



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Decisiones estratégicas de inversión en energía renovable para generadores en un mercado eléctrico competitivo

Claudia María García Mazo

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento Ingeniería de la Organización
Medellín, Colombia
2021

Decisiones estratégicas de inversión en energía renovable para generadores en un mercado eléctrico competitivo

Claudia María García Mazo

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Doctor en Ingeniería – Industria y Organizaciones

Director (a):

Ph.D., Economía Minera Yris Olaya

Codirector (a):

D. Sc. Sergio Botero Botero

Línea de Investigación:

Finanzas – Mercado de Energía

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Departamento Ingeniería de la Organización

Medellín, Colombia

2021

Agradecimientos

A mi familia por su apoyo condicional.

*A los profesores Yris Olaya y Sergio Botero,
por toda su dedicación, acompañamiento y
paciencia durante este proceso de formación.*

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente Claudia María García Mazo:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Claudia María García Mazo

Fecha: 17/12/2021

Resumen

Decisiones estratégicas de inversión en energía renovable para generadores en un mercado eléctrico competitivo

Este trabajo muestra un modelo de decisiones estratégicas de inversión en energía renovable para generadores en un mercado eléctrico competitivo, desde la perspectiva de la complementariedad de los recursos, la diversificación y la inversión estratégica en un mercado energético con dos fuentes de energía: Hidráulica y Eólica. Esta propuesta desarrolla un modelo de apoyo a la toma de decisiones, para que un inversionista de proyectos de electricidad pueda elegir en que tecnología debe invertir en su expansión, teniendo en cuenta la flexibilidad e incertidumbre en la toma de decisiones y el comportamiento estratégico de los competidores. Esta investigación utiliza el Juego de Opciones que combina las Opciones Reales y la Teoría de Juegos para considerar plenamente el problema de la inversión. El modelo usa información de los caudales con alta correlación negativa con el viento del mercado eléctrico colombiano. Algunas contribuciones se presentan a continuación:

- Los beneficios individuales dependen de la disponibilidad de recursos caudal y viento y la interacción estratégica entre los competidores.
- La diversificación tiene un valor estratégico para los individuos y para la seguridad del suministro.
- El factor de planta es la variable más apropiada para representar la incertidumbre del clima, dado que permite una simulación realista de la volatilidad, y además ayuda a correlacionar el riesgo operativo y el financiero en el análisis de flujos de caja.
- El Juego de Opciones ayuda a los generadores de electricidad a tomar una decisión óptima para obtener altos beneficios de acuerdo con su perfil de riesgo y maximizar los beneficios.

Palabras clave: Incertidumbre, Complementariedad, Diversificación, Energía Hidráulica, Energía Eólica, Opciones Reales, Teoría de Juegos, Juego de Opciones.

Abstract

Strategic Investment Decisions in Renewable Energy for generators in a competitive electricity market

This proposal presents a strategic investment decisions model in renewable energy for generators in a competitive electricity market, from the perspective of resource complementarity, diversification, and strategic investment in an energy market with two energy resources: Hydro and Wind power. The proposal develops a decision support model so that an investor in electricity projects can choose in which technologies to invest in its expansion, considering flexibility and uncertainty in the decision-making and strategic competitor behavior. This proposal uses the Option Games that combines the Real Option and Game Theory to fully consider the investment problem. The model uses hydro flow information with a high negative correlation with the wind of the Colombian electricity market. Some contributions are presented next:

- Individual benefits depend on the availability of flow and wind resources and strategic interactions between competitors.
- Diversification has a strategic value to individuals and supply security.
- The capacity factor is the most appropriate variable to represent the weather uncertainty, due to, it allows a realistic simulation of volatility, and also helps to correlate operational and financial risk in cash flow.
- The Option Games helps the electricity generators optimal make decisions to obtain high benefits according to their risk profile and maximize profits.

Keywords: Uncertainty, Complementarity, Diversification, Hydro-power, Wind-Power, Real Options, Game Theory, Option Game.

Contenido

	Pág.
Resumen.....	VIII
Abstract	IX
Lista de figuras	XII
Lista de tablas.....	XIV
Lista de Símbolos.....	XVI
Lista de Abreviaturas.....	XVII
1. Introducción.....	18
1.1 Planteamiento del problema.....	18
1.2 Desarrollo del trabajo.....	19
1.3 Alcance de la Investigación	20
1.4 Resultados Esperados.....	20
2. Decisiones de Inversión en Generación de Electricidad	23
2.1 Retos actuales de los mercados de electricidad	23
2.2 Riesgo e Incertidumbre en las inversiones en generación.....	27
2.2.1 Riesgo en la Competencia.....	29
2.2.2 Riesgo de la disponibilidad del recurso.....	30
2.3 Análisis de inversiones bajo incertidumbre en mercados de electricidad.	31
2.4 Conclusiones del capítulo.....	33
3. Teoría de las Opciones Reales.....	35
Introducción.....	35
3.1 Herramientas para modelar la Expansión de Generación	35
3.1.1 Modelos de Flujo de Caja Descontado (FCD).....	37
3.1.2 Opciones Reales	38
3.1.3 Flexibilidad en el sector eléctrico.....	43
3.1.4 Limitaciones del método de valoración por opciones reales.....	44
3.2 Aplicaciones de las opciones Reales en el sector de la electricidad	44
3.3.1 Juegos de Opciones.....	49
3.4 Conclusiones	51

4. Caracterización de los recursos en un juego Hidráulico-Eólico	52
Introducción	52
4.1 Proyectos Hidráulicos.....	52
4.2 El Fenómeno del Niño.....	54
4.3 Opciones Reales Aplicadas a los Proyectos Hidroeléctricos	55
4.4 Proyectos en Energía Renovable: Eólicos	57
4.5 Opciones Reales Aplicadas a los Proyectos Eólicos	58
4.6 Teoría diversificación y complementariedad de los recursos.....	61
4.6.1 Diversificación	61
4.6.2 Complementariedad.....	63
4.7 Conclusión.....	64
5. Valoración de la diversificación - complementariedad en un juego de diversificación hidráulica-eólica.....	65
Introducción	65
5.1 Diversificación y optimización del portafolio en los mercados de la electricidad.....	66
5.2 Complementariedad entre los recursos hídricos y eólicos.....	68
5.3 Aplicaciones de la teoría de juegos en el sector de la energía.....	71
5.4 Modelos para la expansión de la capacidad	72
5.5 Juego de inversiones con recursos complementarios.....	77
5.6 Conclusiones.....	85
6. Valoración de Inversiones bajo riesgo e interacción competitiva.....	86
Introducción	86
6.1 Juego de Opciones con recursos complementarios	86
6.1.1 Supuestos del Modelo.....	87
6.1.2 Descripción de los datos.....	90
6.1.3 Modelación de volatilidad de variables en opciones reales.....	97
6.2 Resultados de las Opciones Invertir, Expandir y Diferir.....	110
6.2.1 Opción de Invertir	110
6.3 Resultados de la Opción de Expandir	112
6.4 Resultados de la Opción de Diferir.....	116
6.5 Análisis de Sensibilidad sobre las condiciones del sistema (sin capacidad y con capacidad instalada), Factor de Planta y Costos de las plantas	118
7. Conclusiones	129
A. Anexo: Evolución del Factor de con la volatilidad del recurso del caudal y viento.....	132
B. Anexo: Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Hidráulico-Hidráulico, Aerogenerador N60/1600 kW	135
C. Anexo: Opción Invertir: Matriz de pagos con correlaciones positivas	144
D. Anexo: Opción Expandir: Matriz de pagos con correlaciones positivas	148
E. Anexo: Análisis de Sensibilidad sobre las condiciones del sistema (sin capacidad y con capacidad instalada), Factor de Planta y Costos de las plantas.....	151
Bibliografía.....	167

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Metodología de la Tesis	22
Figura 2-1. Inversiones por tipo de energía renovable	24
Figura 2-2. Crecimiento de la energía renovable	24
Figura 2-3. Costos de Instalación. Tecnologías de Generación Renovables (Solar y la Eólica)	25
Figura 2-4. Algunos riesgos presentes en las inversiones en generación de electricidad	28
Figura 2-5. Incertidumbres orientadas a la tesis	29
Figura 3-1. Tipos de Modelos	36
Figura 3-2 Valor de la Flexibilidad	40
Figura 3-3 Efecto de la Incertidumbre sobre el valor	40
Figura 3-4. Evolución del Activo subyacente	42
Figura 3-5. Cambio de las probabilidades	42
Figura 4-1 Esquema simplificado de un proyecto hidroeléctrico	53
Figura 4-2 Estructura de Costos de la Energía Hidráulica	54
Figura 4-3. Estructura de Costos de la Energía Eólica	57
Figura 5-1 Serie de referencia del caudal y velocidad del viento (a) y ubicación de referencia de los recursos de agua y viento (b) (Ramírez C., 2015).....	79
Figura 5-2 Despacho de méritos y equilibrio del mercado para las estaciones lluviosas y secas y los resultados del juego	82
Figura 6-1. Metodología empleada para el cálculo del Juego de Opciones	87
Figura 6-2. Factor de Planta Hidráulica	91
Figura 6-3. Velocidad del Viento promedio diaria del viento s 10 m/s en la estación de la estación meteorológica de Puerto Bolívar en la Alta Guajira	91
Figura 6-4. Curva de Potencia	92
Figura 6-5. Factores de Planta por aerogenerador	94
Figura 6-6. Correlaciones entre los caudales medios diarios de los ríos Digua, Alto Anchicaya, Nare, Guatapé, Calima, Porce II y la velocidad media del viento en la estación meteorológica de Puerto Bolívar en la Alta Guajira.....	95
Figura 6-7. Factor de Planta Hidráulico – Eólico promedio mensual con $\rho = -0,35$	96
Figura 6-8. Simulación de la evolución del Factor de Planta Hidroeléctrica con $\sigma_H = 111.42\%$	98
Figura 6-9. Evolución del factor de planta Hidráulico con $\sigma_H = 12,53\%$	99
Figura 6-10. Simulación del Factor de Planta Eólico	101

Figura 6-11. Construcción de la Matriz de pagos	102
Figura 6-12. Despacho cuando el Jugador 1 y 2 invierten en H-H	103
Figura 6-13. Despacho cuando el Jugador 1 y 2 invierten en W-W, Aerogenerador N117/3000 kW	104
Figura 6-14. Despacho cuando el Jugador 1 y 2 invierten en HW-WH, Aerogenerador N117/3000 kW.....	105

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1. Aplicaciones hacia la inversión en incertidumbre en el mercado de electricidad.....	32
Tabla 3-1. Método de Valoración para Proyectos de Inversión en Electricidad	36
Tabla 3-2 Similitudes entre las Opciones Financieras y Reales	39
Tabla 3-3 Tipo de Opciones Reales.....	43
Tabla 4-1 Impactos del cambio climático en las tecnologías de Generación Hidráulica.....	52
Tabla 4-2. Resumen de algunas aplicaciones de las Opciones Reales en los proyectos de generación Hidráulica	56
Tabla 4-3. Resumen de algunas aplicaciones de las Opciones Reales en los proyectos de generación Eólica	59
Tabla 5-1 Resumen de las aplicaciones de la Teoría de Carteras a la diversificación de carteras energéticas.....	67
Tabla 5-2 Resumen de los estudios sobre la complementariedad de la energía hidroeléctrica y eólica.....	69
Tabla 5-3 Aplicaciones de la teoría de juegos para la inversión y la expansión de la capacidad en la generación de energía.....	74
Tabla 5-4 Factor de capacidad estimado y parámetros de operación de las tecnologías eólicas e hidráulicas durante las estaciones lluviosa (R) y seca (D)	80
Tabla 5-5 Costo fijo y variable de las tecnologías de generación de energía eólica e hidráulica. ..	81
Tabla 5-6 Matriz de pagos para el juego de inversión de diversificación: Los pagos corresponden a los beneficios anuales de cada jugador suponiendo un coeficiente de correlación de -0,245 para los recursos hidro-eólicos	83
Tabla 5-7 Equilibrio del juego de diversificación para diferentes coeficientes de correlación viento-hidro (ρ).	84
Tabla 6-1. Flujo de Caja Neto	89
Tabla 6-2. Potencia generada por aerogenerador.....	93
Tabla 6-3. Correlaciones entre los caudales y la velocidad del viento	94
Tabla 6-4. Supuesto Juego de Opciones utilizando el caudal como variable de riesgo ($\sigma_H = 111,42\%$) con N117/3000.....	97
Tabla 6-5. Supuestos de entrada para la valoración de Opciones usando el factor de planta Hidráulica como variable de riesgo ($\sigma_H = 12,53\%$).....	99

