uso de herramientas de evaluación económica, administración de riesgos, diseño de la línea y la optimización de los componentes (Villegas, 2014).

6.1 DESCRIPCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ

El proyecto consiste en una línea de transmisión entre Colombia y Panamá eléctrica con capacidad de transporte de 300 MW a una tensión de 450 kV; y la cual tiene la posibilidad de expansión a una capacidad de 600 MW. Es constituido y promovido por el Gobierno de La Republica de Colombia y La Republica de Panamá; su desarrollo se enmarca la integración de la Región Andina con Centroamérica.

Para la viabilizar el proyecto se creó la sociedad binacional Interconexión Colombia Panamá S.A –ICP, en operación desde 2009 y la cual es responsable de viabilizar, construir y operar la línea de transmisión de energía entre ambos países. Sus accionistas son la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A –ETESA (50%) de Panamá, e Interconexión Eléctrica S.A.-ISA (50%) de Colombia.

La finalidad del proyecto es la integración del el Mercado Eléctrico Regional - MER y la integración al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central-SIEPAC. Buscando contribuir a la diversificación de las matrices energéticas entre países integrados al sistema interconectado, ofertando energía a menor costo marginal, y brindando apoyo ante situaciones de emergencia con otras fuentes de generación². En resumen, la interconexión puede verse como una planta adicional de generación de 300 MW, disponible al otro lado de la frontera (Villegas, 2012b).

Entre los beneficios de Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá se encuentran los beneficios considerados por la ICP, SIEPAC y el SNE de Panamá:

- Contribuye a la seguridad energética, incrementando la confiabilidad del sistema, colocando más opciones de generación para atender el crecimiento de la demanda.
- Constituye una fuente de apoyo para los dos países ante situaciones de emergencia, aprovechando la complementariedad hidro-térmica entre regiones.
- Permite reducir emisiones de carbono debido a la sustitución de combustibles fósiles, en el caso de países con alta dependencia térmica.

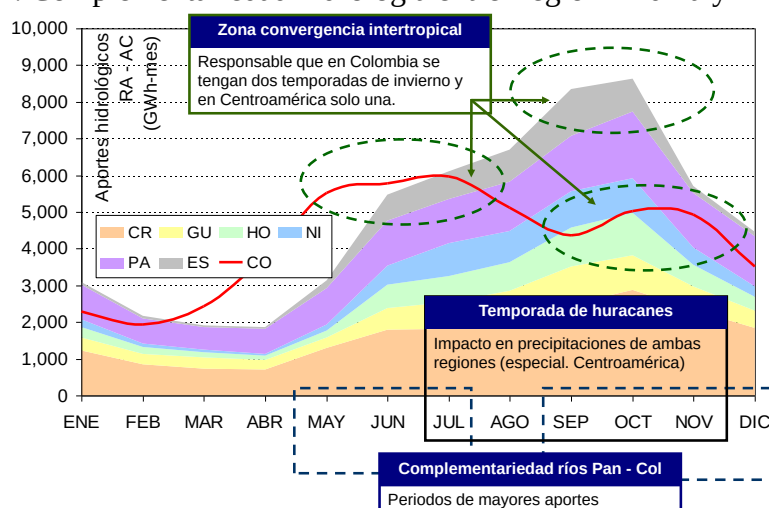
² EPR - SIEPAC: <http://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>

- Optimiza y combina los recursos disponibles entre los países, permitiendo vender los excedentes de generación tanto de Panamá, como de Colombia y acceso a fuentes de generación económicas (SNE, 2016).

Para la interconexión se considera el potencial de la complementariedad hidrológica entre la Región Andina y América central (ver *Ilustración 14*), ya que, al oscilar en Colombia la Zona de Convergencia, se provoca que ocurra un máximo de precipitaciones dos veces al año, la primera entre abril y mayo, y la segunda entre septiembre y octubre (Eslava, 1993), en contraste con Centroamérica en las cuales solo sucede una temporada de lluvias.

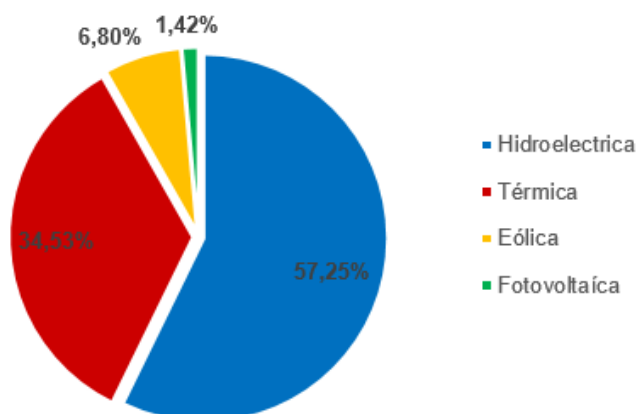
Para la temporada de huracanes en el océano Atlántico entre julio y noviembre, también tiene un impacto entre las precipitaciones de ambas regiones, especialmente en Centroamérica, constituyendo para el proyecto el potencial de complementariedad hidrológica en dos temporadas del año (ISA. & ETESA, 2006).

Ilustración 14. Complementariedad hidrológica entre Región Andina y América Central



Fuente ISA - ETESA, 2006.

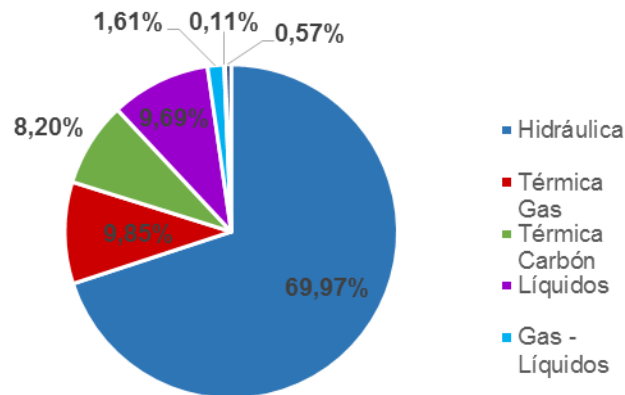
Ilustración 15. Matriz energética de Panamá



Fuente: Estadísticas ASEP, 2016.

La matriz energética de Panamá (ver Ilustración 15) relacionada con su capacidad de generación de energía eléctrica para el año 2016, se encuentra que predomina en un 50.90% de generación mediante centrales hidroeléctricas, el 38.52% a plantas térmicas, 8.39% restante plantas eólicas y por último el 2.8% a plantas fotovoltaicas.

Ilustración 16. Participación por tecnología en la matriz eléctrica en Colombia

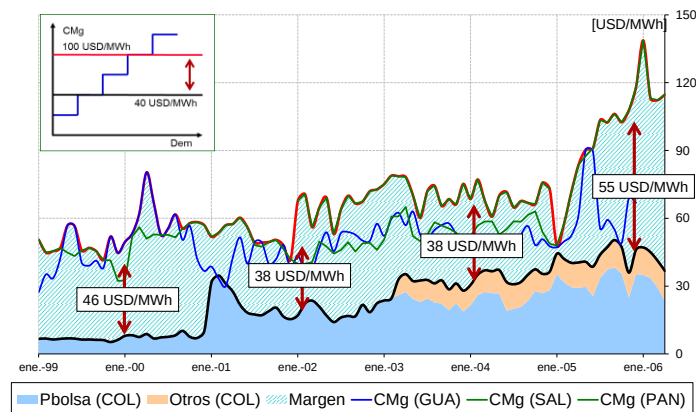


Fuente de datos: Sistema de Información de XM, Diciembre de 2015.

Para el caso de Colombia (ver *Ilustración 16*), los datos muestran que las centrales hidroeléctricas tienen una participación de 69.97% del total, y en segundo lugar se ubican las centrales térmicas (gas y carbón), las cuales alcanzan de manera agregada el 19.66%. Para el caso de Colombia y Panamá que presentan alta dependencia y complementariedades hidrológicas, se evidencia la oportunidad para ambos países de exportar excedentes en épocas de alta hidrología e importar en épocas de baja hidrología.

En materia de costos marginales (ver *Ilustración 17*), también la diferencia muestra el potencial para el desarrollo de la interconexión, la diferencia de zonas horarias entre los países centroamericanos y la región andina, favorece la presencia de complementariedad entre las curvas de cargas de ambas regiones, entonces la región alcanza beneficios significativos como resultado de la reducción de costos marginales (ISA. & ETESA, 2006).

Ilustración 17. Comportamiento diario Costos marginales Colombia y Panamá



Fuente: ISA & ETESA, 2006

El proyecto de transmisión define cinco (5) elementos que soportan su viabilidad y desarrollo del mercado regional: la visión regional como propósito para la integración energética regional del Mercado Eléctrico Centroamericano con el Mercado Andino, asegurando el intercambio internacional de energía; el aprovechamiento de los recursos tanto en composición como en margen, reglas bajo un proceso de armonización de marcos normativos y regulados, el respaldo de los gobiernos mediante sus presidentes y ministerios (Villegas, 2010a). Son consideradas variables fundamentales para el desarrollo la interconexión: la viabilidad ambiental, las autorizaciones de conexión, estudios técnicos de la línea, y la financiación.

Es importante, resaltar que la interconexión eléctrica está considerada en el Plan de Expansión de Transmisión 2015-2029 de la UPME, el cual detecta que no requiere expansiones en el STN para soportar una capacidad de exportar de hasta 600 MW a Panamá³. Para el caso de Panamá el ente encargado de la planificación de la transmisión también ha considerado el flujo de potencia la interconexión en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado 2014-2028⁴.

6.1.1 Caracterización técnica

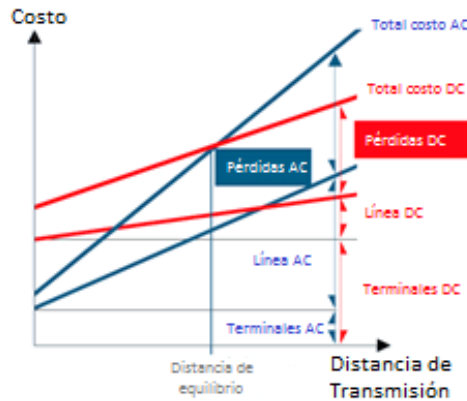
El proyecto será desarrollado en tecnología HVDC - transmisión de energía en corriente directa a alta tensión (*High Voltage Direct Current* en inglés), obteniendo mediante ésta, grandes beneficios técnicos, económicos y menores impactos ambientales con respecto a la tecnología corriente alterna. Para la interconexión, se tiene previsto una línea de transmisión eléctrica desde la subestación Cerromatoso en Colombia, hasta la subestación Panamá II, Provincia de Panamá. Es la primera experiencia en la región con la tecnología; y su capacidad de transporte es de 300 MW, a un nivel de tensión de 450 kV, con una posibilidad de expansión a 600 MW (Villegas, 2012b).

La tecnología HDVC es una tecnología madura usada a nivel mundial, se adopta en la interconexión por sus ventajas en la transmisión de potencia a largas distancias, para el caso de la interconexión con una longitud aproximada de 500 km, la tecnología cuenta con ventajas de: mayor control de la potencia real transmitida entre países, asincronía para la separación de los sistemas, menores costos en comparación con líneas de corriente alterna Sin embargo, también cuenta con implicaciones; aunque en las líneas Corriente Directa son más económicas que las de Corriente Alterna-AC, para el caso de las subestaciones por el contrario las de DC, son más costosas, que las de AC (Chavarro, 2012).

³ http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_Expansion_GT_2015-2029/Plan_GT_2015-2029_VF_22-12-2015.pdf

⁴ http://www.etsa.com.pa/documentos/Plan_Expansion_2015-2029/Tomo_III_Plan_de_Expansi%C3%B3n_del_Sistema_de_Transmisi%C3%B3n_2015-2029.pdf

Ilustración 18. AC frente a la transmisión de DC



Adaptado de: Siemens, 2016

6.1.2 Caracterización ambiental

Los temas ambientales y sociales se han abordado siguiendo las políticas y estándares del Banco Interamericano de Desarrollo-BID, La Corporación Financiera Internacional- IFC y El Banco de Desarrollo de América Latina-CAF. Por su parte tanto el BID como el IFC han recomendado realizar un Diagnóstico Ambiental de Alternativas-DAA detallado en la zona de frontera, con el fin de tomar una decisión sobre el corredor en el cual se ejecutaría el Estudio de Impacto Ambiental y Social (EIAS), el cual ha sido un requerimiento para la financiación del proyecto internacional (Villegas, 2010a).

Se asume ejecución a riesgo de los estudios técnicos y ambientales detallados, y no hay condición al cierre financiero del proyecto, esto con el objetivo de generar condiciones propicias para su viabilidad, y la minimización de las incertidumbres. El Plan de Manejo Ambiental ha sido consultado con las comunidades en el área del proyecto, atendiendo la legislación de las Comarcas, y contando con la aprobación de las autoridades.

En la construcción de la interconexión se incorporan las mejores prácticas y experiencias exitosas, a través de una estrategia de intervención lo menos invasiva posible, con el uso de métodos constructivos especiales, los cuales utilizan tecnología para minimizar los impactos ambientales, aprovechando la experiencia exitosa de Colombia y el mundo (Villega *et al*, 2014).

Se han realizado diversos estudios con el fin de que el proyecto sea factible ambientalmente, al punto de acotar y estudiar finalmente la conveniencia de cuatro rutas, una de éstas, propuesta por la consultoría colombiana y las demás por *Conservation Strategy Fund*, ésta última contratada por el Ministerio de Ambiente de Panamá. Se cuantificó los riesgos socio-ambientales de cada una de las rutas, teniendo en cuenta los costos financieros de las mismas (Campoverde *et al.*, 2015).

Ilustración 19. Rutas propuestas para la Interconexión Colombia - Panamá



Fuente: Campoverde et al., 2015

Hasta el momento el corredor ambiental ha sido aprobado desde la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de Colombia –ANLA (ver ruta roja de Ilustración 19), del cual se ha estimado por el CSF en un costo de aproximadamente 500 millones de dólares. Una autorización similar debe ser emitida por el Ministerio de Ambiente de Panamá, el cual continúa con el estudio de las alternativas. Una vez se cuente con la aprobación del corredor ambiental por Parte de Panamá, se podrá ejecutar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y el diseño detallado de la línea en los dos países.

A partir del momento en que se tenga un corredor ambiental, aprobado y viabilizado, el desarrollo de las actividades siguientes (EIAS, diseño, licencia, fabricación estaciones, construcción línea, instalación cable, etc.) tomará 48 meses hasta la fecha de entrada en operación del proyecto (Villegas, 2012b).

6.1.3 Marco regulatorio del proyecto ICP

El proyecto ha generado un espacio de consulta y discusión, que permitirá la adopción de una regulación que generará confianza entre los mercados involucrados, la armonización binacional y la articulación de los requerimientos del MER (Villegas, 2010a) Se acordó el apoyo del BID, los reguladores, operadores y entidades regionales, para identificar diferencias y limitaciones entre la regulación binacional y el MER. A continuación se detalla la evolución regulatoria del proyecto:

El proyecto de Interconexión Eléctrica entre Panamá y Colombia fue planteado por primera vez en 1998, desde entonces nació como un proyecto del Gobierno Colombiano en el año 2002. Desde el año 2003 la CREG y la ASEP han adelantado conversaciones sobre la armonización regulatoria.

En el año 2006 en la X Comisión de Vecindad Colombo-Panameña, se acuerda la realización de un estudio de armonización regulatoria, de los marcos normativos de Electricidad de Colombia y Panamá, que facilite el intercambio de energía entre países.

Los presidentes de Colombia y Panamá en 2008, firman las Actas de Intención de interconexión eléctrica bilateral, en el cual se establecen las bases y los responsables para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica Colombia-Panamá.

Para febrero de 2009 se pacta entre la Secretaría Nacional de Energía Panamá y el Ministerio de Minas y Energía, un acuerdo ministerial, donde se establece principios para el desarrollo regulatorio: eficiencia, transparencia, neutralidad, simplicidad y reciprocidad, haciendo responsable a la Autoridad Nacional de Servicios Públicos-ASEP, y a la -CREG, para el desarrollo de la regulación de la interconexión.

En marzo de 2009 es suscrito el Acuerdo entre la ASEP Y la CREG, en el cual se detallan los principales aspectos regulatorios que regirán los intercambios de energía entre los dos países, a continuación, se detallan los elementos principales para la caracterización del proyecto⁵:

- Los agentes autorizados en Colombia serán generadores y comercializadores; para su participación en el mercado de Panamá, deben constituirse como Agentes de Interconexión Internacional. En el caso de Panamá los participantes son generadores, distribuidores y grandes clientes, lo cual es para participar en Colombia deben constituirse como Empresa de Servicios Públicos - E.S.P.
- Los generadores y comercializadores en el caso de Colombia y los generadores, distribuidores, y grandes clientes, en el caso de Panamá podrán realizar transacciones de potencia y/o energía de largo plazo mediante contratos, teniendo el mismo trato que los locales, en tanto las transacciones de energía en el corto plazo, serán independientes de los contratos de compraventa energía, y se consideran como el resultado del despacho coordinado, de conformidad con las regulaciones de cada país.
- La capacidad en firme ofertada o en el cargo por confiabilidad solo podrá hacer bajo principios, de equidad, transparencia y no discriminación. Así en cada país las transacciones de importación de corto plazo serán consideradas como generación y las de exportación como demanda.
- En materia de remuneración, la interconexión será una conexión a riesgo, y no recibirá ningún tipo de tarifa regulada. Ante lo cual se realizará subasta de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la interconexión, y el proceso de asignación de los derechos financieros se hará mediante subasta, CREG Y ASEP aprobarán el mecanismo de subasta.
- Los contratos de energía son de tipo financiero y no influyen en el despacho económico de los sistemas, deberán contar con los respectivos derechos financieros, en tanto las transacciones de energía en el corto plazo, no requieren tener asignados derechos financieros.
- Se define que el titular de los derechos que tenga un contrato de energía y/o potencia no recibirá renta de congestión, y que la capacidad de la interconexión que no esté asignada generará rentas de congestión a favor del dueño de la línea.
- Los organismos reguladores definirán los precios nodales en las fronteras en cada uno de los mercados, y la dirección de los intercambios será del mercado con precios o costos más bajos hacia el mercado con precios o costos más elevados

⁵ Acuerdo ASEP: <http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/Acuerdo.pdf>

Resoluciones CREG Y ASEP:

- La resolución CREG 055 de 2011, define la regulación aplicable a los Intercambios Internacionales de Energía y Confiabilidad entre Colombia y Panamá, la cual hace parte del Reglamento de Operación.
- AN No. 4508-Elec de 2011, modificada por la resolución AN No. 4928 del mismo año, establece procedimientos para intercambios de energía, potencia en firme y los requisitos para participar en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá.
- La resolución AN No. de 2011 de Panamá, modificada por las resoluciones AN No. 5045- de 2011, y AN No. 5292 de 2012, establece criterios regulatorios para el diseño de la subasta de los Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión.
- La resolución AN No. 5160 de 2012, establece procedimientos para la equivalencia entre la energía en firme del Cargo por Confiabilidad en Colombia y la Potencia en firme que se comercializa en el MME de Panamá.
- Para eventos de racionamiento en Colombia y/o Panamá, la resolución AN No. 5315 de 2012 aprueba criterios y procedimientos para los intercambios a través de la interconexión.
- La resolución AN No. 5044 de 2011, modifica las reglas de compra y limitaciones al poder del mercado, para permitir un proceso coordinado de los actos de concurrencia en Panamá.

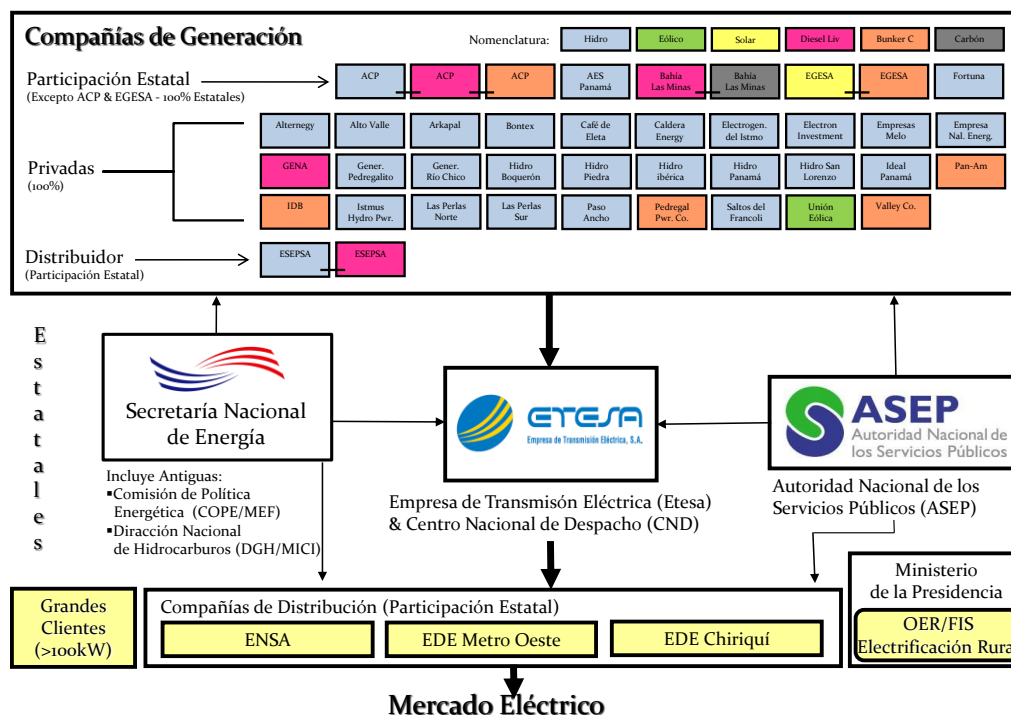
6.2 ESTRUCTURA SECTOR ELÉCTRICO EN PANAMÁ

La regulación y las instituciones que conforman el sector eléctrico en Panamá, son reglamentadas mediante la Ley 3 de febrero de 1997: *“Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”*. La generación no está regulada y las actividades de transmisión, distribución y comercialización son reguladas. Estas operan bajo las Reglas Comerciales de abril de 1998, y el Reglamento de Operación de agosto de 1998, los cuales deben cumplir todos los agentes del mercado.

La secretaría Nacional de Energía - SNE, tiene como misión establecer e impulsar la política energética del país, para garantizar la seguridad y el acceso en todo el país del suministro, al igual que el uso racional y eficiente de la energía eléctrica y el apoyo la implementación de la interconexión eléctrica regional entre otros⁶.

Ilustración 20. Estructura del Mercado Eléctrico de Panamá, 2013

⁶ SNE Panamá: <http://www.energia.gob.pa/Conocenos>



Fuente: SNE, 2013

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.- ETESA es la empresa estatal, la cual centra sus principales actividades en la transmisión del sistema, además el artículo 78 de la ley 3 de 1997, asigna la responsabilidad de la planeación de la expansión, la construcción de nuevas ampliaciones, refuerzos de la red, el mantenimiento y la operación Integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN, el cual es un servicio prestado por el Centro Nacional de Despacho-CND, dependencia que administra de ETESA.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos-ASEP, es el ente regulador de los Servicios públicos, regula, fiscaliza y asegura la prestación de los servicios públicos tanto a las empresas reguladas, como clientes y/o usuarios. La ASEP regula la transmisión, la distribución y comercialización, expidiendo los reglamentos de operación, comercialización, transmisión, y compra, los cuales rigen al Mercado Mayorista de Electricidad-MME⁷.

El MME, es el ámbito donde participan los productores (generadores, autos generadores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro lado, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía) realizan transacciones comerciales de compra y venta de energía y potencia.

El Mercado de contratos o de largo plazo, es el conjunto de las transacciones de mediano y largo plazo de energía y/o potencia pactadas entre los agentes del mercado en los cuales se acuerdan precios para la energía y la potencia.

⁷ MME (Mercado Mayorista de Energía): comercializa Energía (MWh) y/o Potencia (MW) bajo dos modalidades mediante contratos y en el mercado Ocasional o Spot.
http://www.asep.gob.pa/index.php?option=com_content&view=article&id=269%3Amercado-mayorista&catid=45%3Acategoria-de-electricidad&Itemid=132

El Mercado ocasional o spot, es el ámbito en el que se realizan transacciones horarias de energía y de potencia de oportunidad que permite considerar los excedentes y faltantes que surjan como consecuencia del despacho, los compromisos contractuales y la realidad de la demanda y de la oferta.

Según Estadísticas de la ASEP para 2015, La composición de las compras en el MME, refleja que es un mercado principalmente de contratos, para el primer semestre del año el 96.09% de la energía comprada por las distribuidoras correspondió a energía comprada en contratos, mientras que el 3.91% restante de las compras fueron efectuadas en el mercado ocasional.

6.3 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

El esquema de desarrollo del proyecto está establecido como un *Project Finance*, y los bancos multilaterales han mostrado interés, para participar en el desarrollo del proyecto, aunque no son las únicas opciones de financiación para ICP. Tanto el BID, la IFC y el CAF han mostrado interés en la financiación del proyecto, y solicitan como requerimiento el EIA Ambiental de la línea de transmisión. El periodo de financiación dependerá de la duración de los contratos de los derechos financieros, los cuales no asumen riesgo comercial.

Una vez se realice el estudio de impacto ambiental del corredor aprobado por la ANLA y el Ministerio de Ambiente de Panamá, se empezarán a recibir ofertas de financiación del proyecto de parte del banco multilaterales.