Tabla 6-6. Supuestos de entrada para la valoración de Opciones usando el factor de planta Eólico con aerogeneradores.....	100
Tabla 6-7. Simulación de las probabilidades acumuladas de cambio en cada nodo del árbol por cada aerogenerador	106
Tabla 6-8. Flujo de caja (Beneficios) por nodo del generador Hidráulico, Estrategia H-H	107
Tabla 6-9. Flujo de caja (Beneficios) por nodo de cada Aerogenerador, Estrategia E-E.....	107
Tabla 6-10. Matriz de pagos con $\rho = -1$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	110
Tabla 6-11. Matriz de pagos con $\rho = -0.5$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico.....	111
Tabla 6-12. Matriz de pagos con $\rho = -0.35$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	111
Tabla 6-13. Matriz de pagos con $\rho = -0.30$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	112
Tabla 6-14. Matriz de pagos con $\rho = -1$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	113
Tabla 6-15. Matriz de pagos con $\rho = -0.50$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	113
Tabla 6-16. Matriz de pagos con $\rho = -0.35$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	114
Tabla 6-17. Matriz de pagos con $\rho = -0.30$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	114
Tabla 6-18. Matriz de pagos con $\rho = -0.20$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico	115
Tabla 6-19. Equilibrio en el Juego de Opciones para los aerogeneradores N60/1800, N80/2800, N117/3000, N149/4500 asumiendo que pueden usar la opción de invertir o esperar la instalación de nueva generación Hidráulica	116
Tabla 6-20. Equilibrio en el Juego de Opciones para los aerogeneradores N60/1800, N80/2800, N117/3000, N149/4500 asumiendo que pueden usar la opción de invertir o esperar la instalación de nueva generación Eólica	117
Tabla 6-21. Equilibrio en el Juego de Opciones para los aerogeneradores N60/1800, N80/2800, N117/3000, N149/4500 asumiendo que pueden usar la opción de invertir o diferir la instalación de nueva generación Hidráulica-Eólica, Eólica Hidráulica.....	118
Tabla 6-22. Variación de Factor de Planta.....	119
Tabla 6-23. Variación de Inversión Inicial	120
Tabla 6-24. Variación de Costos Fijos	121
Tabla 6-25. Variación de Costos Variables.....	122
Tabla 6-26. Variación de Factor de Planta.....	123
Tabla 6-27. Variación de Inversión Inicial	124
Tabla 6-28. Variación de Costos Fijos	125
Tabla 6-29. Variación de Costos Variables.....	126
Tabla 6-30. Análisis de Sensibilidad sobre las condiciones del sistema.....	127

Lista de Símbolos

Símbolo	Término	Unidad SI
σ	La volatilidad del proyecto de la inversión	%
ρ	Correlación entre los recursos caudal y viento	%
r_f	Tasa de interés libre de riesgo	%
S_0	Precio actual del subyacente (acciones)	Unidades Monetarias
P	Probabilidad	%
K	Precio de ejercicio	Unidades Monetarias
T	Tiempo de expiración de la opción	Año
σ_H	Volatilidad del Factor de Planta Hidráulico	%
σ_W	Volatilidad del factor de planta eólico	%
Δt	Variación del tiempo	Año
I_0	Inversión inicial	Unidades Monetarias
IT_{it}	es el ingreso total del jugador	Unidades Monetarias
PS_t	son los precios de equilibrio del mercado	Unidades Monetarias
CG_{it}	es la cantidad de energía generada	Unidades Monetarias
(CT_{it})	costos totales	Unidades Monetarias

Lista de Abreviaturas

Abreviaturas	Término
VPN	Valor Presente Neto
VPNE	Valor Presente Neto Expandido
VPI	Valor Presente Ingreso
VPE	Valor Presente Egreso
FN_t	Flujo Neto
F_t	Flujos Futuros
TIR	Tasa Interna de Retorno
CMg	Costos Marginales
LCOE	Costo Nivelado de Energía
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1. Introducción

Las preocupaciones sobre el cambio climático y la seguridad energética exigen que los reguladores y operadores de los mercados de electricidad aseguren que el sistema eléctrico mantenga un desempeño adecuado para satisfacer la demanda actual. Por tanto, las inversiones en generación, tanto de los agentes públicos como privados, se deben incentivar para cumplir este objetivo. Sin embargo, las decisiones de inversión son tomadas bajo escenarios de riesgo. Por tal razón, los inversionistas deben utilizar herramientas que puedan cuantificar el valor de la flexibilidad en la gestión en un entorno incierto.

Además de lo anterior, las inversiones en tecnologías de generación deben ser diversificadas con el fin de disminuir el riesgo. En este caso, es conveniente invertir en tecnologías de generación renovables no convencionales que sean complementarias a las ya existentes. Por tal motivo, la propuesta busca desarrollar una metodología de apoyo a la toma de decisiones de inversión de los generadores de electricidad, considerando las características de un mercado competitivo y los beneficios de la diversificación de los recursos.

1.1 Planteamiento del problema

La reestructuración de los mercados de electricidad ha establecido la libre competencia en la generación de electricidad. En este caso, los oferentes y demandantes negocian en un mercado competitivo, con estructuras de bolsas, plataformas de negocios (pools) y contratación bilateral. Ante esta situación, los inversionistas tanto públicos como privados tienen la responsabilidad de incrementar la capacidad de generación eléctrica bajo condiciones de confiabilidad y eficiencia económica. Entre los aspectos positivos que trajo esta reestructuración del sector se pueden mencionar: los oferentes y los demandantes negocian libremente la electricidad, la desintegración vertical del sistema, la competencia en la prestación del servicio, la incorporación de nuevos planes de inversión, entre otros (Streimikiene & Siksnyte, 2014).

Sin embargo, los inversionistas encaran riesgos a la hora de tomar las decisiones de inversión. Según Rudnick & Zolezzi (2000) los precios de la electricidad han incrementado su volatilidad y los inversionistas deben tomar sus decisiones (nuevas plantas), teniendo en cuenta la capacidad de abastecimiento y el crecimiento a largo plazo de la demanda. Wogrin et al. (2011) menciona que los generadores deben elegir la mejor estrategia para hacer frente a los comportamientos de los competidores dado que algunos de estos agentes pueden tomar decisiones dominantes. Por otra parte, Tekiner-Mogulkoc et al. (2015) señala que para responder dónde y cuándo invertir hay que tener en cuenta el comportamiento a largo plazo de los precios de los combustibles, los cambios en regulación y las imperfecciones estructurales del mercado eléctrico. Además de lo anterior, las variaciones del clima, la capacidad de abastecimiento, los incrementos de la demanda, la regulación, entre otros, también afectan las decisiones de inversión. Esta situación ha implicado cambios en el comportamiento de los inversionistas y en la elección de tecnologías en la canasta energética.

Tradicionalmente las inversiones se evalúan mediante metodologías basadas en el Modelo de Flujo de Caja Descontado, como el Valor Presente Neto (VPN). No obstante, Smit & Trigeorgis (2012) menciona que en escenarios de incertidumbre, este tipo de valoración tiene limitaciones por su

carácter estático y no considera otros elementos en la valoración de los proyectos. Por ejemplo, el VPN no considera acciones contingentes en respuesta a condiciones cambiantes, a la llegada de nueva información a lo largo del horizonte de inversión. Esta herramienta tampoco valora la flexibilidad de las decisiones y no considera las inversiones adicionales que el propio agente y/o sus competidores puedan realizar (Lopez et al., 2017).

En consecuencia, se requieren métodos alternativos para superar estas limitaciones, lo ideal es que involucren en su análisis de valoración, el riesgo y la flexibilidad. En los últimos años se ha desarrollado metodologías para la toma de decisiones. Sadeghi et al. (2017a) ofrece una revisión exhaustiva de estudios sobre cómo resolver los problemas de Planeación de Expansión en Generación, desde la liberalización del sector eléctrico, cambio climático, revolución de las tecnologías, políticas sobre energías renovables y técnicas de modelación para resolver este problema. Otros ejemplos más recientes de metodologías para evaluar la expansión en generación están Oree et al. (2017) y Dagoumas & Koltsaklis (2019). Estas revisiones muestran modelos de optimización porque consideran la expansión de la transmisión, el impacto de la intermitencia de las renovables en la seguridad del suministro y la operación del sistema. Por otro lado, una alternativa adecuada para valorar inversiones de generación cuando hay intermitencia está las Opciones Reales debido a que incorpora el valor económico de la flexibilidad estratégica y de gestión en la evaluación de proyectos (Dixit & Pindyck, 1994). En Fernandes et al. (2011) muestran que en la literatura existe un amplio conjunto de aplicaciones, con Opciones reales, en casi todos los campos de la toma de decisiones energéticas, desde la valoración de tecnologías de generación de electricidad hasta la evaluación de políticas.

Las Opciones Reales, sin embargo, no tienen en cuenta el comportamiento estratégico de los competidores. Por tanto, se hace necesario usar una metodología que combine las Opciones Reales y el análisis del comportamiento estratégico a través de la Teoría de Juegos, para que considere plenamente las características relevantes del problema de inversión. El Juego de Opciones es una herramienta que permite formular estrategias competitivas adecuadas para enfrentarse a los cambios en el entorno del mercado y un ambiente competitivo. De esta manera, los generadores pueden formular estrategias competitivas para actuar ante los cambios del mercado.

1.2 Desarrollo del trabajo

La siguiente propuesta se desarrolló teniendo en cuenta la hipótesis y los objetivos planteados, así como la metodología de trabajo. A continuación, se presentan cada uno de estos componentes:

Hipótesis

Hipótesis 1: Se podrá desarrollar un modelo estratégico, para la decisión sobre invertir en diferentes tecnologías convencionales y no convencionales, para que un generador de energía tome decisiones óptimas de inversión, en un mercado competitivo, considerando los beneficios de la diversificación.

Hipótesis 2: Si varios generadores tienden a invertir en una tecnología específica, existe un incentivo para que al menos uno de ellos, se comporte diferente a los demás e invierta en una tecnología alterna para beneficiarse de los efectos de la diversificación.

Objetivos

- **General**

Desarrollar un modelo de apoyo a la toma de decisiones, para que un generador de energía pueda elegir en que tecnologías deben invertir en su expansión, considerando las características propias de un mercado eléctrico competitivo y los beneficios de la diversificación.