Tabla 5. Financiación del proyecto

Banco	Cupo	Plazo Máximo de Financiación
IFC	Hasta el 25% del costo total del proyecto	15-18 años (hasta 6 años adicionales a los banco comerciales)
BID	25%-40% del costo total del proyecto	15-16 años Cola mínima de 1 año respecto al plazo de los contratos con los tomadores de riesgos
CAF	Hasta un 50% del costo total del proyecto	15 años (hasta 7 años adicionales a los bancos comerciales)

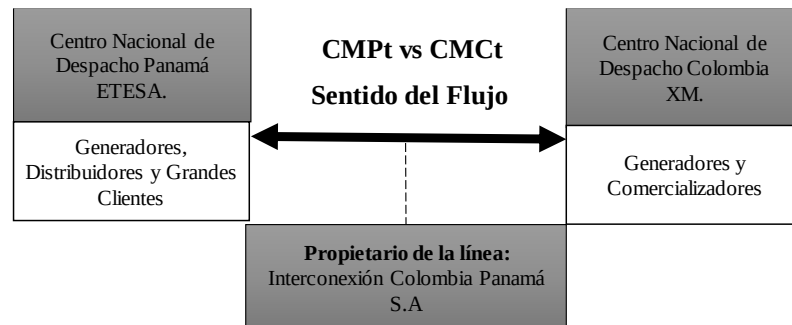
Fuente: Villegas, 2010.

6.4 ESQUEMA DE OPERACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ

La estructura de los participantes involucrados en la interconexión, está conformada por: los centros nacionales de despacho de ambos países, quienes se basan en un esquema de

mercados competitivos, en el cual costo marginal de generación corresponde al precio de generación (Hunt, 2002); buscando optimizar el uso de la capacidad de línea, mediante la comparación del Costo Marginal de Colombia-CMC en cada año t y el Costo Marginal Panamá CMP, con lo cual definen el sentido de flujo del despacho. La administración, operación y actividades relacionadas con la línea serán por parte de Interconexión Colombia-Panamá, y quienes determinen los intercambios serán participantes en el mercado eléctrico panameño y colombiano autorizados por la ASEP y por la CREG.

Ilustración 21. Actores involucrados en la interconexión



Fuente: Los autores.

El esquema de operación, se construye desde el enfoque de división de los Derechos Físicos de la línea –PTR (*Physical Transmission Rights* en inglés), y los Derechos Financieros de Transmisión-FTR (*Financial Transmission Rights* en inglés) de la sociedad Interconexión Colombia Panamá. Los derechos financieros de transmisión le permitirán al titular comprar y vender energía al precio de otro lugar, y le permitirán tomar decisiones únicamente de tipo financiero, en tanto los derechos de transmisión físicos, proporcionarán al titular el derecho a usar la línea o el conjunto de líneas para transferir de un lugar a otro, y hacerse cargo de la operación, administración y mantenimiento de la línea (Osorio, 2013).

En el intercambio de energía entre zonas interconectadas como Colombia y Panamá, es común que se busque balancear la demanda y la oferta de energía todo el tiempo para asegurar la cantidad entregada. Sin embargo si la capacidad de transporte de la red de transmisión, es inferior a la demanda, esto genera congestión, lo cual se refleja en precios diferenciales entre locaciones, motivando al desarrollo de los denominados precios diferenciales (Eydeland & Wolyniec, 2003).

Para la interconexión, se manejará el esquema de precios diferenciales conocido como precios nodales o precios locales marginales, donde cada país tiene su propio precio, representativo de la congestión en el sistema, así las diferencias de precios, se gestionan mediante FTR, lo cual da paso a excedentes económicos en la red.

En este sentido el titular inicial de los FTR y PTR, Interconexión Colombia Panamá, quien tiene el derecho económico sobre la línea, será quien se beneficie de los ingresos que genere la línea. Este tipo actividades en transmisión tiene como fin en este tipo de proyectos, la de remunerar a cada inversionista dispuesto a financiar la inversión en transmisión (García et. al 2009).

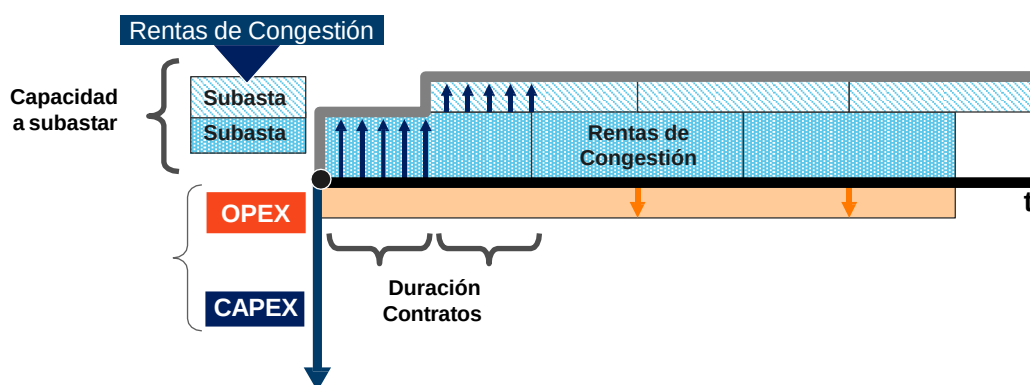
Por cada periodo de transacción durante la operación de la interconexión, el inversionista poseedor de los FTR, podrá cobrar la diferencia de precios por una cantidad transportada de un área a otra. En este esquema diferencial de precios nodales, los excedentes económicos se denominan Rentas de Congestión, debido a que la diferencia de precios es representativa de la congestión del sistema (García & Gutiérrez, 2008).

Para definir el sentido del flujo para la interconexión, se realizará mediante el Acoplamiento de Mercado (*Market Coupling* en inglés) entre Colombia y Panamá, este mecanismo tiene la característica de maximizar el transporte en la red y las ganancias, lo cual significa la comparación de la oferta de energía, en donde las más baratas son elegidas para suplir la demanda. El mecanismo será ejecutado por el CND de Panamá a cargo de ETESA y el CND de Colombia operado por XM, filial de ISA. Los Centros de Despacho con base a los precios, cantidades ofertadas y demandas, ejecutan un algoritmo que realiza comparaciones entre los costos marginales de cada país, para determinar la dirección de los intercambios, la cual será del mercado con precios o costos más bajos hacia el mercado con precios o costos más elevados (CREG, 2011).

6.5 MODELO DE INGRESOS PARA INTERCONEXIÓN

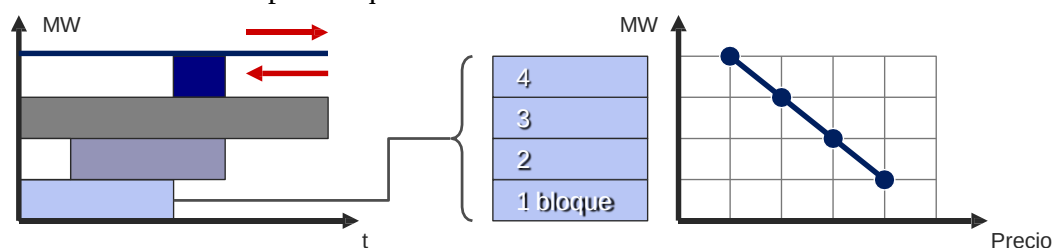
La interconexión tiene como principal fuente de ingresos, los obtenidos por la subasta de los FTR de cada bloque, en la puja de los participantes autorizados por los bloques. Los FTR de cada bloque de 25MW, le darán el derecho a la remuneración de rentas de congestión a los agentes (Villegas, 2010b).

Ilustración 22. Modelo de flujo de ingresos de la interconexión.



Fuente: Adaptado de Villegas, 2010

Ilustración 23. Ofertas por bloque ICP



Fuente: Villegas, 2010

Las ofertas para cada bloque de capacidad de 25 MW, seguirán una función de cantidad vs precio monótonamente decreciente. Cada bloque es concesionado al inversionista por un periodo de entre 0 a 25 años, dependiendo del tiempo que contiene su oferta de subasta.

El cálculo de las rentas de congestión y el sentido de las mismas se realizará por metodología de despacho coordinado entre los CNDs, y será la diferencia de precios de energía que exista entre el nodo Colombiano y Panameño, multiplicado por el bloque de capacidad en MW del que sea propietario el inversor.

Se tiene preparado un reglamento de subasta el cual está soportado en los criterios y principios establecidos por el CREG Y la ASEP. Se ha diseñado la minuta de contrato que establece los FTR, sujetos a plazos, términos y condiciones establecidas:

- Se efectuarán dos subastas una en el sentido Colombia- Panamá y la otra en el sentido Panamá Colombia.
- Se ofertarán bloques de 25 MW para un conjunto de años continuos.
- Un agente puede tener hasta 5 ofertas, y una oferta de acto de concurrencia, los cuales son diferenciadas en el conjunto de años continuos.
- Cada subasta, Colombia-Panamá y Panamá-Colombia se evalúan sus restricciones y se maximiza la función objetivo que son los ingresos de ICP.
- Si se cumplen las restricciones se asignan las ofertas que maximizan la función objetivo
- La función objetivo y sus restricciones combinan las mejores ofertas de las dos subastas (Colombia-Panamá y Panamá-Colombia). De acuerdo al resultado anterior se programa otra subasta.

Tabla 6. Características del modelo de subasta de ICP

Característica	Descripción
Producto: MW*Horizonte de tiempo	Los derechos a subastar deben definirse desagregando la capacidad máxima en fracciones, identificando la disponibilidad del producto, y las condiciones de transferencia ante la reventa del producto.
Periodo del Derecho	Debe ser considerado en el diseño, donde pueden incluirse productos con diferentes periodos en cada subasta, estos periodos deben maximizar la asignación de capacidad, con esquemas de asignación flexible y variable, considerando derechos parciales y tiempos variables.

Tabla 6 (Continuación)

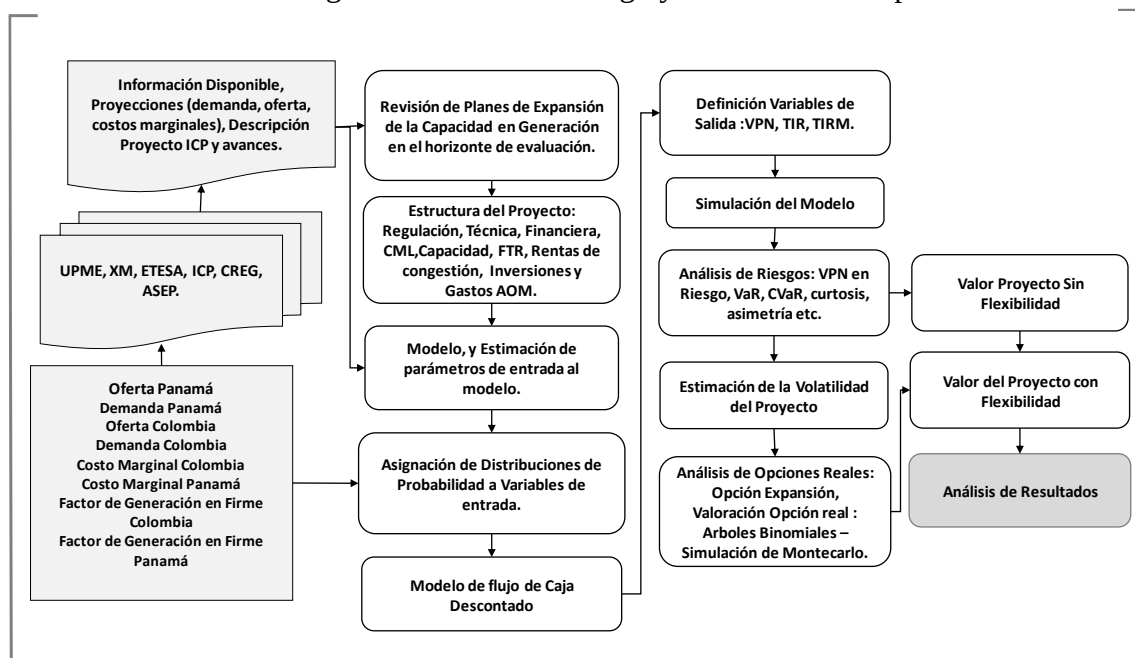
Característica	Descripción
Periodo de preparación	Suficiente para permitir desarrollar transacciones de largo plazo, asociadas a intercambios de energía y potencia.
Curva de Oferta	Capacidad máxima disponible remanente de la interconexión, deben establecerse reglas a aplicar ante diferencias entre curva de oferta subastada y capacidad máxima disponible de la ICP
Tipo de subasta	Compradores, multi-producto, ascendente, fraccionamiento (cantidad y horizonte), cada fracción, todo o nada (oferta de precio).
Disponibilidad	Definir condiciones económicas del incumplimiento, establecer compensaciones por indisponibilidad.
Falla de la subasta	Criterios para definir si la subasta falló, numero de subastas necesarias para lograr que se asigne el 100% de la capacidad (al menos una subasta al año).

Fuente: Villegas (2010)

7. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO EN RIESGO, Y VALORACIÓN DE OPCIONES REALES.

7.1 DEFINICIÓN DEL PROYECTO Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE EVALUACIÓN FINANCIERA

Ilustración 24. Metodología de Análisis de Riesgo y Valoración de Opciones reales



Fuente: Elaboración propia basado en: Pringles et al. (2015), Manotas (2013).

La evaluación financiera del modelo se basa en la metodología de evaluación financiera para proyectos eléctricos de generación propuesta por Manotas (2013a), que recoge los elementos abordados por Pringles *et al* (2015b), en el cual se tiene en cuenta un modelo del mercado de electricidad, los elementos financieros de la inversión en transmisión y la estructura de operación del proyecto. De lo cual se desprende la construcción de un modelo de flujo de caja estocástico para obtener el valor del proyecto sin flexibilidad, y el valor del proyecto con flexibilidad, este último calculo mediante la volatilidad del proyecto y la valoración por arboles binomiales (Hedman & Sheble, 2005).

7.1.1 Modelo de evaluación financiera Interconexión Colombia Panamá

Índices:

t : Periodo de tiempo en años.

Parámetros Panamá:

$CAPIP_t$:	Capacidad Instalada en Panamá año t [MW]
$FGFP_t$:	Factor de Generación en Firme Panamá año t [%]
DEP_t :	Demanda de energía Panamá año t. [GW/año]
$CMGP_t$:	Costo Marginal de Generación Panamá año t [USD/GW]

Parámetros Colombia:

$CAPIC_t$:	Capacidad Instalada Colombia año t [MW]
$FGFC_t$:	Factor de Generación en Firme Colombia año t [%]
DEC_t :	Demanda de energía Colombia año t [GW/año]
$CMGC_t$:	Costo Marginal de Generación Colombia año t [USD/GWh]
$CMGCC_t$:	Costo Marginal de Gen. Col. Evento Climático año t [USD/GW]

Parámetros Interconexión:

H :	Horizonte de evaluación Proyecto ICP [Años]
$CICP$:	Capacidad de Transmisión ICP [MW]
$CICPE$:	Capacidad de Transmisión ICP con expansión [MW]
$IICP$:	Intercambio por ICP de Colombia a Panamá [MW]
$IIPC$:	Intercambio por ICP de Panamá a Colombia [MW]
$OPEX\%$	Gastos de Operación y Mantenimiento ICP [%]
$CAPEX_t$:	Inversiones en Línea de Transmisión ICP [USD]

Para las transacciones de Colombia a Panamá y Panamá a Colombia, en caso de escasez y racionamiento en uno de los dos países, no se aplicará el criterio de minimización del costo marginal, y se aplicará el intercambio de energía desde el país con excedentes hacia el país con déficit, tratando la demanda del país importador en el país exportador de manera proporcional a la demanda nacional.

Para el caso de déficit la oferta de generación de Colombia, se encuentra modelada por la capacidad instalada en el año t en $CAPIC_t$, por el factor de generación $FGFC_t$, con el cual se obtiene la oferta de generación que responde a la demanda de energía en Colombia en el año t DEC_t , estableciendo la máxima capacidad de generación para cada periodo, denominada oferta de generación en firme para Colombia $OGFCt_t$.

Si la demanda de energía en Colombia es superior a la oferta de generación en firme $DEC_t > OGFCt_t$, existe déficit, ante lo cual es suplida hasta la capacidad máxima de la línea $CICP$, bajo la condición de excedentes en la oferta de energía de Panamá.

$$OGFCt_t = CAPIC_t * FGFC_t \quad (20)$$

$$\begin{aligned} & \text{Si } DEC_t > OGFCt_t \text{ y } OGFPt_t < DEP_t \\ & \text{entonces } DEC_t - OGFCt_t = IIPC \\ & \text{donde } IIPC \leq CICP \end{aligned}$$

Para el caso de Panamá es de manera análoga a la descrita en el párrafo anterior, en donde si la demanda de energía de Panamá DEP_t , supera la oferta de generación en firme $OGFP_t$ existe déficit, el cual se debe suplir con la capacidad máxima de la línea $CICP$, bajo la condición de excedentes en la oferta de energía de Colombia.

$$OGFP_t = CAPI_t * FGPF_t \quad (21)$$

$$\begin{aligned} & \text{Si } DEP_t > OGFP_t \text{ y } OGFC_t < DEC_t \\ & \text{entonces } DEP_t - OGFP_t = IICP \\ & \text{donde } IICP \leq CICP \end{aligned}$$

Para las transacciones por diferencias en costos marginales, el criterio de intercambios tiene como fundamento que en mercados eléctricos competitivos, el precio spot está reflejado por el costo marginal de generación. Para determinar el sentido del flujo se comparan los costos marginales, y se hace que el transporte energía se realice desde la zona de menor costo, a la de mayor costo. Así considerando el supuesto que en el sistema importador se sustituye a la generación de mayor costo, se condiciona el intercambio a la máxima capacidad de la interconexión $CICP$, y a la existencia de excedentes de generación en firme para el país exportador.

Para el caso de que el costo marginal sea mayor en Colombia:

$$\begin{aligned} & \text{Si } CMGP_t < CMGC_t \text{ y } OGFP_t < DEP_t \\ & \text{entonces } OGFP_t - DEP_t = IIPC \\ & \text{donde } IIPC \leq CICP \end{aligned} \quad (22)$$

Para el caso de que el costo marginal sea mayor en Panamá:

$$\begin{aligned} & \text{Si } CMGP_t > CMGC_t \text{ y } OGFC_t < DEC_t \\ & \text{entonces } OGFC_t - DEC_t = IIPC \\ & \text{donde } IIPC \leq CICP \end{aligned} \quad (23)$$

Capacidad de Interconexión: el intercambio energético de la interconexión depende de su capacidad de transporte teniendo en cuenta pérdidas, ha sido estimada por la UPME en el Plan de Referencia en Generación y Transmisión 2014-2028, en 270 MW⁸, por lo cual a la restricción de capacidad será:

$$CICP \leq 270 \text{ MW} \quad (24)$$

Ingresos: los principales del proyecto son determinados por la subasta del valor de los bloques de capacidad de transmisión, que dan al titular los ingresos generados por rentas de congestión. Para efectos de la evaluación se asume que los ingresos del proyecto de interconexión, serán los flujos de cajas generados por las rentas de congestión. De esta forma se puede contabilizar el valor total de los bloques de capacidad, basados en su valor por rentas de congestión.

⁸ Se consideran pérdidas de 30 MW ante la capacidad nominal. 300 MW -30 MW =270 MW.

$$|CMP_t - CM C_t| * IICP = RC_t \quad (25)$$

Inversiones del Proyecto: se consideran la inversión para la construcción del proyecto de transmisión como el único desembolso de capital en el horizonte de evaluación, estimado en USD 450 millones por Interconexión Colombia Panamá S.A., y que comprende los costos asociados a obras civiles, equipos electromecánicos y los costos asociados a las actividades de planificación y gestión del proyecto.

Tasa de descuento: se hace uso del Costo Promedio Ponderado de Capital- WACC, el cual se encuentra conformado por la estructura de capital del proyecto, el cual es financiado en su totalidad con deuda, por el BID, CAF y el IFC con tasas respectivas de 9%⁹, 6,5%¹⁰ y 11,8%¹¹ con proporciones de uso sobre el monto total de la inversión de 40%, 40% y 20%, respectivamente. La expresión conocida del WACC, para la interconexión se encuentra dada por:

BID, CAF, IFC: Monto respectivo financiado por la entidad.
Kd: Tasa de interés de la respectiva entidad.
TI: Tasa de impuestos del proyecto.
D: Costo total del proyecto.

$$WACC = \frac{BID}{D} Kd_{BID}(1 - T) + \frac{CAF}{D} Kd_{CAF}(1 - T) + \frac{AFC}{D} Kd_{AFC}(1 - T) \quad (26)$$

Tasa de impuestos: se asume para la interconexión la menor tasa de impuestos de los países en los cuales se desarrolla la línea de transmisión y que grava las rentas de congestión del proyecto, que en este caso sería Panamá con un 27,5%¹² sobre las utilidades.

Depreciación y Amortización: se asume depreciación y amortización en línea recta para el valor de la inversión, depreciada y amortizada en el horizonte de evaluación del proyecto.

Valor residual del Proyecto: es común que en proyectos de transmisión de horizontes largo tiempo, sean bajos, debido a su irreversibilidad y a su poca adaptación a otro tipo de fines, se considera para el modelo un valor residual del 15% de la inversión en el año final de la evaluación.

Gastos de operación: los gastos de administración, operación y mantenimiento-AOM para la infraestructura de la red, se estiman como un valor porcentual de valor de la inversión, y son asumidos como el histórico presentado por ETESA de gastos AOM en Panamá que oscilan entre el 2,47% y 3,46% de (ASEP, 2009).

⁹ <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page,1303.html?id=rg-t1664>

¹⁰ www.bankinformationcenter.org/wp-content/uploads/2013/01/Guion-Basico-para-la-Corporacion-Andina-de-Fomento-2008.pdf

¹¹ [www.wikininvest.com/stock/Ormat_Technologies_\(ORA\)/Senior_Loans_International_Finance_Corporation>Ifc_Commonwealth_Development](http://www.wikininvest.com/stock/Ormat_Technologies_(ORA)/Senior_Loans_International_Finance_Corporation>Ifc_Commonwealth_Development)

¹² http://www.panama-offshore-services.com/espanol/panama_taxes.htm

Flujos de caja: para el proyecto será determinado por los ingresos de las rentas de congestión en el año t , los gastos AOM, la depreciación de los activos (que no implican salidas de efectivo) y las inversiones de capital en el año respectivo.

De esta forma, el valor presente del proyecto para el inicio del año 2018 estará representado por los flujos de caja descontados al WACC.

$$VPN = \sum_t^T \frac{FCICP_t}{(1 + WACC)^t} \quad (27)$$

Rendimientos del Proyecto: son estimados mediante por la fórmula Copeland & Antikarov (2001), propuesta para un proceso de estimación de opciones reales binomiales y basada en el supuesto inexistencia del activo negociado (*Market Asset Disclaimer – MAD* en inglés), que asume que, aunque el activo subyacente no es transado todavía, pero es posible construir un portafolio replica, que si fuera vendido con el valor de su flujo de caja descontado, y que este sería aproximado a su valor de mercado. (López, 2003).

El rendimiento del proyecto en cada año viene dado por:

$$z = \left(\frac{PV_1 + FCF_1}{PV_0} \right) \quad (28)$$

Donde el valor de los flujos futuros se estiman para dos fechas: para $t = 0$ y para $t = 1$, con el fin de calcular la variación del proyecto de un periodo a otro. Dejando el Valor Presente Neto del proyecto en el año 0, PV_0 constante, y con la simulación de Monte Carlo se obtiene tanto la distribución del valor presente PV_1 en el año 1, y el flujo de caja en el mismo año. Lo cual permite obtener la distribución de probabilidad para z . De esta manera la volatilidad implícita del proyecto σ , puede ser calculada como la desviación estándar de los valores obtenidos de z (Oliveira & Oliveira, 2012).

Horizonte de Valoración: el periodo de valoración del modelo financiero se realiza a 20 años, en que se espera la recuperación del capital invertido en los activos de la interconexión.

7.2 SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Para la construcción del modelo se utiliza una hoja electrónica de cálculo de Microsoft Excel y para la simulación Monte Carlo, el software @Risk 5.0. , con el cual se definen las variables de entrada junto con sus distribuciones; y las variables de salida tomadas como los criterios de decisión: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Periodo de Pago para encontrar la factibilidad del proyecto.