- **Específicos**

1. Hacer un estado del arte sobre las metodologías de análisis de decisiones que toman los generadores de energía para ampliar su capacidad, en un entorno de mercado eléctrico competitivo.
2. Caracterizar el problema de la expansión de los generadores de energía teniendo en cuenta la perspectiva de los agentes inversionistas individuales y la influencia de la competencia.
3. Identificar los beneficios que obtendría un generador al introducir un proyecto con una tecnología de energía que contribuya a diversificar la canasta energética.
4. Desarrollar un modelo que permita incluir opciones reales en la toma de decisiones de expansión de un generador y que incluya el análisis de la diversificación de recursos energéticos.
5. Hacer una aplicación del método propuesto, en el contexto del mercado eléctrico colombiano.

1.3 Alcance de la Investigación

En la actualidad, las empresas de generación enfrentan altos niveles de riesgo e incertidumbre cuando toman decisiones de inversión en nuevos proyectos en energías renovables en un entorno de mercado. Por tal razón, se requieren metodologías que involucren en su análisis de valoración, el riesgo, la flexibilidad y el comportamiento estratégico de los competidores. Por consiguiente, se pretende desarrollar un modelo estratégico para la toma de decisiones sobre invertir en tecnologías convencionales y no convencionales en un mercado competitivo, considerando los beneficios de la diversificación.

Metodología

La Figura 1.1 muestra la metodología del desarrollo del presente trabajo.

1.4 Resultados Esperados

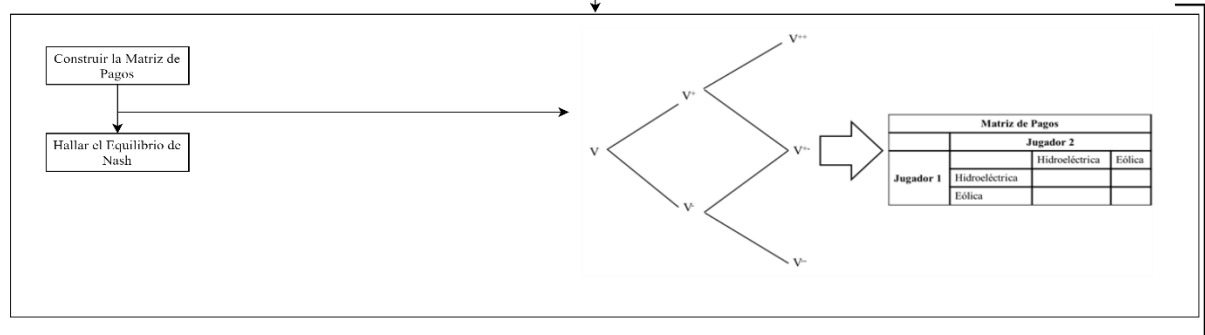
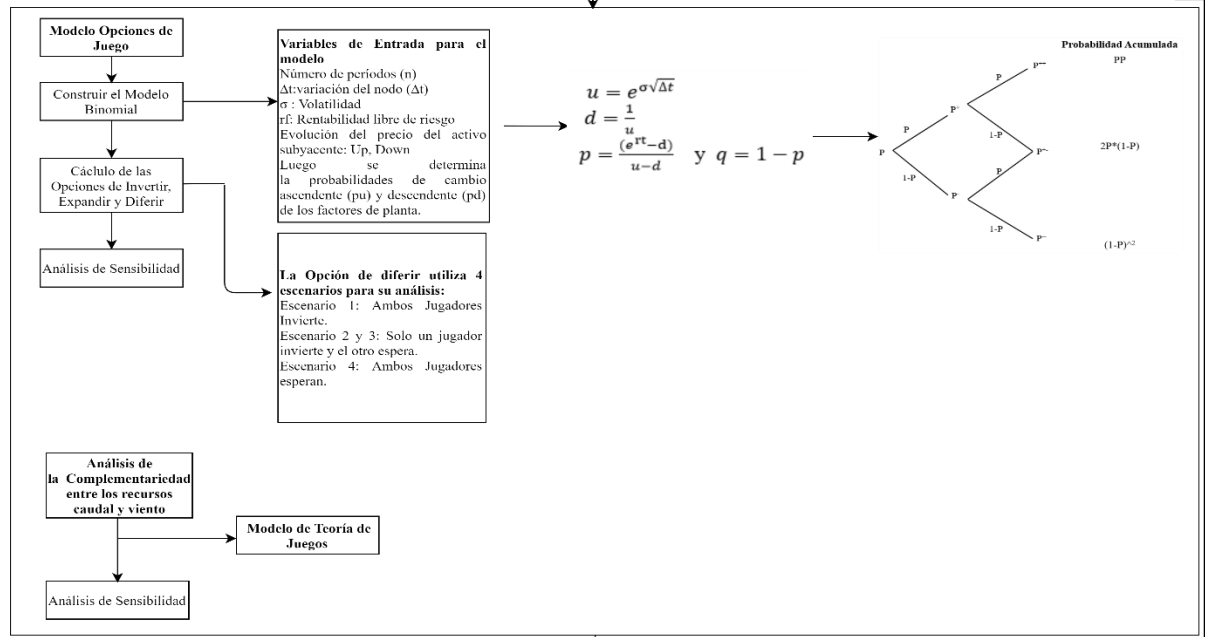
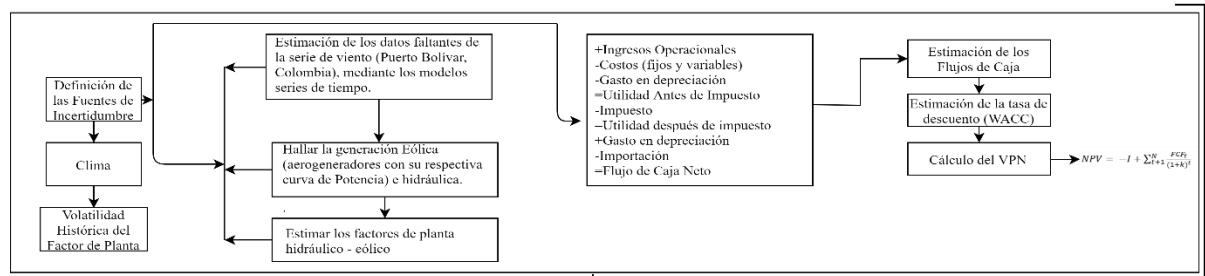
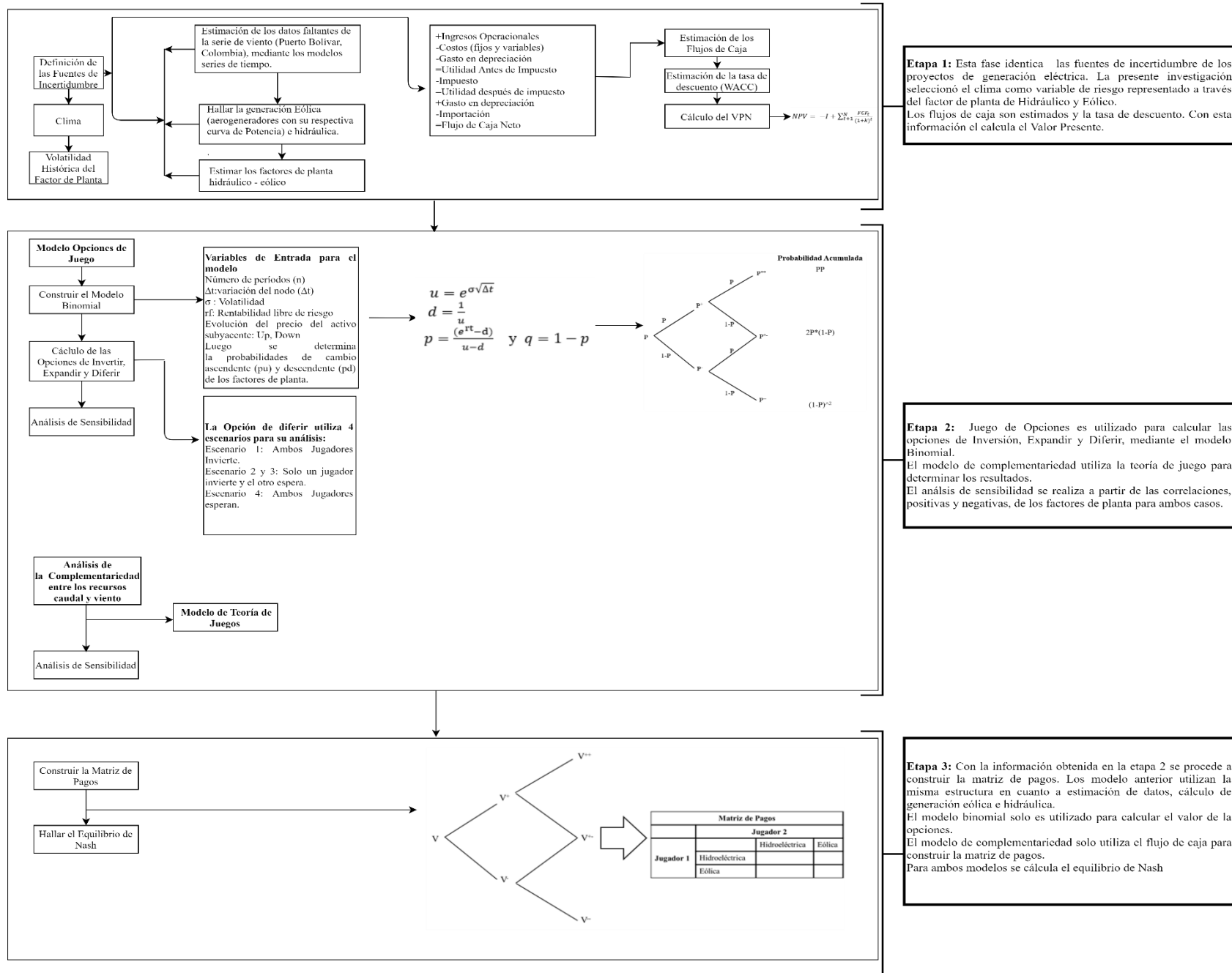
Aporte al Área Financiera

La propuesta metodológica representa una valoración adecuada para las tecnologías de generación, dado que combina las Opciones Reales y la Teoría de Juegos, con el fin valorar la flexibilidad en inversiones bajo riesgo y evalúa el comportamiento y la interacción de tecnologías de generación.

Aporte al Sector de Electricidad

Esta tesis aporta un modelo basado en la teoría de juegos y las opciones reales, para las decisiones estratégicas de inversión de las tecnologías de generación en un mercado competitivo, teniendo en cuenta el riesgo para la toma de decisiones óptimas, de sí las firmas invierten en nuevos activos, dependiendo de las acciones de los competidores, y considerando los beneficios de la diversificación que se obtiene al incluir una nueva tecnología en la canasta energética existente.

Figura 1-1. Metodología de la Tesis



2. Decisiones de Inversión en Generación de Electricidad

El objetivo del sistema eléctrico es garantizar seguridad de suministro sostenible, eficiente y asequible (Koltsaklis et al., 2014). No obstante, este enfrenta retos, algunos de ellos son: la regulación, la seguridad de suministro y el cambio climático causado por la emisión de dióxido de carbono (CO₂). Este último ha conllevado a que los gobiernos vean la necesidad de explorar otros tipos de energía eficientes y ambientalmente más limpios. La energía renovable se ha convertido en una buena alternativa como solución a este reto. Como lo señala Fischetti (2021) las energías renovables, como la hidroeléctrica, la eólica y la solar, son respuestas naturales a estas necesidades. No obstante, el mayor inconveniente de las energías eólica y solar es la intermitencia. La energía solar solo se produce cuando hace sol y la eólica solo cuando hay viento. Esto puede generar inestabilidad en la seguridad de suministro, inclusive puede hacer daños a la infraestructura (Fang et al., 2017).

En cuanto a las inversiones en proyectos de generación de electricidad, los inversionistas, tanto públicos como privados, afrontan riesgos e incertidumbres al estar en un mercado competitivo. En tal sentido, estos agentes requieren metodologías de apoyo que puedan evaluar la incertidumbre y manejar los riesgos.