Variables de Entrada

Tabla 7. Variables de entrada¹³ para simulación Monte Carlo

Variable	Distribución	Descripción
Demanda de Energía Colombia	Triangular	De acuerdo con las proyecciones de generación 2014-2028 de la UPME para el Plan de Expansión en Generación, son tomados los escenarios: optimista como máximo, pesimista como mínimo y moderado como el más probable. A su vez se asigna una distribución que describe a los datos de la proyección 2014-2028 y con base en ellos se proyecta los valores de 2029-2037.
Factor de Generación en Firme Colombia	PERT	Corresponde a la generación con alta confiabilidad que puede generarse en Colombia, para efectos del proyecto se considera como el valor porcentual (%) máximo de uso de la capacidad instalada. Se asumen un valor más probable de 75%, mínimo del 70% y máximo de 81%.
Costo Marginal Colombia	Triangular	La variable costo Marginal es considerada vital para el proyecto ya que determina el factor multiplicador del valor del flujo. Esto sentido cada costo marginal, fluctúa en el tiempo y dependerá de la demanda y la oferta en cada lugar, que a su vez dependen de factores climáticos, económicos, las restricciones del sistema y de sus recursos de generación como combustibles y fuentes sustitutas (Ramanathan & Varadan, 2006; Manotas, 2013a) De acuerdo a las proyecciones Costos Marginales de la UPME bajo los distintos escenarios de generación se estima para cada periodo de escenarios 2018-2020, 2020-2022 y 2028, los valores más probables, mínimos y máximos. Se realiza la proyección 2028-2037 ajustando los datos con el software de simulación y proyectados bajo los valores promedios de cada escenario ajustado. Para casos de déficit se incluye el costo marginal proyectado de escenario de Cambio climático base por la consultoría realizada a la UPME. (UPME, 2012).
Afectación de Generación Energía por Evento Climáticos (Déficit)	Binomial	Debido a la alta dependencia hidrológica, se toman los valores de afectación a la generación anual, para años donde existe probabilidad de ocurrencia de escenarios de déficit como: más probable 6,47%, mínimo 7,1% y máximo 8,7%.
Demanda de Energía Panamá	Triangular	De acuerdo con las proyecciones de demanda realizadas por ETESA para el Plan de Generación y Transmisión 2014-2028, se toma como escenario para cada el valor más probable el promedio del escenario optimista y moderado, mínimo el escenario moderado y máximo escenario optimista. A su vez se asigna una distribución que describe los datos proyectados por ETESA, y con base en ellos se proyecta los valores de 2028-2037.
Factor de Generación en Firme Panamá	PERT	Corresponde al uso de la capacidad instalada de generación con alta confiabilidad, de acuerdo a los informes mensuales presentados por ETESA entre 2010-2014, sobre variables de generación, se estimó como base a las estadísticas mensuales de ASEP entre los periodos 2013-2015 con un valor más probable de 75%, mínimo del 74% y máximo del 80%.

¹³ Tanto la distribución triangular como la PERT (Project Evaluation and Review Techniques) se usan para modelar la estimación de un experto, mediante los valores mínimo, máximo y más probable que toma la variable (Vose, 2008).

Tabla 7 (Continuación)

Variable	Distribución	Descripción
Costo Marginal Panamá	Triangular	De acuerdo con la proyección del costo marginal en el largo plazo realizado por ETESA para el periodo 2018-2028, estos son tomados como los valores de entrada más probables, mínimos y máximos. Para la proyección 2028 - 2037 son ajustadas las proyecciones realizadas por ETESA con el software de simulación y proyectados bajo los valores promedios de cada escenario ajustado.

Elaboración propia

Variables de Salida

Tabla 8. Variables de Salida para Simulación de Monte Carlo

Variable	Símbolo	Descripción
Valor Presente Neto	VPN	El VPN representará la riqueza generada por el proyecto, es hallado bajo simulación a un nivel de confianza.
Tasa Interna de Retorno	TIR	La Tasa Interna de Retorno del Proyecto, representa el retorno sobre la inversión no amortizada, y es criterio de factibilidad si el VPN>0 y la TIR> WACC
Periodo de Pago del Proyecto	PP	Corresponde al tiempo que tarda el proyecto en recuperar por completo el valor de la inversión sin tener en cuenta el costo de capital.
Volatilidad Implícita	σ	La volatilidad implícita del proyecto es estimada como el rendimiento Logarítmico del Valor presente del flujo de caja del año 1, más el Flujo de Caja en el mismo año 1, sobre el VPN del Proyecto en el año 0. Esta variable de salida está asociada con el análisis de opciones reales.

Elaboración propia

7.3 ANÁLISIS DE RIESGO INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ

Para un proyecto se pueden definir 3 medidas de riesgo, que proveen una intuitiva cuantificación del riesgo asociado a un proyecto (Lane et al., 2013), estos son:

- La probabilidad de que el VPN sea negativo.
- El peor escenario entre 100 (99% del valor en riesgo).
- El VPN para un rango específico de confianza (x a y : $x, y \in (0,1]$)

Se consideran de manera adicional medidas estadísticas, medidas de tendencia central, dispersión, asimetría y curtosis, para el análisis de riesgo. Las cuales son derivadas de las variables simuladas, con sus respectivas funciones de densidad de probabilidad (Vose, 2008).

7.4 ANÁLISIS DE OPCIONES REALES

El análisis de opciones reales tiene sentido, si la decisión de inversión es sometida a la posibilidad de alterar el curso del proyecto y mitigar el riesgo (Brach, 2008). Para el caso estudio la opción de ampliación de la capacidad de la interconexión Colombia Panamá a 600 MW es definida desde la formulación del proyecto y su configuración técnica de adición de una línea de 300 MW asociada a la maximización de las rentas de congestión (Villegas, 2012a).

En este tipo de proyectos, es común que pueda ser expandido en horizonte de tiempo mediante la adición una línea en el trayecto. Lo cual puede ser considerado como opción de Compra tipo Americana, sobre la capacidad de transmisión de la línea, y la cual en su valoración debe tener en cuenta los costos incurridos para asegurar el derecho sobre la construcción de la primera línea (Pringles *et al.*, 2015).

La opción de expansión, es evaluada a una tasa de ampliación w , con un precio de ejercicio E , que permite valorizar la flexibilidad de estructurar, la opción de crecimiento de alterar la escala o tasa de uso en función de los cambios en las condiciones que se dan en el mercado durante el horizonte del proyecto (Contreras & Muñoz, 2013).

Tabla 9. Identificación de los parámetros de la opción real

Parámetro	Descripción
Tipo de opción	Opción de Compra Americana. Puesto que puede ejecutarse en cualquier momento del proyecto y antes del tiempo establecido.
Valor del activo subyacente (S)	Corresponde al valor actual, en este caso con inicio del año 2018, del VPN, producto del proyecto de Interconexión Colombia-Panamá. Se toma el VPN para un 95% de confianza.
Precio de ejercicio (E)	Este valor equivale al desembolso requerido para llevar a cabo la opción de ampliación, es decir, el valor total de la inversión del proyecto adicional, considerado como USD 300 Millones, constante en el tiempo.
Tiempo de vencimiento de la opción (T)	Periodo de tiempo máximo del que se dispone para ejercer la opción de crecimiento, en otras palabras, es el tiempo de expiración de la opción. Se toma como tiempo máximo los 20 años que dura el proyecto.
Tasa de Interés Libre de Riesgo (rf)	De forma general los títulos que ofrecen los gobiernos se consideran de riesgo cero. Para el caso de Colombia, se tiene que la inversión libre de riesgo por excelencia corresponde a los títulos de deuda pública emitidos por la Tesorería General de la Nación, denominados TES. Se tomó un TES con una tasa efectiva de corte para 2018 de 6,781% ¹⁴ .
Volatilidad (σ)	Representa la volatilidad implícita del proyecto, calculada mediante simulación.

Fuente: Los autores.

¹⁴ Tomado de Banco de la república, Departamento de operaciones y desarrollo de mercados, DOMD. Sistema de subastas.

7.4.1 Identificación de la Opción Real

Opción real de expansión, desde sus inicios el proyecto fue planteado con opción de ampliación a una línea de capacidad transporte de 600MW. Por lo cual para la valoración de los flujos adicionales la restricción de capacidad de 270 MW con pérdidas de 30MW, es reemplazada por 540 MW, considerando pérdidas de 60 MW.

$$CICP \leq 540 \text{ MW} \quad (29)$$

El valor de la opción en cada momento del árbol es el valor del activo subyacente S en cada momento de tiempo, multiplicado por la tasa de expansión (w), menos la inversión en la nueva línea de expansión, la cual equivale al precio de ejercicio (E) que se mantiene constante periodo de tiempo.

$$C = \text{Max} [0, S * w - E] \quad (30)$$

8. ANÁLISIS Y RESULTADOS

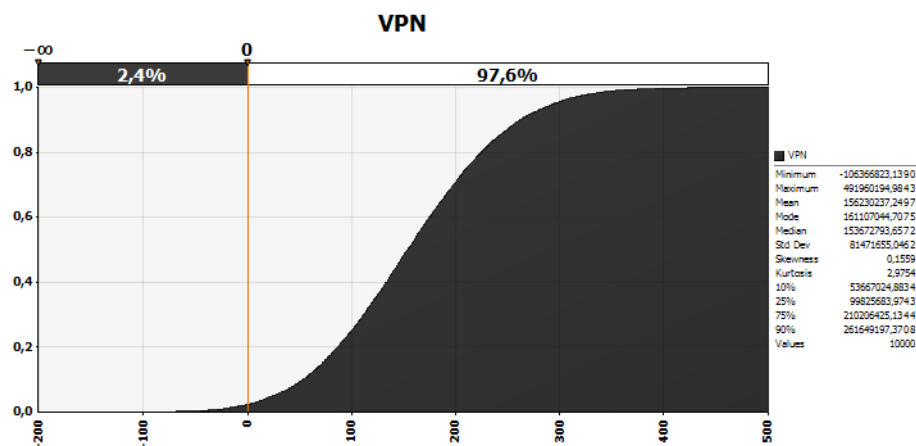
8.1 VPN EN RIESGO INTERCONEXIÓN COLOMBIA PANAMÁ

Teniendo en cuenta el modelo de flujo de caja propuesto para la interconexión, bajo una simulación 10000 iteraciones, son halladas las funciones de densidad de probabilidad de las variables de salida como: el VPN, la TIR del proyecto y el periodo de pago.

Resultando un valor de VPN de USD 294 Millones y una Tasa Interna de Retorno de 13,7% con una confianza del 95%. En el caso de la TIR resultó superior al WACC, lo cual da como resultado la factibilidad del proyecto. En tanto el periodo de pago obtenido al mismo nivel de confianza es 12 años.

De acuerdo a los resultados se observa también que el VPN tendrá una media de USD 156,2 millones con una desviación estándar de USD 81,4 Millones. En tanto para la simetría de la distribución con un coeficiente de 0,15, está muestra una leve asimetría negativa de los valores; la kurtosis de la distribución es 2,97, clasificándola como mesocúrtica, es decir con una concentración de los valores en las colas similar al de la normal, lo cual permite afirmar que: la distribución de los valores simulados del VPN se comporta como distribución normal, facilitando las medidas de riesgo para proyectos, sugeridas por la literatura de Manotas & Toro, 2009 y Lane et al., 2013.

Ilustración 25. VPN en Riesgo: nivel de confianza de factibilidad

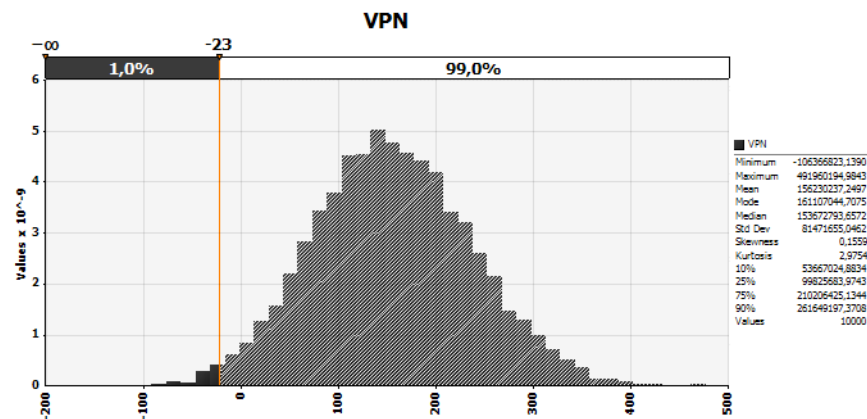


Fuente: los autores

Para el proyecto son realizadas las probabilidades del VPN en riesgo en donde el proyecto se hace factible, es decir cuando el VPN es igual a 0, los resultados muestran una probabilidad de 97,6%, que el VPN sea mayor que cero, y una baja probabilidad de ser negativo del 2,4%. Esta baja probabilidad de valores negativos para el VPN, va ligada al criterio de intercambio de costos marginales entre Colombia y Panamá, en el cual siempre que exista diferencia en precios y excedentes, se transportará la capacidad generando rentas de congestión. En contraste con el criterio de transporte por escasez, el cual tiene poca ocurrencia.

De esta forma el principal riesgo de mercado para el VPN de la interconexión, es en los escenarios donde los costos marginales alcanzan valores similares, es decir escenarios donde el costo marginal de generación de Colombia se incrementa y el de Panamá se mantiene, o escenarios en los cuales el costo marginal de Panamá disminuye, dado esto el valor de la rentas de congestión disminuyen. En tanto para condiciones de flujo cero, implicaría escasez en ambos países lo cual no se evidencia en los resultados.