A continuación, se muestran los retos mencionados y una descripción de las alternativas de valoración para proyectos de inversión en tecnologías de generación.

2.1 Retos actuales de los mercados de electricidad

Cambio Climático

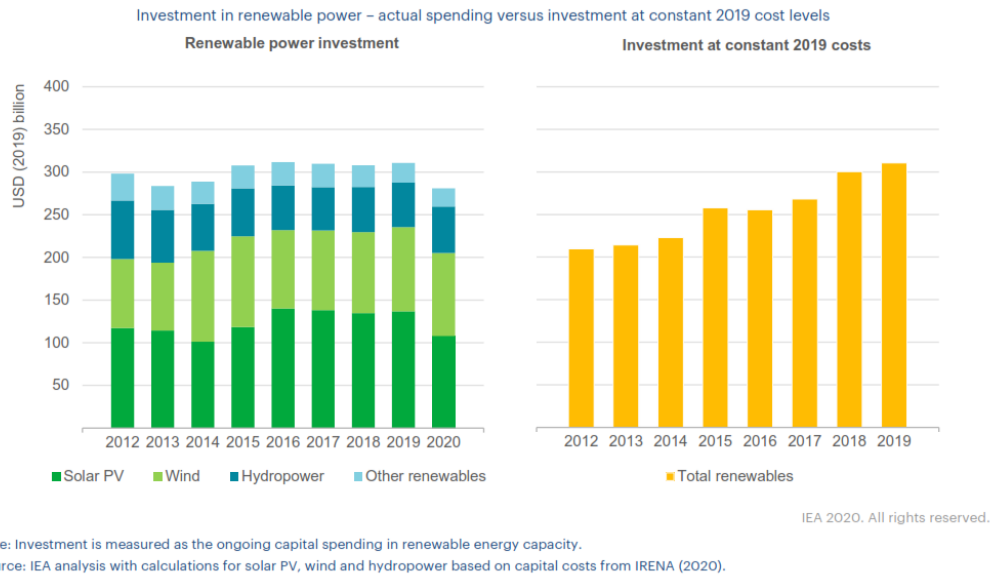
Como resultado del Acuerdo de París firmado por 195 países en diciembre de 2015, los mercados de electricidad deben aumentar sus recursos de generación en energía renovable (Hu et al., 2018). Estas políticas climáticas han impulsado las inversiones en tecnologías de generación renovable, Eólica (Esmaili & Ahmadian, 2018) y Solar (Kolokathis, 2020) como se observa en la Figura 2-1. En el año 201, a nivel mundial, la capacidad instalada creció más de 200 GW (Figura 2-2) en Solar, Hidráulica, Eólica y otras (REN21, 2020). Esto indica que las energías limpias experimentaron aumentos récord en la capacidad instalada, superando las instalaciones netas en combustibles fósiles y energía nuclear. Esta capacidad instalada fue suficiente para proporcionar aproximadamente el 27,3% de la generación de electricidad mundial para ese año (REN21, 2020). A pesar de estos avances, este tipo de tecnologías continuó enfrentando desafíos para lograr una mayor participación en la generación de electricidad mundial, debido en parte a la persistente inversión en capacidad de energía de combustibles fósiles y nuclear (REN21, 2020).

La Figura 2-3 muestra que los costos de instalación tanto de la solar como eólica se han reducido. Esto se debe a su rápido proceso de instalación, combinado con altas de tasas de aprendizaje. Newbery et al. (2018) menciona que los costos de la energía solar fotovoltaica se han disminuido alrededor de una décima parte de su valor con una tasa de aprendizaje estimada del 17% al 22% y para la energía eólica con una tasa de aprendizaje estimada del 7%. En resumen, para un número

creciente de países y regiones, las tecnologías de generación renovable representan la solución más económica para la nueva capacidad conectada a la red.

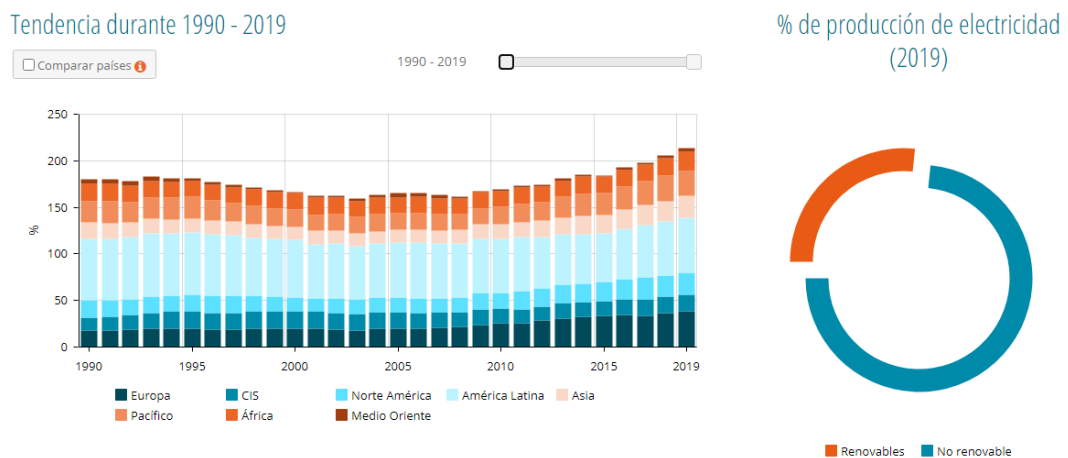
Además de los bajos costos, las energías renovables, solar y eólica, presentan las ventajas de que no están afectadas por la volatilidad de precio y disponibilidad de los combustibles fósiles. Su incorporación a la canasta energética puede tener el efecto de diversificación. Estas tecnologías son modulares lo que permite a que su instalación sea relativamente rápida y conveniente para comunidades rurales conectadas a la red y fuera de la red (Martinez Romero & Hughes, 2015).

Figura 2-1. Inversiones por tipo de energía renovable

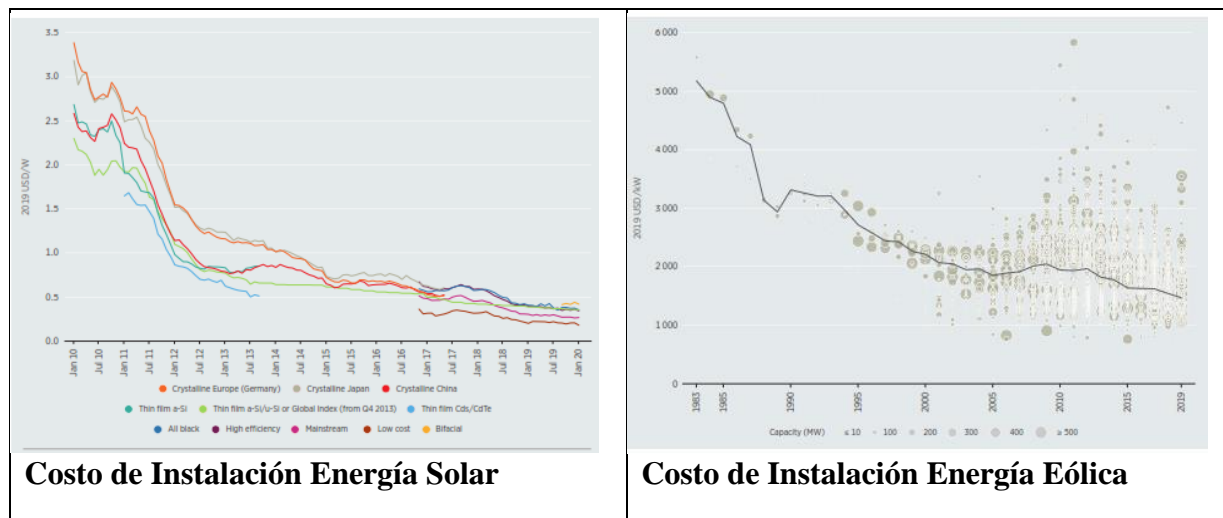


Fuente: (Enardata, 2020)

Figura 2-2. Crecimiento de la energía renovable



Fuente: (Enardata, 2020)

Figura 2-3. Costos de Instalación. Tecnologías de Generación Renovables (Solar y la Eólica)

Fuente: (International Renewable Energy Agency, 2020)

Las energías renovables muestran las siguientes desventajas:

- Menor factor de disponibilidad con respecto a las tecnologías convencionales (Zapata et al., 2018).
- Dificultad en la predicción de su disponibilidad (Ländner et al., 2019; Zapata et al., 2018).
- Altos costos de inversión inicial (Christensen & Hain, 2017; Esmaili & Ahmadian, 2018).
- Eólica y Solar presentan Intermitencia (Ländner et al., 2019). Esta característica no les permite contribuir con potencia firme al sistema eléctrico (incertidumbre en la generación (Támara Ayús et al., 2019)).

Desafíos de regulación

Uno de los principales objetivos del agente regulador es que el sistema eléctrico sea confiable y a la vez brinde seguridad del suministro (Bublitz et al., 2019). Una regulación adecuada incentiva las inversiones en energía renovable y como lo consideran Ländner et al. (2019) si la legislación está bien diseñada será una de las claves para una exitosa transición energética. En caso contrario, sería una de las principales barreras para la realización de proyectos de inversión eólica (Shah et al., 2019).

Un fallo de mercado importante es el *missing money*, el problema de la falta de inversiones. Este se da cuando el mercado de electricidad no envía señales correctas para garantizar una seguridad del suministro óptima, porque los inversionistas no están incentivados en la construcción de nueva capacidad, pues los ingresos no compensarán los costos y gastos incurridos. Joskow (2006) discute el “*missing money problem*” como un problema real en los mercados mayoristas e identifica sus

causas. También muestra que los mercados mayoristas de algunos países, como Estados Unidos, no ofrecen incentivos adecuados para estimular la cantidad o combinación adecuada tecnologías de generación. Una gran parte del problema puede estar asociado con la alta volatilidad en los precios, las oportunidades limitadas de cobertura y las preocupaciones sobre las políticas regulatorias.

Según Nong et al. (2020) un buen conocimiento de los recursos energéticos, el mercado, las políticas y los estudios científicos ayudarán al país (Vietnam, caso de estudio) a avanzar en una economía más limpia y sostenible. Con relación a esto, los inversionistas requieren información adecuada, como datos estadísticos sobre inversiones, capacidad utilizada, comercio de energía, entre otros, para su toma decisiones de inversión. Por otro lado, Christensen & Hain (2017) plantea que las políticas energéticas se centran cada vez más en promover la transición hacia una energía más limpia y sostenible.

En cuanto a los mecanismos usados para estimular las inversiones en tecnologías de generación renovable, están la fijación de tarifas especiales, remuneración por capacidad y las subasta (Barroso et al., 2010). Bublitz et al. (2019) expresa que son un tema que todavía está en discusión sobre su efectividad y argumenta que ofrecen una solución ineficiente. Por ejemplo, Kolokathis (2020) señala que el mecanismo remuneración por capacidad ha beneficiado tecnologías de generación de combustibles fósiles por más de una década, perjudicando la eficiencia del mercado de energía mayorista y aumentado los precios de electricidad de los consumidores finales, caso de estudio el mercado eléctrico Español. Kolokathis (2020) enfatiza que la flexibilidad de las tecnologías de generación será un elemento crucial para reducir el uso de los combustible fósiles en el sistema eléctrico y lograr los objetivos de fiabilidad. En cambio, Zapata et al. (2018) considera que para garantizar esta flexibilidad, se debe utilizar un mecanismo de capacidad que garantice la seguridad del suministro a largo plazo, al proporcionar pagos regulares a los generadores, que deben estar disponibles cuando el sistema lo requiera.

Seguridad de Suministro

La creciente demanda de electricidad a nivel mundial, ha conllevado a que los países deban invertir lo suficiente para satisfacer este consumo. Según la EIA (2020) estima que el 1,4% del PIB mundial tendrá que invertirse en el sistema energético entre 2010 y 2035.

Por otro lado, algunos países dependen en un alto porcentaje de una sola tecnología de generación, por ejemplo, la hidroeléctrica. Esto conlleva a que el sistema presente alta vulnerabilidad, (Gaudard & Romerio, 2014). En este sentido, la diversificación es una variable clave en las empresas del sector energético porque contribuye a la estabilización de precios y a la seguridad de suministro (Fabra & Fabra, 2010).

La creciente penetración de las energías renovables (Eólica y Solar) se está convirtiendo en un desafío tanto para los inversionistas como para el sistema eléctrico. Con relación a este último, se requieren sistemas de energía flexibles para responder rápidamente a la variabilidad de la oferta y la demanda (Locatelli et al., 2016). Keles (2013) menciona que el incremento de esta participación no solo afecta los despachos, sino también se requieren nuevas inversiones en tecnologías

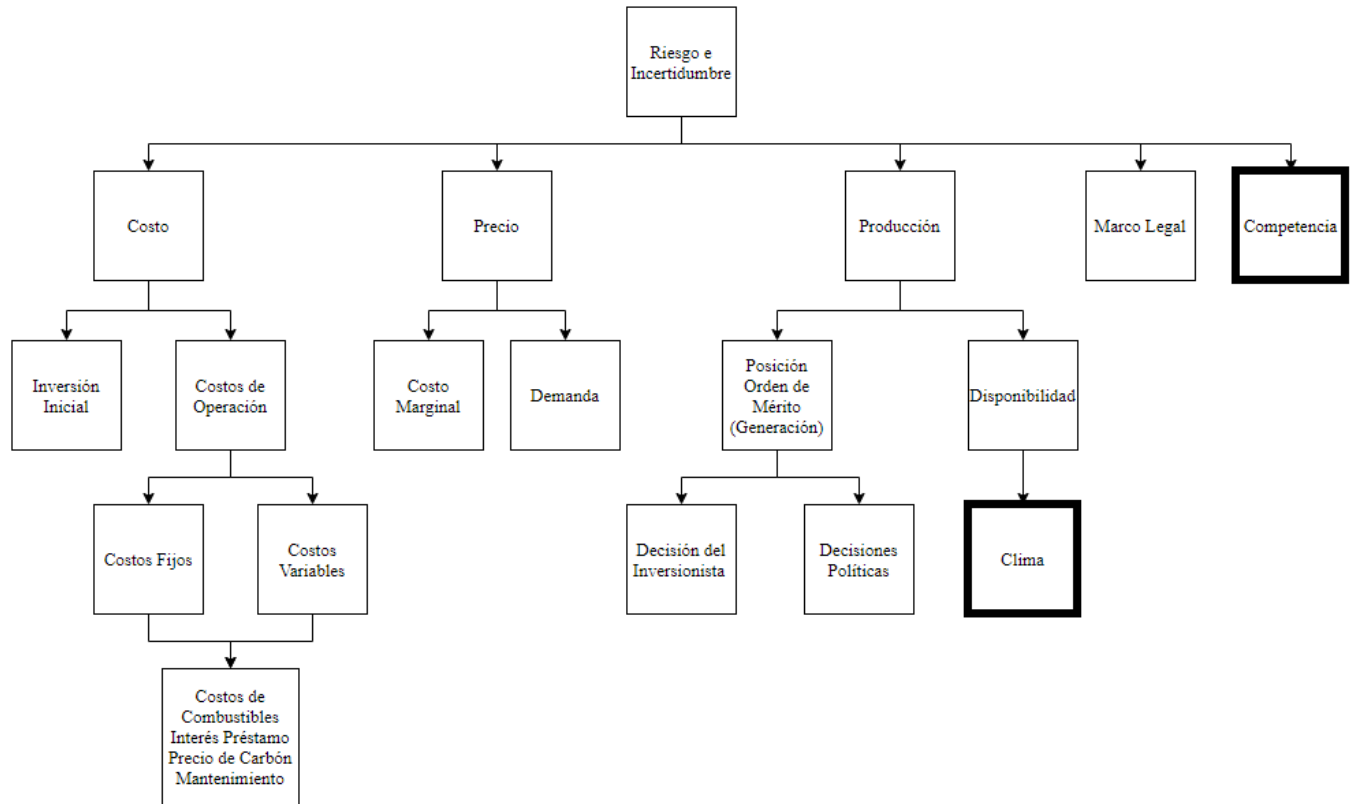
energéticas adicionales, como líneas de transmisión, para transportar y distribuir adecuadamente la energía renovable producida y equilibrar las fluctuaciones de la generación de energía.

Ante los riesgos presentes en el sector eléctrico, los inversionistas deben tratar de hacer la mejor estrategia de inversión de acuerdo con sus capacidades económicas, objetivos fijados y haciendo uso óptimo de los recursos, buscando siempre la maximización de los ingresos. Así mismo recae sobre ellos el compromiso de incrementar la capacidad instalada de generación y el regulador de asegurar un suministro eléctrico bajo condiciones de confiabilidad y eficiencia económica (Barría-Quezada, 2008; Srivastava et al., 2011). En este orden de ideas, es importante conocer los conceptos de riesgos e incertidumbres, con el fin de tener un panorama claro en los procesos de inversión.

2.2 Riesgo e Incertidumbre en las inversiones en generación

El riesgo se puede definir como la situación en que una variable puede tomar diferentes valores de forma que, al presentarse una gran cantidad de datos, se puede ajustar la distribución de probabilidades y su variabilidad es medible (Barría-Quezada, 2008). La incertidumbre es utilizada para describir lo que no se conoce porque se da en el futuro o tiene un impacto desconocido. Este concepto se ha usado para referirse a desconocimiento acerca de una condición futura que no se puede resolver de manera determinista y que solo se puede remediar a través del tiempo. Walker et al. (2003, p. 2) la definen como “*being any deviation from the unachievable ideal of completely deterministic knowledge of the relevant system*”. Para Weight & Shittu (2015) la incertidumbre son eventos que están más allá del conocimiento previo o el control del tomador de decisiones, que pueden afectar el desempeño de un sistema y no pueden ser estimados con certeza o no son controlados por este. La incertidumbre surge por falta de información o porque está incompleta, como el desacuerdo entre las fuentes de información, la imprecisión lingüística, la ambigüedad, entre otros. Ku (1995) menciona que la incertidumbre a veces se refiere a la aleatoriedad en la naturaleza o la variabilidad en los datos.

Según Gugler et al. (2020) la incertidumbre puede ser interna, relacionada con la planificación, y externa, al exterior de la firma. En relación con las tecnologías de generación, las incertidumbres internas son: el tipo, la disponibilidad y los costos de las nuevas instalaciones generadoras, la disponibilidad y los costos de las instalaciones generadoras existentes, la disponibilidad y/o los costos de energía de los proyectos de inversión, la capacidad de gestión del lado de la demanda y la disponibilidad de recursos energéticos renovables. Las incertidumbres externas se aplican al crecimiento de la demanda, los precios del combustible, el clima, las políticas reguladoras, las tasas de interés, entre otras (Gugler et al., 2020).

Figura 2-4. Algunos riesgos presentes en las inversiones en generación de electricidad

Fuente: Elaboración propia

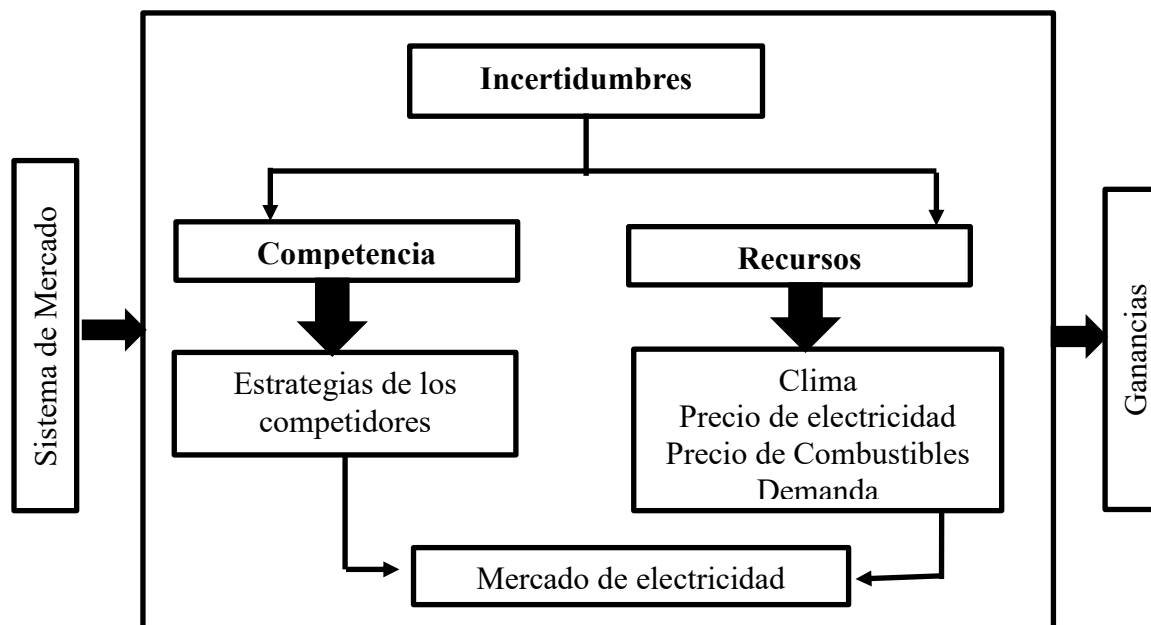
La Figura 2-4 resume los principales riesgos e incertidumbres relacionados con la producción de electricidad. La generación de electricidad incurre en costos fijos y variables. Los costos fijos están asociados a la inversión inicial más los costos de operación y mantenimiento fijos necesarios para mantener la planta de generación disponible, así produzca o no produzca. Los costos variables son los costos de operación y mantenimiento que cambian con el nivel de producción. La oferta de los mercados eléctricos depende de los costos de generación de las plantas y de las expectativas de ganancias de los agentes que les permitan recuperar los costos de inversión y obtener rentabilidad. El nivel de riesgo que está dispuesto asumir un inversionista, se verá reflejado en la rentabilidad esperada; es decir, a mayor riesgo, mayor será el retorno exigido a la inversión.

La producción y el consumo de electricidad deben coincidir en todo momento porque la demanda es perfectamente inelástica. Para que el sistema eléctrico opere al mínimo costo, la oferta de los generadores se organiza en estricto orden de mérito; es decir, en orden creciente de costo de generación. El costo marginal se considera una señal de estímulo a la eficiencia económica. Así mismo, esta variable es importante para la toma de decisiones de los agentes del sector, pues su análisis y proyección futura revela las oportunidades del negocio de generación.

Además del precio spot de electricidad como señal de mercado, el ente regulador o de planificación debe diseñar incentivos o mecanismos adecuados dentro del esquema de un mercado competitivo para que los inversionistas destinen recursos en nueva capacidad instalada de generación, garantizando así la existencia de suficiente y adecuada capacidad instalada que pueda satisfacer el suministro de energía eléctrica en el corto y largo plazo.

En esta tesis, el foco estará en los riesgos orientados a la competencia y la variabilidad del recurso, como se puede ver en la Figura 2-5.