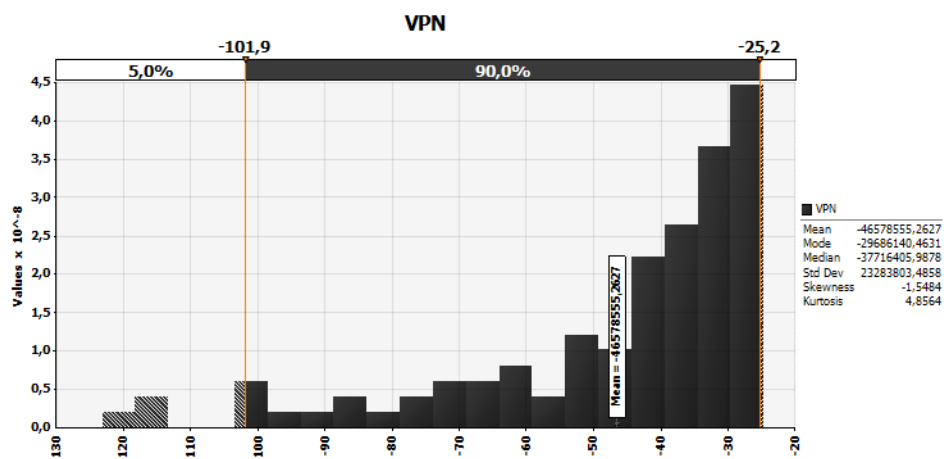
Ilustración 26. Valor en Riesgo para un 99% de confianza.



Fuente: Los autores

Para el caso de la máxima pérdida esperada o VaR, para un nivel de confianza del 99%, con un valor alfa del 1% en la cola izquierda de la distribución, se estima un VPN de USD 23 millones de pérdida. Para la Interconexión este escenario es mínimo, principalmente porque la diferencia en precios ocurre en la mayor parte de los casos, ya que el costo marginal de Panamá es superior al de Colombia en los últimos años del proyecto.

Ilustración 27. CVaR del proyecto para un 99% de confianza

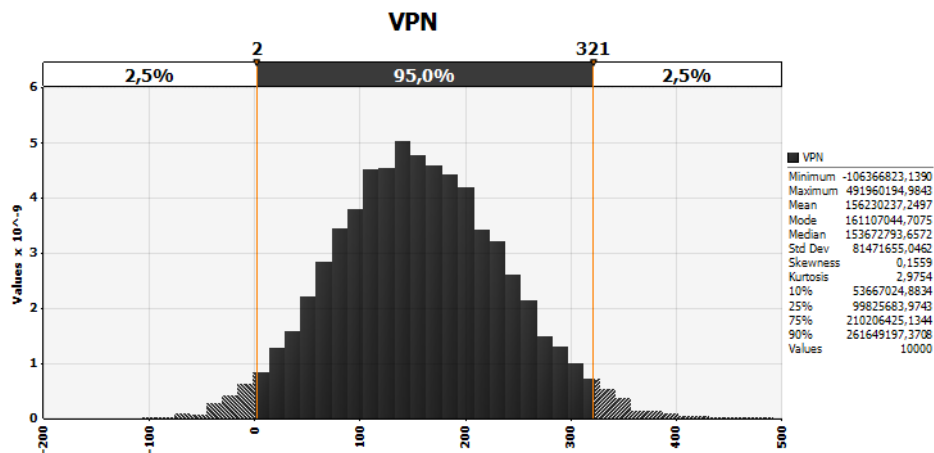


Fuente: Los autores

Para el caso de la ocurrencia de pérdida en las colas, es decir el Valor en Riesgo Condicional del proyecto, la máxima pérdida esperada es de USD 46,5 Millones, para un

nivel de confianza del 99%. De esta manera, el riesgo de cierre de la brecha precios, implica para el titular de los derechos físicos, asumir en los peores escenarios los gastos AOM sin remuneración alguna.

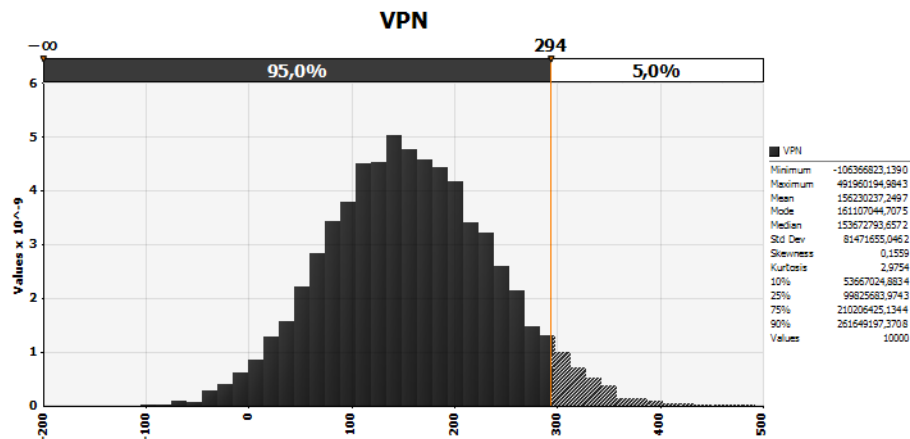
Ilustración 28. VPN en Riesgo a un intervalo de confianza, de 2,5% a 97,5%.



Fuente: Los autores

De acuerdo con la medida sugerida por la literatura, es hallada la medida de riesgo del VPN para un intervalo de confianza del 95%, dejando un valor alfa del 2,5% en cada cola de la distribución, encontrándose que oscila en un intervalo entre 2 y 321 Millones de dólares.

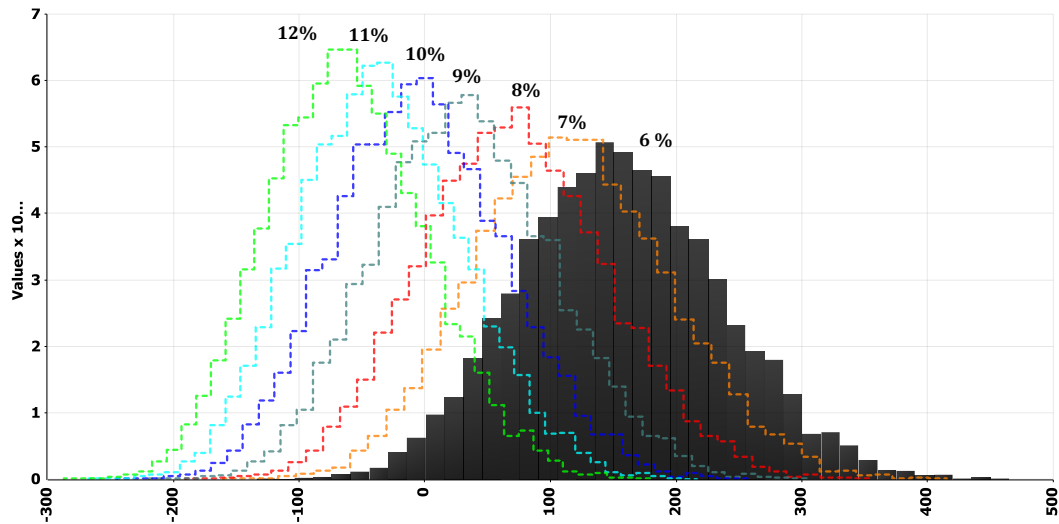
Ilustración 29. VPN en Riesgo: nivel de confianza del 95%.



Fuente: Los autores

También es obtenido el valor del activo subyacente, considerado como el VPN del proyecto, para un nivel de confianza del 95%, dejando un valor alfa (α) de 5% a la derecha de la distribución; el resultado hallado es USD 294 Millones de dólares.

Ilustración 30. Sensibilidad del WACC vs. VPN



Fuente: Los autores

El proyecto muestra una alta sensibilidad de los costos financieros, un descenso en la tasa puede incrementar el VPN de la interconexión; un ascenso disminuye el valor presente del proyecto, evidenciando que la tasa de financiación es determinante para la factibilidad del proyecto.

Tabla 10. Sensibilidad del Proyecto al WACC

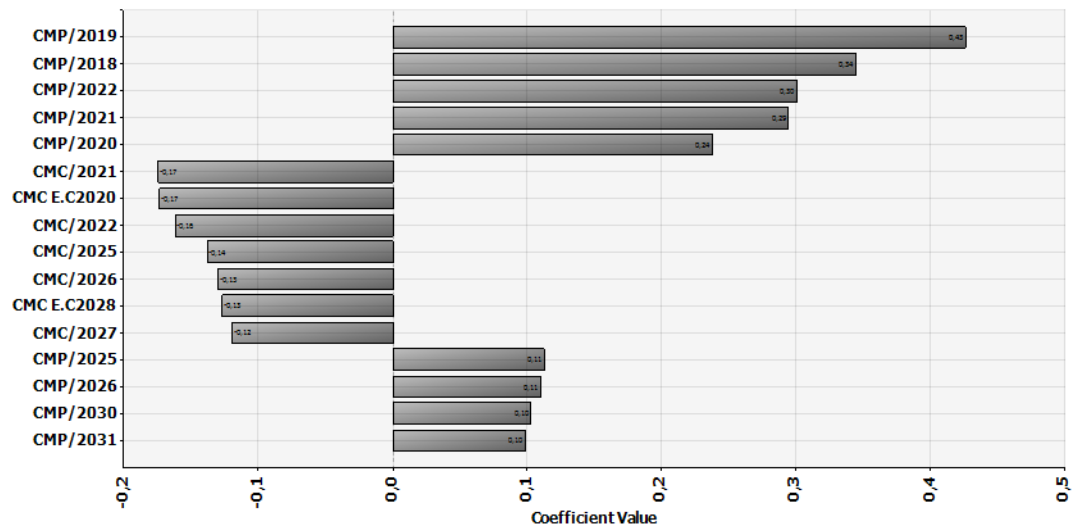
*WACC	TIR	VPN USD en Millones	Probabilidad (VPN>0)	VaR 99% USD en Millones	CVaR 99% USD en Millones
6,19%	13,710%	294	97,7%	- 23	-46,5
7%	7,210%	248	93,3%	- 57	-76,5
8%	6,430%	196	82,4%	- 94	-93,6
9%	5,470%	152	65,4%	- 126	-142,7
10%	4,520%	112	46,4%	- 155	-170,0
11%	3,590%	77	28,6%	- 180	-194,1
12%	2,680%	45	16,6%	- 202	-215,3

Fuente: Los autores

En tanto el incremento el del costo de capital del proyecto, disminuye las probabilidades de que el VPN sea positivo, agudizando los valores de pérdidas máximas tanto para las medidas de riesgo del VaR, como la del CVaR, está última, demostrada como medida más conservadora del riesgo.

A modo de resumen, es descrita la correlación por jerarquía de Sperman, de las principales variables que afectan el valor del proyecto, notándose la directa relación positiva en los Costos Marginales de Panamá es decir, un aumento incrementa el valor del proyecto. En el caso de Colombia en el intermedio del proyecto y durante eventos climáticos en el cual el precio es superior (considerado en el modelo de simulación), este impacta de manera negativa disminuyendo el valor del proyecto.

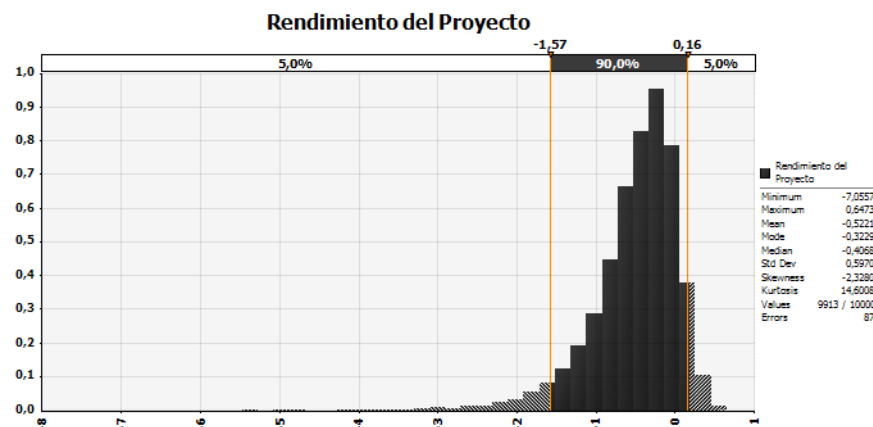
Ilustración 31. Correlación de Variables de Entrada con el VPN



Fuente: Los autores

8.2 OPCIÓN DE EXPANSIÓN INTERCONEXIÓN COLOMBIA-PANAMÁ

Ilustración 32. Rendimientos del Proyecto



Fuente: Los autores

La simulación de la distribución de los retornos del proyecto, presenta una distribución leptocúrtica, con colas pesadas, es decir concentración de valores en el centro de la distribución, y alta probabilidad de ocurrencia de valores extremos en las colas. Esta distribución evidencia una desviación estándar de 57,93%, que es tomada como la volatilidad implícita de los rendimientos del VPN del proyecto. La alta volatilidad en este tipo de proyectos tiene explicación por la volatilidad de los costos marginales, los cuales son dependientes de factores de oferta y demanda en las distintas series, siendo el factor determinante en cada periodo, en los cuales existan flujos y rentas de congestión.

Para la valoración de la opción real, identificada en interconexión, se hace mediante el método de árboles binomiales, por su trato con complejidades de las opciones y su facilidad de implementación, debido a su carácter intuitivo y sencillez a la hora de explicar el cálculo de la valoración.

Tabla 11. Parámetros de Valoración Opción real de Expansión

Parámetros	Símbolo	Valores	Unidades
Tasa de Expansión	w	100%	%
Precio de Ejercicio (USD Millones)	E	300	USD
Valor del Subyacente- VPN (USD Millones)	S	294	USD
Horizonte de tiempo	T	20	Años
Volatilidad	σ	0,5793	%
Tasa de Interés libre de Riesgo	Rf	0,0678	E.A

Fuente: Los autores

El cálculo de los multiplicadores de incremento u y de disminución d es realizado mediante la volatilidad del subyacente del proyecto, resultando con probabilidades de ascenso del valor del activo subyacente de 41,6%% y de descenso del valor del 58,4%.

Tabla 12. Parámetros de Valoración Opción real de Expansión

Símbolo	Valores
u	1,784788641
d	0,560290433
p	41,6%
q	58,4%

Fuente: Los autores

Debido a la extensión de 20 pasos del árbol binomial, a continuación a modo de presentación, se muestran los primeros cuatro (4) pasos de los valores obtenidos, para el camino que sigue el valor del activo. En estos primeros pasos es evidenciado el impacto de la volatilidad implícita del proyecto sobre el valor del activo subyacente, aumentando su valor y disminuyéndolo en los extremos del árbol.

Tabla 13. Árbol Binomial del Activo Subyacente

2018	2019	2020	2021	2022
				2.874
			1.626	
		919		919
	520		520	
294		294		294
	166		166	
		94		94
			53	
				30

Fuente: Los autores

Finalmente para el valor del activo subyacente con la opción de expansión estará dado por el árbol binomial de probabilidades neutrales al riesgo y su valor en el momento inicial de tiempo.

Tabla 14. Árbol Binomial del Opción de Expansión

2018	2019	2020	2021	2022
				2.884
			1.613	
		898		883
	498		487	
275		267		257
	145		139	
		74		69
			36	
				16

Fuente: Los autores

Como resultado del cálculo del valor de la opción de expansión a 600 MW es cercana es de USD 275.836.061. La literatura de opciones reales menciona que en este tipo de proyecto, aunque se requiere altas inversiones para su inicio, los beneficios de los valores extremos que puede tomar el proyecto son mayores (Pringles et al., 2015).

Tabla 15. Valor del proyecto

Valor del Proyecto	USD
VPN sin Flexibilidad	294.000.000
Valor Opción de Expansión	275.836.061
Valor con Flexibilidad	569.836.061

Fuente: Los autores

Es hallado como al incrementarse el valor de la volatilidad, la opción real incrementa su valor, esto es explicado porque el proyecto crecerá en escenarios favorables, en tanto en escenarios se pondrá piso a las pérdidas evitando que el valor del activo subyacente sea negativo.

Tabla 16. Sensibilidad del proyecto a la Volatilidad

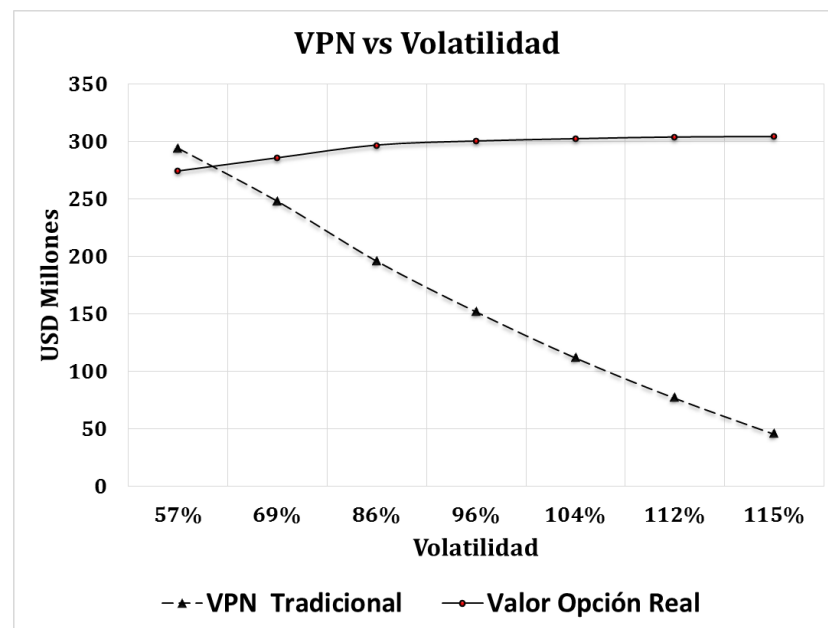
Volatilidad	VPN Tradicional (USD en Millones)	Valor Opción Real (USD en Millones)	VPN Flexibilidad (USD en Millones)
57%	294	274,25	568,25
69%	248	285,63	533,63
86%	196	296,74	492,74
96%	152	300,26	452,26

Tabla 16. (Continuación)

Volatilidad	VPN Tradicional (USD en Millones)	Valor Opción Real (USD en Millones)	VPN Flexibilidad (USD en Millones)
104%	112	302,24	414,24
112%	77	303,76	380,76
115%	45,8	304,15	349,95

Fuente: Los autores

Ilustración 33. Valor del Proyecto vs Volatilidad



Fuente: Los autores

Realizando el análisis de sensibilidad de la opción real, es evidenciado como la variación positiva del WACC, disminuye el valor presente neto e incrementa la volatilidad de los rendimientos, llevando a la reducción del VPN tradicional, e incrementando el valor de la opción real, mostrando como la volatilidad le incrementa el valor a la opción del proyecto.

Para la consideración del valor que contiene el proyecto con la opción de expansión, es obtenido el VPN flexible, definido como la suma del valor del VPN tradicional más el valor de la opción (Manotas & Manyoma, 2011), que considera el valor total que tendrá el proyecto de transmisión con la opción de expansión.

Tabla 17. VPN Flexible para máximas pérdidas

Valor Opción (USD en Millones)	CVaR al 99% (USD en Millones)	VPN Flexible (USD en Millones)
274,25	-46,5	227,75
285,63	-76,5	209,13
296,74	-93,6	203,14
300,26	-142,7	157,56
302,24	-170	132,24
303,76	-194,1	109,66
304,15	-215,3	88,85

Fuente: Los autores

Para los peores escenarios del proyecto, es decir eventos en el cual ocurren las máximas pérdidas del proyecto, es decir tomando el CVaR para un nivel de confianza del 99%, la opción de expansión, incrementa el valor flexible del proyecto, mitigando las pérdidas y manteniendo el valor positivo del VPN total del proyecto.

9. CONCLUSIONES

Para el trabajo se desarrolló una metodología de análisis de riesgo para un proyecto de interconexión entre países, con una línea de transmisión remunerada mediante el esquema de precios nodales y rentas de congestión. En los principales parámetros del modelo son tenidos en cuenta, la regulación, las proyecciones de los planeadores de ambos sistemas para la demanda de energía, la capacidad instalada de generación, y los criterios de intercambio por escasez y diferencia de precios para ambos países.

La caracterización del proyecto de transmisión se realizó a manera técnica, ambiental, y financiera que tiene en cuenta la remuneración, gestionada mediante derechos financieros de transmisión; esto último permitió evaluar del proyecto mediante el valor de las rentas de congestión a los cuales tendrá derecho su poseedor. Son identificados como principales factores de entrada del proyecto, los precios representados por los costos marginales, el flujo de energía transportado, el costo de capital y los gastos de administración, operación y mantenimiento de la línea.

En la evaluación financiera, es mostrado que los proyectos de transmisión permiten acoplar características técnicas y económicas como las medidas de riesgo financiero y la teoría de opciones reales, generando un modelo apoya la decisión de inversión, que tienen en cuenta las irreversibilidades, el capital intensivo, las economías de escala y los largos horizontes de operación a los cuales está sometido el proyecto. En la aplicación de los criterios de decisión para la evaluación del proyecto, estos son sometidos a simulación de Monte Carlo, tanto para el cálculo de sus valores a un nivel de confianza, como para las distintas medidas de riesgo, comprobando las diferencias entre criterios determinísticos y probabilísticos, en los cuales los últimos tienen como ventaja fundamental: considerar la ocurrencia de miles de situaciones hipotéticas tanto para escenarios favorables, como desfavorables.

Son aplicadas medidas de riesgo, que proveen un carácter intuitivo, y aproximado de los peores escenarios, en los cuales ocurren las máximas pérdidas; construyendo además un análisis de sensibilidad respecto al costo de financiación, que muestra el impacto que tiene sobre la volatilidad de los rendimientos y el valor del proyecto. De la misma forma, se hallan las medidas de Valor en Riesgo y Valor en Riesgo Condicional, evidenciando que el CVaR constituye una medida que toma en cuenta pérdidas mayores a las del VaR.

En los mercados eléctricos competitivos, para el caso de los proyectos de transmisión gestionados con precios nodales y derechos financieros de transmisión, los precios en el largo plazo y las cantidades transportadas, son parámetros inciertos que determinan los ingresos del proyecto, en tanto los gastos AOM de línea son egresos anuales, asumidos por el propietario, que tienen como característica la independencia del nivel de ingresos, y la relación con el tamaño de los activos fijos invertidos de la infraestructura.

El valor tradicional del proyecto se ve reducido, en la medida que la incertidumbre es incrementada, agudizando las probabilidades de que el proyecto sea negativo y se obtenga pérdidas máximas de mayor magnitud. Sin embargo bajo estos escenarios el valor de la opción de expansión, se incrementa debido a la volatilidad, contrarrestando las pérdidas, derivándose, en el incremento del valor del proyecto, y la mitigación del riesgo del

proyecto mediante la opción real, la cual soporta la factibilidad del proyecto en escenarios adversos.

El método de árboles binomiales, es utilizado en la metodología porque provee un marco de trabajo sencillo, para la valoración de la opción real de expansión y la explicación del camino que sigue el activo subyacente, incentivando su uso como herramienta para la valoración de proyectos de transmisión, por parte de inversionistas o interesados.

El enfoque de creación del valor y la gestión del riesgo mediante opciones reales para proyectos de transmisión, puede apoyar la decisión de inversión del agente propietario de los derechos físicos y financieros, permitiéndole un análisis robusto del riesgo y del valor del proyecto. Futuros desarrollos en la aplicación de opciones reales en transmisión, en proyectos remunerados por rentas de congestión, podrían estar encaminados hacia:

- La modelación y optimización de factores del mercado eléctrico mediante programación dinámica, que incremente la precisión de la valoración del proyecto y tengan en cuenta medidas de riesgo.
- El análisis de los precios nodales y el flujo de transporte, en el corto y largo plazo, para proyectos de expansión de la transmisión en mercados eléctricos competitivos.
- El balance entre la oferta y la demanda entre nodos interconectados, teniendo en cuenta la disponibilidad técnica de los componentes, la confiabilidad de la red y la incertidumbre que influye de manera técnica en el transporte de energía.
- Las diferencias entre los esquemas regulatorios de remuneración para proyectos de transmisión y valor de las opciones reales para la comparación de los esquemas.
- La consideración del valor de los derechos financieros de transmisión con acceso a rentas de congestión en horizontes diarios, semanales, y mensuales.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Acerbi, C., Nardio, C., & Sirtori, C (2001). Expected Shortfall as a Tool for Financial Risk Management. Arxiv Preprint condmat0102304 (February), 10. Retrieved from <http://arxiv.org/abs/cond-mat/0102304>
- Acerbi, C., & Tasche, D (2001). Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk. *Economic Notes*, 31(2), 1–9. <http://doi.org/10.1111/1468-0300.00091>
- Acerbi, C., & Tasche, D (2002). On the coherence of expected shortfall. *Journal of Banking and Finance*, 26(7), 1487–1503. [http://doi.org/10.1016/S0378-4266\(02\)00283-2](http://doi.org/10.1016/S0378-4266(02)00283-2)
- Almarcha Arias, G. C (2005a). Desarrollo de un modelo de Simulación para la valoración de las Opciones Reales de un Operador de Telecomunicaciones. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid.
- Amram, M., & Kulatilaka, N (1998). *Real Options:: Managing Strategic Investment in an Uncertain World*. OUP Catalogue.
- ASEP (2009). Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. para El Periodo Cálculo De 2009-2013.
- Becerra, O., & Melo, L (2008). Medidas de riesgo financiero usando cópulas: teoría y aplicaciones. *Borradores de Economía* (489).
- Black, F., & Scholes, M (1973). Black and Scholes, The pricing of options and corporate liabilities. *The Journal of Political Economy*.
- Blanco, G., Ojeda, O., Olsina, F., & Garcés, F (2009a). Análisis de incertidumbres en el desempeño de inversiones en la red de transporte a través simulación estocástica. El XIII Encuentro Regional Iberoamericano Del CIGRÉ.
- Blanco, G., Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F (2009b). Valuing a flexible regulatory framework for transmission expansion investments. 2009 IEEE Bucharest PowerTech: Innovative Ideas Toward the Electrical Grid of the Future. <http://doi.org/10.1109/PTC.2009.5282096>
- Blanco, G., & Olsina, F (2011). Optimal Decision-Making under Uncertainty-Application to Power Transmission Investments. INTECH Open Access Publisher.
- Blanco, G., Olsina, F., & Garcés, F (2012). Transmission investments under uncertainty: The impact of flexibility on decision-making. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting* (pp. 1–8). <http://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345169>