Figura 2-5. Incertidumbres orientadas a la tesis



Fuente: Elaboración propia

2.2.1 Riesgo en la Competencia

En los mercados, la competencia es un elemento necesario porque garantiza el uso eficiente de los recursos y el bienestar social. Desde la teoría económica, la competencia perfecta es un modelo de mercado en el que participa un gran número de oferentes y demandantes que están dispuestos a vender y comprar bienes homogéneos, las empresas presentan información completa, no hay barrera de entrada, ni costos de transacción.

La reestructuración de los mercados de electricidad ha establecido la libre competencia en la generación de electricidad. En este caso, los oferentes y demandantes negocian en un mercado competitivo, con estructuras de bolsas, plataformas de negocios (pools) y contratación bilateral física o financiera, bajo esquemas de coordinación de la operación entre los distintos agentes. Ante esta situación, los inversionistas tanto públicos como privados tienen la responsabilidad de expandir la capacidad de generación eléctrica bajo condiciones de confiabilidad y eficiencia económica. Ming et al. (2016) plantea que la introducción de la competencia en el mercado hace que los generadores tengan que decidir no solo si invierten o no capacidad de generación, sino

también qué tipo de tecnología de generación elegir. Sin embargo, en este mercado se ha observado el ejercicio de conductas estratégicas en las que ciertas empresas aprovechan su posición dominante (oligopolios) para apropiarse de parte del beneficio de los consumidores, generando pérdidas irre recuperables de eficiencia en los mercados (Langary et al., 2014).

Ante esta situación se hace necesario la existencia de un regulador que controle la actividad de los generadores de electricidad con la finalidad de que se pueda evitar la especulación y el ejercicio de poder de mercado, manteniendo un mercado competitivo. Por tanto, los entes reguladores deben incentivar la participación de los diferentes generadores electricidad, de manera que operen de manera eficiente y confiable, tanto en el corto como en el largo plazo.

Además de la incertidumbre en la competencia, el inversionista debe pensar en la variabilidad de los recursos de generación. A continuación, se muestra una descripción de este tipo de incertidumbre.

2.2.2 Riesgo de la disponibilidad del recurso

El propósito principal del sistema de energía eléctrica es proporcionar un suministro confiable y económico de electricidad. Las empresas de generación son las encargadas de satisfacer la demanda de un país a través de la venta de electricidad; el objetivo de estos agentes económicos es maximizar su ganancia considerando su exposición al riesgo. Los beneficios de estas empresas dependen de la diferencia entre sus ventas y costos de producción (Menniti et al., 2007) donde estos últimos dependen de la tecnología de generación.

En consecuencia, el inversionista selecciona la alternativa de generación con mayor eficiencia, dependiendo de sus ventajas que tenga frente a sus rivales y flexibilidades, las capacidades de operación y tecnología, y del estado actual y proyectado del mercado eléctrico en el que está interesado en participar (Rodríguez & Anders, 2004). Así mismo, los inversionistas deben buscar que la canasta energética sea diversificada y que tenga la suficiente capacidad de estar bien adaptada a la demanda de electricidad.

La inversión puede ejecutarse siempre y cuando en el futuro se tengan rendimientos positivos; los inversionistas tienen la opción de invertir en un periodo de tiempo determinado y pueden utilizar un conjunto de tecnologías diferentes para generar electricidad teniendo en cuenta los tipos disponibles y sus incertidumbres asociadas (Pereira & Saravia, 2010; Taboada & Alfaro, 2013). En este caso se destacan las incertidumbres en costo y disponibilidad de generación.

Por ejemplo en la generación térmica el costo operativo al ser determinado por el costo de combustible a corto plazo (Chawda et al., 2017), puede conllevar una alta volatilidad en sus precios. Además, este tipo de generación produce gases de efecto invernadero, por lo que los generadores térmicos deben adquirir certificado de emisiones de carbono, cuyos precios también son variables.

En el caso de la generación Hidroeléctrica y Renovables no convencionales, el costo del combustible es cero, pero la variabilidad en los recursos naturales (caudal, viento, sol) son limitaciones importantes a la disponibilidad de generación. Por ejemplo, en temporadas secas, se

restringe la generación hidráulica aumentando los precios del sistema y los ingresos de los generadores. Por lo anterior, los inversionistas deben considerar el cambio en esta variable al momento de decidir si se realiza la inversión.

2.3 Análisis de inversiones bajo incertidumbre en mercados de electricidad.

La inversión se define como el acto de incurrir en un costo inmediato en la expectativa de recompensas futuras (Dixit & Pindyck, 1994, p. 3). La mayoría de los proyectos de inversión muestran los siguientes elementos: irreversibilidad, incertidumbre y posibilidad de posponer la inversión. En relación con la inversión en tecnologías de generación en el sector eléctrico, Yang et al. (2008) y Gugler et al. (2020) mencionan que tienen estas tres características. En primer lugar, la inversión es parcial o completamente irreversible. El costo de la inversión inicial puede ser considerado como un costo hundido: es decir, es imposible recuperar esta salida una vez que se ejecuta la inversión. En segundo lugar, los ingresos futuros de estas inversiones son estocásticos, debido a los riesgos e incertidumbres que pueden presentar; por ejemplo, demanda del producto, el precio de mercado, costo de inversión, entre otros. En tercer lugar, desde un punto de vista técnico, casi siempre es posible aplazar una inversión durante algún tiempo. Por tanto, la empresa puede adquirir más información sobre el proyecto de inversión, por ejemplo sobre las condiciones del mercado (Dixit & Pindyck, 1994). Esta posibilidad de retrasar una inversión otorga flexibilidad para el inversionista. Sin embargo, económicamente, este aplazamiento puede ser costoso en el sentido de que la empresa pierde participación de mercado si no realiza la inversión. En otras palabras, los inversionistas tienen la opción, pero no la obligación, de invertir en un proyecto en un momento determinado.

A través de los años, los investigadores han trabajado el tema inversión bajo incertidumbre y han estado proporcionando modelos para tratar este problema de inversión. En la tabla 2-1 se resumen algunos estudios que abordan la inversión bajo incertidumbre en mercados de electricidad. La mayoría de los estudios considera tecnologías específicas de generación siendo como Geotérmica, Gas, Eólica, Nuclear, Hidroeléctrica, Carbón, Biomasa, Biogas y Diesel. Los principales métodos, que se muestran en la tabla 2-1 son: las Opciones Reales, Programación Dinámica, Teoría de Juegos, Equilibrios Estocásticos, Estocásticos Dinámicos, Optimización y Regresión Multinomial. Las principales incertidumbres son: precio de electricidad, riesgo regulatorio, precio de los combustibles, demanda, costos. Competencia y recurso.

Gugler et al., (2020) menciona que la inversión en tecnologías de generación eléctrica bajo incertidumbre está caracterizada por ser irreversible, con costos hundidos y requiere un tiempo considerable para su construcción. Barría & Rudnick (2011) plantea que al aumentar la incertidumbre se incrementa el valor de las inversiones, dado que se considera la flexibilidad de las decisiones. Rohlf & Madlener (2013) dice que las inversiones en el mercado de energía presentan múltiples riesgos financieros y la complejidad aumenta cuando existe la posibilidad de que la inversión pueda posponerse.

Fuss et al. (2008) menciona que el cambio climático se considera uno de los principales riesgos sistemáticos para la sociedad global en el siglo XXI. Este riesgo se asocia con dos tipos de incertidumbre: la volatilidad de los precios impulsada por el mercado y la trayectoria de los precios

que imitan la incertidumbre sobre los cambios en la regulación. Cuando se analizan las inversiones en generación térmica bajo incertidumbre en precios de combustibles y carbono, Schröder (2014) encuentra que si los agentes posponen las decisiones de inversión, aumentan los niveles de inversión y diversifican sus opciones de tecnologías de generación.

Por otro lado, el enfoque de Opciones Reales es útil para calcular los impactos de la incertidumbre en la política climática del gobierno en la inversión en energía (Yang et al., 2008). Zambujal-Oliveira (2012) menciona que el análisis de opciones reales se ha vuelto relevante como técnica de valoración para proyectos de inversión en tecnologías de generación, caracterizados con riesgos privados y altos niveles de inversión. Además, es una herramienta adecuada para hallar el valor de la flexibilidad. El modelo Nash-Cournot puede abordar el problema de la selección de tecnología y la inversión en capacidad para la generación de electricidad en un entorno competitivo bajo incertidumbre (Filomena et al., 2014). Valinejad & Barforoushi (2015) plantea que el Modelo Estocástico Dinámico (MPEC) puede ser una herramienta útil para analizar el comportamiento de las inversiones para Expansión de Generación en un mercado de energía que incluya la inversión en generación desde una perspectiva de precio. En la literatura se pueden encontrar trabajos que hacen combinación de métodos Ming et al. (2016) propone un modelo de toma de decisiones de inversión en tecnología de generación incluyendo el concepto de inversión irreversible. Con respecto a la competencia Weight & Shittu (2015) muestra que los mandatos regulatorios atenúan el efecto de la competencia en las nuevas inversiones de recursos

Tabla 2-1. Aplicaciones hacia la inversión en incertidumbre en el mercado de electricidad

Autor	Clase	País	Recurso	Incertidumbre	Modelo	Propósito del estudio
Fuss et al. (2008)	Estrategia	Alemania	Carbón	Precio de Electricidad, Riesgo regulatorio	Opciones Reales	Investiga el impacto del régimen de política climática utilizando Opciones Reales.
Yang et al. (2008)	Estrategia	NA	Gas, Carbón, Nuclear	Regulación	Opciones Reales - Modelo programación Dinámico	Usa el enfoque de Opciones Reales para analizar los efectos de la política climática del gobierno, en la toma de decisiones de los inversionistas privados en el sector eléctrico.
Barría & Rudnick (2011)	Estrategia	Chile	Carbón, Gas, Petróleo y Diesel	Precio de Electricidad	Opciones Reales-Modelo estocástico de reversión a la media	Propone una metodología de evaluación de inversiones bajo incertidumbre (comportamiento del precio de la electricidad) en la generación de energía a través de las opciones reales.
Zambujal-Oliveira (2012)	Estrategia	NA	Gas	Precio de Electricidad, Precio del combustible	Opciones Reales	Evalúa la capacidad de un modelo para definir la inversión óptima, al considerar las incertidumbres en los costos e ingresos, asumiendo flexibilidad de decisión.
Rohlf & Madlener, (2013)	Estrategia	Alemania	Gas, Carbón, Viento	Precio de Electricidad	Opciones Reales	Usa las Opciones Reales para encontrar la decisión de inversión óptima de una firma eléctrica que tiene la opción de

						elegir entre una central eléctrica IGCC, gas combinado y planta de energía a vapor con CCS y un parque eólico.
Filomena et al. (2014)	Competencia	NA	NA	Demanda y costos	Modelo Nash-Cournot	Analiza el problema de la selección de tecnología y la inversión en tecnología de generación de electricidad, en un entorno competitivo bajo incertidumbre.
Schröder (2014)	Equilibrio	Alemania	Carbón, Gas, Nuclear, Hidroeléctrica	Precio del petróleo, combustible y carbón	Modelo Equilibrio Estocástico.	Cuantifica cómo el riesgo del precio del combustible y el carbón afecta los incentivos de inversión en las centrales térmicas.
Valinejad & Barforoushi (2015)	Estrategia del Productor	Iran	NA	Precio de Electricidad, Demanda	Modelo Estocástico Dinámico (MPEC)	Presenta un modelo bi-nivel para estudiar la expansión de la generación de un productor estratégico bajo incertidumbres en los mercados de electricidad.
Weight & Shittu (2015)	Estrategia	Estados Unidos	Viento, Geotérmica, Gas	Competencia y Regulación	Optimización Estocástica-Regresión de Tobit	Estudia la interacción entre la regulación y la competencia en inversiones en nuevos recursos de una firma focal.
Gugler et al. (2016)	Estrategia	Europa	Viento y Solar, Hidroeléctrica, Nuclear, Geotérmica, Biomasa, Biogas, carbón, Gas	Recurso	Modelo Q de Tobin - Regresión Logit Multinomial	Investiga la decisión de inversión basada en el modelo Q de Tobin teniendo en cuenta la incertidumbre específica de la industria y la tecnología de la empresa.
Ming et al. (2016)	Estrategia	Mongolia	<i>HO and CHP System</i>	Precio de Combustible	Opciones Reales - Modelo Estocástico Dinámico	Propone un modelo de toma de decisiones de inversión en tecnología de generación.
Gugler et al. (2020)	Estrategia	Europa	Viento y Solar, Hidroeléctrica, Nuclear, Geotérmica, Biomasa, Biogas, carbón, Gas	Precio de Electricidad	Modelo Q de Tobin - Regresión Logit Multinomial	Investiga los determinantes de decisiones de inversión con respecto a diferentes tecnologías de generación de electricidad.

Fuente: Elaboración propia

2.4 Conclusiones del capítulo

En la actualidad, las decisiones de inversión en proyectos de generación presentan grandes desafíos como el incremento de la demanda de electricidad, las emisiones de carbono, el aumento de las energías renovables no convencionales variables, la regulación y los riesgos e incertidumbres que enfrentan los inversionistas al estar en un mercado competitivo.

El crecimiento económico que ha experimentado en las últimas décadas la economía mundial, ha implicado un mayor consumo de energía. Esto a la vez ha implicado un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero provocando cambios en el clima y afectaciones en los ecosistemas. Varios países se han reunido para tratar este problema y el encuentro más exitoso fue el Acuerdo de París desarrollado en el año 2015. Estos se comprometieron a abordar el cambio climático y acelerar las acciones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbón. Por tal motivo se ha incrementado las inversiones en tecnologías de generación renovables no convencional, principalmente Eólica y Solar.

Uno de los objetivos del agente regulador es la seguridad de suministro en el sistema eléctrico. Sin embargo, el incremento de energía renovable no convencional variable (Eólica y Solar) se ha convertido en un gran desafío. Por tanto, se requiere un sistema flexible, diversificado y que los entes reguladores incentiven las inversiones en tecnologías de generación.

Los investigadores han propuesto varios modelos para analizar el comportamiento de las inversiones bajo riesgo e incertidumbre, entre ellos están las Opciones Reales. De acuerdo con los estudios anteriores, esta metodología se ha utilizado para valorar la flexibilidad, encontrar decisiones de inversión óptimas, análisis de las políticas climáticas, entre otros. Entre las variables de incertidumbre más usadas están los precios de electricidad y la regulación.

3. Teoría de las Opciones Reales

Introducción

Las inversiones en los proyectos de electricidad son valoradas con modelos tradicionales, que son incapaces de valorar la flexibilidad ante los cambios del mercado, debido a su carácter estático. En los últimos años, se han incorporado las Opciones Reales para superar esta limitación. Esta herramienta integra, según Dixit & Pindyck (1994), la flexibilidad, el riesgo y la incertidumbre en las decisiones estratégicas de los inversionistas. Sin embargo, la toma de decisiones de inversión es una tarea compleja que requiere comprender el funcionamiento del mercado y la interacción estratégica de los competidores que participan en él. Este último elemento no lo analizan las Opciones Reales. Por tal motivo, surge el Juego de Opciones, donde integra las Opciones Reales y la Teoría de Juegos para valorar adecuadamente la flexibilidad, riesgo e incertidumbre en la toma de decisiones estratégicas de inversión en un mercado competitivo.

A continuación se describen los Modelos Flujo de Caja Descontados (FCD) y sus limitaciones, las Opciones Reales y las aplicaciones en el sector de la electricidad. Por último el método Juego de Opciones.

3.1 Herramientas para modelar la Expansión de Generación

Los proyectos de electricidad tienen características especiales que los diferencian de otras propuestas. Las inversiones son parciales o completamente irreversibles debido a que el capital invertido no puede ser usado en otro sector diferente. Las inversiones deben ser valoradas, según Santos et al. (2014), bajo altos niveles de riesgo e incertidumbre, por lo que estas deben ser flexibles, en el sentido en que los inversionistas puedan posponer sus decisiones de inversión para obtener una mejor información.

Las metodologías presentes en la literatura para modelar las inversiones en generación de electricidad se pueden clasificar en: 1. Herramientas orientadas a estudiar el comportamiento estratégico de los generadores, debido a que sus decisiones influyen en las acciones de los demás participantes del mercado (firmas en conjunto). 2. Modelos que se enfocan en analizar las inversiones de una empresa en particular. En la Figura 3-1 y la tabla 3-1 se presentan algunos métodos teniendo en cuenta esta clasificación.

Figura 3-1. Tipos de Modelos

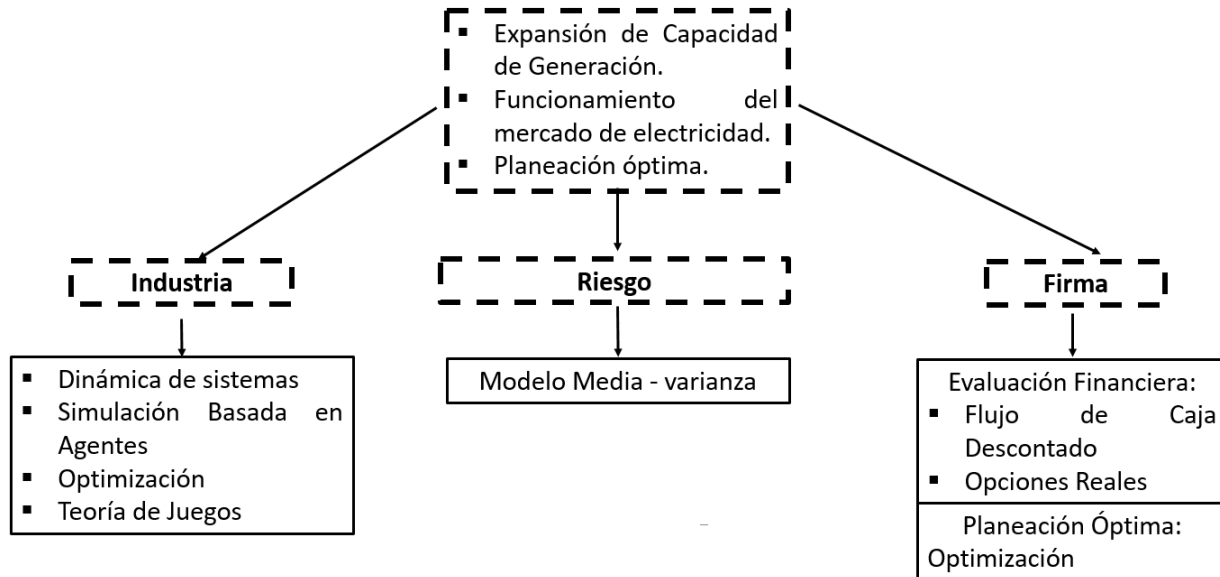


Tabla 3-1. Método de Valoración para Proyectos de Inversión en Electricidad

Método	Definición	Fórmula	Criterio de decisión
Valor Presente Neto (VPN)	Es un método que compara el valor presente de los ingresos y egresos en un mismo periodo de tiempo.	$VPN = -I + \frac{FN_1}{(1+i)^1} + \frac{FN_2}{(1+i)^2} + \frac{FN_3}{(1+i)^3} \dots + \frac{FN_n}{(1+i)^n}$ $VPN = VPI - VPE$ <p>Dónde:</p> <p>VPN: Valor Presente Neto I: Inversión Inicial FN_i: Flujo de Caja Neto i: Tasa de Interés de Descuento</p>	<p>VPN>0, el proyecto se acepta. VPN=0, el proyecto es indiferente para el inversionista. VPN<0, el proyecto se rechaza. (Mokate, 2004)</p>
Tasa Interna de Retorno (TIR)	Calcula la rentabilidad del proyecto de inversión.	$VPN = 0 = -I + \frac{FN_1}{(1+i)^1} + \frac{FN_2}{(1+i)^2} + \frac{FN_3}{(1+i)^3} \dots + \frac{FN_n}{(1+i)^n}$ $I = \frac{FN_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FN_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FN_3}{(1+TIR)^3} \dots + \frac{FN_n}{(1+TIR)^n}$ <p>Dónde:</p>	<p>La TIR > la tasa de descuento, el proyecto se acepta. La TIR = la tasa de descuento, el proyecto es indiferente para el inversionista. La TIR < la tasa de descuento, el proyecto se rechaza. (Mokate, 2004)</p>

		<p>VPN: Valor Presente Neto P: Inversión Inicial FN_t: Flujo de Caja Neto i: Tasa de Interés de Descuento TIR: Tasa Interna de Retorno</p>	
Payback	El tiempo requerido para recuperar la inversión inicial de una inversión.	$PayBack = \frac{I_o}{F_t}$ <p>Dónde:</p> <p>I_o: Inversión Inicial F_t: Flujos Futuros</p>	El periodo de recuperación es menor que al máximo el periodo de recuperación, aceptar el proyecto. De lo contrario rechazar el proyecto. (Mokate, 2004)
Beneficio (B) /Costo (C)	Compara los beneficios y los costos y gastos en valor presente para determinar la viabilidad de un proyecto de inversión.	$\frac{B}{C} = \frac{\text{Valor Presente de los Ingresos}}{\text{Valor Presente de los Egresos}}$	B/C > 1 el proyecto se acepta. B/C= 1 el proyecto es indiferente para el inversionista. B/C < 1 el proyecto se rechaza. (Mokate, 2004)
Costo Nivelado (LCEO)	Es el costo total actual de construir y operar una tecnología de generación de electricidad a lo largo de toda su vida útil. Este compara directamente los costos de diferentes fuentes de energía.	$LCOE = \frac{\text{Costo Fijo Anual} + \text{Costo Variable Anual}}{\text{Generación de energía actual}} \left\{ \frac{USD}{MWh} \right.$	Costo Nivelado más bajo.
Opciones Reales (OR)	Es un método utilizado para valorar la flexibilidad de las decisiones de inversión.	$VPNE = VPN(\text{sin flexibilidad}) + \text{Opción Real}$ <p>Dónde:</p> <p>VPNE: Valor Presente Neto Expandido VPN: Valor Presente Neto</p>	VPNE >0

Fuente: Elaboración Propia

En los siguientes puntos se va a profundizar en el Flujo de Caja Descontado, las Opciones Reales y el Juego de Opciones.

3.1.1 Modelos de Flujo de Caja Descontado (FCD)

El objetivo de una inversión es aumentar el capital del inversionista. Por tanto, es necesario la evaluación de los proyectos para la toma de decisiones. Esta evaluación se basa en la proyección de los flujos de caja del proyecto en los que se calculan índices de rentabilidad, como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Beneficio/Costo, el Payback, entre otros. Los resultados de estos indicadores son utilizados por el inversionista para decidir si

el proyecto es viable, desde un punto de vista financiero y económico. Las decisiones son tomadas bajo certeza, es decir, con probabilidad igual a uno (1), dejando a un lado, un sinnúmero de riesgos e incertidumbres en que están inmersos los proyectos de inversión en tecnologías de generación de electricidad.