- Blanco, G., Olsina, F., Garcés, F., & Rehtanz, C (2011). Real option valuation of FACTS investments based on the least square Monte Carlo method. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), 1389–1398. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2094211>
- Blanco, G., Waniek, D., Olsina, F., Garcés, F., & Rehtanz, C (2011). Flexible investment decisions in the European interconnected transmission system. *Electric Power Systems Research*, 81(4), 984–994. <http://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.12.001>
- Brach, M. A (2003). *Real Options in Practice* (John Wiley & Sons., Ed.) (First, Vol. 129). John Wiley & Sons.
- Campoverde, D., Burgués, I., Vera, M., & Bruner, A (2015). Análisis comparativo de distintas rutas para la interconexión eléctrica Colombia - Panamá. Panamá.
- Chavarro, J. J (2012). Evaluación del impacto de la interconexión HVDC Colombia - Panamá en la estabilidad de tensión del sistema de transmisión nacional Colombiano - STN. Universidad Nacional de Colombia.
- Contreras, J., & Muñoz, G (2013). *Opciones reales. Enfoque para las decisiones de inversión bajo alta incertidumbre* (Vol. 60). Ediciones de la U.
- Contreras, J., Garcia, R. C., Garcia, J. B. C., & van Akkeren, M. (2007). A Binomial Tree Model for Investment in Transmission Assets. *IJEBM*, 5(3), 163-172.
- Copeland, T. E., Antikarov, V., & Copeland, T. E (2001). *Real options: a practitioner's guide* (p. 4). New York: Texere.
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229–263.
- CREG (2011). Resolución CREG 055 de 2011. Consultado Octubre 20, 2016, de: <http://apolo.creg.gov.co>
- Damodaran, A (2012). *Investment valuation: Tools and techniques for determining the value of any asset* (Vol. 666). John Wiley & Sons.
- Dowd, K (2005). *Measuring market risk*. John Wiley & Sons.
- EPR (2015). Interconexión Panamá - Colombia. EPR - Empresa Propietaria de Red. Consultado Octubre 20, 2016, de: <http://www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/>
- Eslava, J. A (1993). Climatología y diversidad climática de Colombia. *Rev. Acad. Colombiana de Ciencias*. 18(71), 507-538.
- Eydeland, A., & Wolyniec, K (2003). *Energy and power risk management: New developments in modeling, pricing, and hedging* (Vol. 206). John Wiley & Sons.

- Franco, L. C., & Franco, L. E (2005). El valor en riesgo condicional CVaR como medida coherente de riesgo. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 4(6), 43–54.
- Fernandez, F., Blanco, G., Davalos, M., Hager, U., & Rehtanz, C (2014). Inversiones flexibles en el sistema de transmisión bajo incertidumbre basado en opciones reales y teoría de juegos contra la naturaleza. *Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2014 IEEE, 780–785. <http://doi.org/10.1109/ARGENCON.2014.6868588>
- García, D., & Gutiérrez, A (2008). Origen de las Rentas de Congestión Bajo el Esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad. Retrieved from http://www.xm.com.co/BoletinXM/Documents/Rentas_congestion_2008.pdf
- García, R. C., Contreras, J., Correia, P. F., & Muñoz, J. I (2010). Transmission assets investment timing using net present value curves. *Energy Policy*, 38(1), 598–605. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.012>
- GARP, Global Association of Risk Professionals (2009). *Foundations of Energy Risk Management: an overview of the energy sector and its physical and financial markets*. John Wiley & Sons, Inc.
- Grande, O. S., & Wangensteen, I (2000). Alternative models for congestion management and pricing impact on network planning and physical operation. In *Cigre Session* (pp. 37-203).
- Hedman, K. W., & Sheble, G. B (2005). Overview of transmission expansion planning using real options analysis. *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, 2005., 497–502. <http://doi.org/10.1109/NAPS.2005.1560573>
- Hedman, K. W., Gao, F. E. N. G., & Sheble, G. B (2005, October). Overview of transmission expansion planning using real options analysis. In *Proc. IEEE North American Power Symposium*.
- Hunt, S (2002). *Making competition work in electricity* (Vol. 146). John Wiley & Sons.
- ISA., & ETESA (2006). *La Interconexión Colombia Panamá: El enlace entre los Mercados de la Región Andina y America Central.*, 1–34.
- Isaza Cuervo, F., & Botero Botero, S (2014). Aplicación de las opciones reales en la toma de decisiones en los mercados de electricidad. *Estudios Gerenciales*, 30(133), 397–407. <http://doi.org/10.1016/j.estger.2014.06.003>
- Jukan, M. K., Jukan, A., & Toki, A (2011). Identification and Assessment of Key Risks and Power Quality Issues in Liberalized Electricity Markets in Europe (June).

- Kristiansen, T (2004b). Risk Management in Electricity Markets Emphasizing Transmission Congestion. Norwegian University of Science and Technology, 2(3), 25–29.
- Konstantelos, I., & Strbac, G (2015). Valuation of flexible transmission investment options under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(2), 1047–1055. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2363364>
- Kodukula, P. & Papudesu, C (2006). Project valuation using real options: a practitioner's guide. J. Ross Publishing.
- Kishore & Singal, 2014. Kishore, T. S., & Singal, S. K. (2014). Optimal economic planning of power transmission lines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 949-974.
- Lane, G. R., Terblanche, M., Meyer, G., & Sasto, N (2013). Case study on quantitative risk modelling to obtain a realistic risk-adjusted project valuation. *Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy*, 113(3), 181–190.
- Latorre, G., Darío Cruz, R., Areiza, J. M., & Villegas, A (2003). Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2), 938–946. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.811168>
- López, G (2003). Introducción a la valuación de opciones reales. Retrieved from http://www.ucema.edu.ar/u/gl24/nc/Nota_8._Introduccion_Opciones_reales.pdf
- Lozano, C. A., Navas D.F., & Manotas D.F (2011). *Riesgos Financieros en Mercados de Electricidad*. Editorial Académica Española. ISBN: 978-3-8443-4794-4. 116 pág.
- Lumbreras, S., Bunn, D. W., Ramos, A., & Chronopoulos, M (2016). Real options valuation applied to transmission expansion planning. *Quantitative Finance*, 16(2), 231-246.
- Lumbreras, S., & Ramos, A (2016). The new challenges to transmission expansion planning. Survey of recent practice and literature review. *Electric Power Systems Research*, 134, 19-29. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.10.013>
- Manotas, D., & Toro, H (2009). Análisis de decisiones de inversión utilizando el criterio valor presente neto en riesgo (VPN en riesgo). *Revista Facultad de Ingeniería* (49), 199–213.
- Manotas, D.F. & Manyoma, P. C (2011). La Evaluación de Proyectos de Inversión Mediante Opciones Reales: Aspectos Conceptuales. *Revista Ingeniería Y Competitividad*, 3(1), 7–18.
- Manotas, D. F (2013a). Evaluación De Proyectos De Generación Eléctrica Bajo Incertidumbre En Política Climática. *Economía Financiera*, 9(1), 82–97.

- Manotas Duque, D. F (2006). Análisis de riesgo en evaluación de proyectos: aplicando técnicas de simulación. *Revista Heurística* N° 13.
- Mayorga, C. & Sarmiento, M (2010). Modelo de Evaluación Financiera de Subestaciones Eléctricas tipo. Tesis de Pregado, Universidad Industrial de Santander.
- Ming, Z., Kuo, T., Na, L., & Yi, Z (2009). Transmission Investment Decision Based on Fuzzy Real Options Method under Uncertain Environment. <http://doi.org/10.1109/FSKD.2009.693>
- Molina, J. D., & Rudnick, H (2010). Transmission of electric energy: A bibliographic review. *IEEE Latin America Transactions*, 8(3), 245–258. <http://doi.org/10.1109/TLA.2010.5538399>
- Mun, J (2002). Real Options Analysis. Analysis (Vol. 14).
- Myers, S. C (1977). Determinants of corporate borrowing. *Journal of financial economics*, 5(2), 147-175.
- Oliveira, R. J., & Oliveira, E. (2012). A volatilidade de projetos industriais para uso em análise de risco de investimentos. *Gestão & Produção*, pp. 337–345. <http://doi.org/10.1590/S0104-530X2012000200008>
- Osorio, D (2013). Impacto del esquema de intercambio de electricidad en la integracion energetica entre ecuador, colombia y panama. Universidad Nacional de Colombia.
- Portocarrero, I., Vega, R., & Espino, V (2012). Metodología de Preinversión para Proyectos de Energía. SNIP, Ministerio de Hacienda, Nicaragua. Retrieved from <http://www.snip.gob.ni/docs/files/MetodologiaEnergia.pdf>
- Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F (2007). Opciones Reales en la Evaluación de Inversiones en Mercados Eléctricos Competitivos – Estado del Arte- XII ERIAC-CIGRÉ, Foz do Iguazú, Brasil.
- Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F (2014a). Análisis De Opciones Reales Como Herramienta Para Evaluar El Impacto de la Regulación en la Expansión de los Sistemas Eléctricos, 35–44.
- Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F (2014b). Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis. *Energy Policy*, 67, 272–280. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.034>
- Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F (2015a). Real option valuation of power transmission investments by stochastic simulation. *Energy Economics*, 47, 215-226.
- Pringles, R., Olsina, F., & Garcés, F (2015b). Power transmission investment under uncertainty: A Real Option framework. 2015 18th International Conference on

- Intelligent System Application to Power Systems, ISAP 2015, 1–7. <http://doi.org/10.1109/ISAP.2015.7325571>
- Ramanathan, B., & Varadan, S (2006, October). Analysis of transmission investments using real options. In 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition (pp. 266-273). <http://doi.org/IEEE.10.1109/PSCE.2006.296318>
- Rockafellar, R. T., & Uryasev, S (2000). Optimization of Conditional Value-at-Risk. *Journal of Risk*, 2, 21–41
- Salazar, H., Liu, C. C., & Chu, R. F (2007). Decision analysis of merchant transmission investment by perpetual options theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3), 1194–1201. <http://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901124>
- SNE. (2016). Plan Energético Nacional 2015-2050 (28036), 1–13. Retrieved from <http://www.energia.gob.pa/tmp/file/440/PlanEnergeticoNacional2015-2050.pdf>
- SIEMENS (2016). HVDC Benefits. Retrieved: 03 de noviembre de 2016. <http://www.energy.siemens.com/br/en/power-transmission/hvdc/applications-benefits/hvdc-benefits.htm#content=Economic%20Aspects>
- UPME (2004). “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano”. Unidad de Planeación Minero Energetica – UPME, República de Colombia. Bogotá, Julio 2004.
- UPME (2013). Plan De Expansión De Referencia Generación - Transmisión 2014-2028, 1–475.
- UPME (2012). Estudio de Generación Eléctrica Bajo Escenario de Cambio Climático, 1-106.
- Vasquez, P., & Olsina, F (2007). Valuing flexibility of DG investments in transmission expansion planning. 2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings, 695–700. <http://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538400>
- Villegas, A., Gonzáles, S., & Anzola, F (2014). Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá: Experiencias en el proceso de selección de alternativas y la adopción de métodos constructivos para minimizar impactos. Retrieved from [http://www.concol.com/sites/default/files/archivos/articulo/archivos/IAIA2014\(R01A-080414\).pdf](http://www.concol.com/sites/default/files/archivos/articulo/archivos/IAIA2014(R01A-080414).pdf)
- Villegas, A (2010a). Marco General de Desarrollo de Actividades requeridas para la viabilización del proyecto. Interconexión Eléctrica Colombia- Panamá S.A. Retrieved from www.asep.gob.pa/electric/Anexos/3_TALLER.ppsx
- Villegas, A (2010b). Marco General de Desarrollo de Actividades requeridas para la viabilización del proyecto. Interconexión Eléctrica Colombia- Panamá S.A.

- Villegas, A (2012a). Interconexión Eléctrica Información general y avances del proyecto y Esquema de Subasta. Retrieved from http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/interconexion_electrica_colombia_panama.pdf
- Villegas, A (2012b). Interconexión Eléctrica Información general y avances del proyecto y Esquema de Subasta.
- Villegas, A (2014). Interconexión Eléctrica Colombia -Panamá Estado actual del proyecto y plan de trabajo previsto. Retrieved from <http://energiamayorista.com.co/20MEM/memorias/jueves/AndresVillegas.pdf>
- Villegas, A (2015). Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá Información básica del proyecto y contribución a la visión de integración regional. Retrieved from <http://www.energia.gob.pa/tmp/file/277/Presentacion de Andres Villegas 18-11-15.pdf>
- Zenón, E., & Rosellón, J (2010). Expansión de las Redes de Transmisión Eléctrica en Norteamérica; 1–40.