- **El Valor Presente Neto (VPN)**

El VPN es un método tradicional que es utilizado ampliamente para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto de inversión. Este indicador se define como la diferencia entre los Flujos de Caja Futuros traídos a valor presente utilizando una tasa de descuento (Weighted Average Cost of Capital, WACC) y el costo de inversión inicial. Este método es estático en el sentido de que los flujos de caja que se generan a través de las actividades económicas de las empresas son fijos y conocidos, el riesgo no sistemático no es variable y está representado por la tasa de descuento (Mascareñas, 2018). El inversionista usa este indicador para tomar la decisión de si es viable invertir o no en el proyecto. Los Criterios para aceptar o rechazar un proyecto usando VPN, son: si el $VPN > 0$, el proyecto se debe aceptar, $VPN = 0$, el proyecto es indiferente al inversionista entre aceptar o rechazar el proyecto y si el $VPN < 0$, el proyecto se debe rechazar (Mokate, 2004).

Como indicador de rentabilidad, el VPN tiene elementos tanto positivos como negativos. Dentro de los positivos está que el VPN es una herramienta fácil de aplicar y es usada para tomar decisiones sobre la rentabilidad de un proyecto. El VPN incorpora el valor del dinero en el tiempo, incluye el costo de oportunidad que tiene el inversionista. No obstante, esta herramienta plantea escenarios rígidos, pues no considera las opciones que pueden incluirse en el proyecto. Es decir, acciones alternativas en respuesta a condiciones cambiantes o a la llegada de nueva información a lo largo del horizonte de inversión (Milanesi, 2014; Smit et al., 2004). Este método tampoco valora la flexibilidad de dichas opciones y no considera las inversiones adicionales que la empresa y/o sus competidores puedan realizar (Huisman, 2001). La flexibilidad se puede definir, según Méndez et al. (2015a), como la capacidad de la firma para ajustarse a los cambios en el entorno. Trigeorgis, (1996) considera que las técnicas tradicionales de valoración pueden subvalorar los proyectos de inversión debido a la presencia de interacciones estratégicas y a las opciones operativas gerenciales. Así mismo, Trigeorgis & Baldi (2012) menciona que el Flujo de Caja Descontado produce resultados sesgados porque no incluye las diferentes etapas de un proyecto.

En resumen, el VPN no tiene en cuenta la incertidumbre, las interacciones competitivas y la flexibilidad de gerencia para adaptar sus acciones futuras. Este indicador frecuentemente subestima las oportunidades de inversión, conduciendo a decisiones inadecuadas, y pérdidas de posiciones competitivas porque ignoraron la flexibilidad en la gestión.

3.1.2 Opciones Reales

Las Opciones Reales se originan a partir de los modelos de valoración de opciones financieras aplicados a los activos reales, que presentan un componente de flexibilidad. Driouchi & Bennett (2012) menciona que esta metodología es utilizada para valorar proyectos de inversión, y es útil para la toma de decisiones en entornos dinámicos en los que hay incertidumbre. Además, esta herramienta permite simplificar las estructuras complejas de los proyectos de inversión (Smit &

Trigeorgis, 2004). Esta técnica considera las oportunidades de inversión como opciones, es decir, la firma tiene el derecho, pero no la obligación de realizar la inversión (Huisman, 2001). Copeland & Antikarov (2001) define las Opciones Reales como el derecho y no la obligación de modificar un proyecto de inversión, como respuesta a los cambios que se puedan dar en el mercado.

Trigeorgis (1996) sugiere que para una valoración correcta se requiere de un Valor Presente Neto Expandido (VPNE) que corresponde el VPN (sin flexibilidad) y el valor de la opción. La estimación del VPNE se realiza de acuerdo con la siguiente ecuación:

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

La tabla 3-2 compara las opciones financieras y las opciones reales identificando las variables de entrada del modelo. Aunque exista semejanza entre ellas la analogía no es exacta, debido a que las opciones reales se pueden aplicar a activos reales y como lo menciona Trigeorgis (1993) tienen una mayor complejidad analítica, mientras que una opción financiera se compone de acciones, bonos, etc.

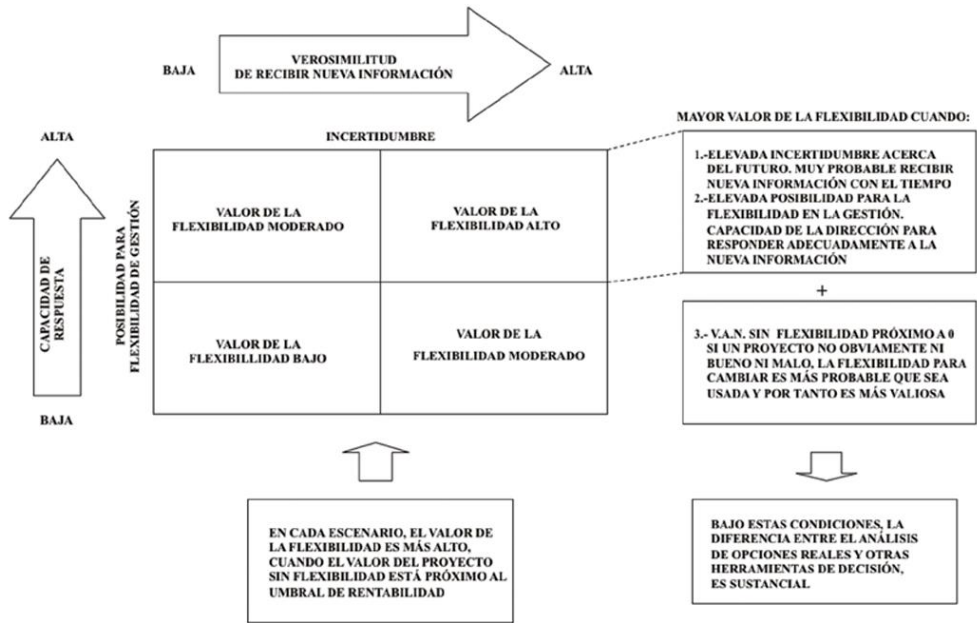
Tabla 3-2 Similitudes entre las Opciones Financieras y Reales

Variables	Opción financiera	Opción Real
S_0	Precio actual del subyacente (acciones)	Valor presente del flujo de caja del proyecto
K	Precio de ejercicio	Inversión asociada del proyecto
T	Tiempo de expiración de la opción	Tiempo de vigencia de la opción
r_f	Tasa de interés libre de riesgo	Tasa de interés libre de riesgo
σ	Volatilidad	Volatilidad del flujo de caja
Y	Dividendos	Flujo de caja a los cuales se tiene acceso (renuncia) si se ejerce (no se ejerce) la opción.

Fuente: (Trigeorgis, 1993)

Por otro lado, la Figura 3-3 muestra las situaciones en que se debe considerar el uso de las Opciones Reales. Por ejemplo, cuando las empresas enfrentan una alta incertidumbre, pero se dispone de flexibilidad administrativa, las Opciones Reales son un método adecuado.

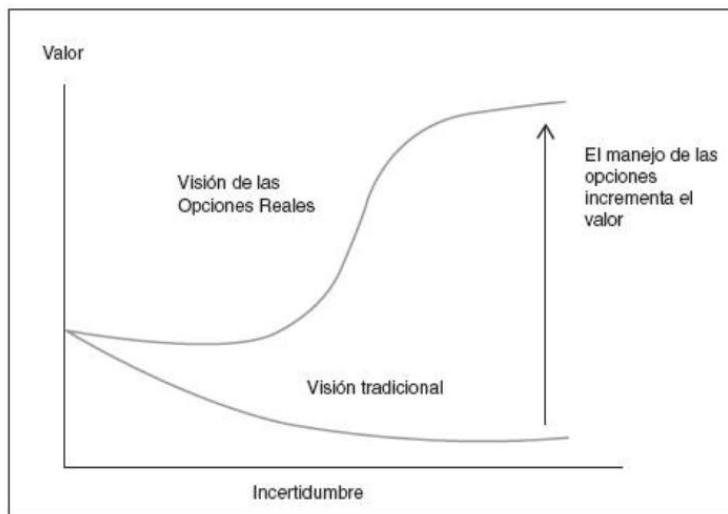
Figura 3-2 Valor de la Flexibilidad



Fuente: (Copeland & Antikarov, 2001)

Por otro lado, Amram & Kulatilaka (1999) plantea que a mayor riesgo e incertidumbre puede aumentar el valor del activo. Esto se da cuando los inversionistas pueden identificar y utilizar las opciones adecuadas para el proyecto. De esta forma, se responde con flexibilidad a los acontecimientos presentados. En la Figura 3-4 se muestra como la incertidumbre puede aumentar el valor.

Figura 3-3 Efecto de la Incertidumbre sobre el valor



Fuente: (Amram & Kulatilaka, 1999)

Para la valoración de las opciones reales, existen varios modelos, entre los cuales están:

- **Modelo Binomial:** Es un modelo de tiempo discreto que considera la evolución del precio (activo subyacente) bajo riesgo e incertidumbre, con el supuesto de que este sigue un proceso binomial multiplicativo; solo puede tomar dos valores posibles: uno al alza y otro a la baja, con probabilidades asociadas p y $1-p$ (Copeland & Antikarov, 2001).
- **Ecuaciones Diferenciales:** son modelos de tipo continuo donde las variables, como el precio del activo subyacente, se formulan mediante ecuaciones diferenciales parciales, usando supuestos que pueden ser limitaciones al modelo.
- **Modelo Black–Scholes:** Publicado en 1973, plantean el primer modelo que valora las opciones financieras, sin tener en cuenta la tasa de interés para descontar los flujos de caja.
- **Modelo de Simulación de Montecarlo:** es una técnica de integración numérica de tiempo continuo que permite simular distintas variables de incertidumbre que afectan al proyecto de inversión.

Los métodos más usados para valorar las Opciones Reales son los modelos Black-Scholes y Binomial. Para esta tesis se va a aplicar el modelo Binomial por ser intuitivo al poder ser visualizado en un diagrama (árbol) y se puede ser generalizado para opciones tanto europeas como americanas. A continuación se va a explicar este método, para una mayor profundización de esta metodología remitirse al trabajo de Copeland & Antikarov (2001).

En el modelo Binomial el valor del activo puede cambiar con un movimiento de subida (u) o bajada (d), donde:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad y \quad d = \frac{1}{u} \quad (2)$$

Donde σ es la volatilidad y Δt es la variación del tiempo. Esta es usada para ajustar la volatilidad al periodo que se está trabajando.

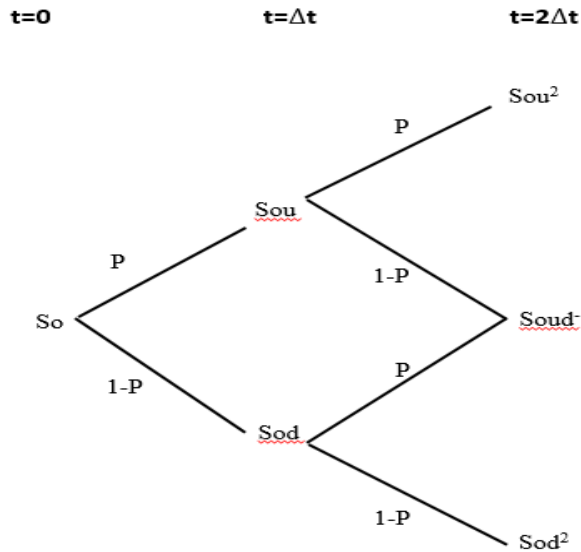
Para determinar la probabilidad neutral al riesgo de que exista una subida (u) o una caída (d) del valor del activo es:

$$p = \frac{(e^{rt}-d)}{u-d} \quad y \quad q = 1 - p \quad (3)$$

Los datos que se requieren para la valoración son:

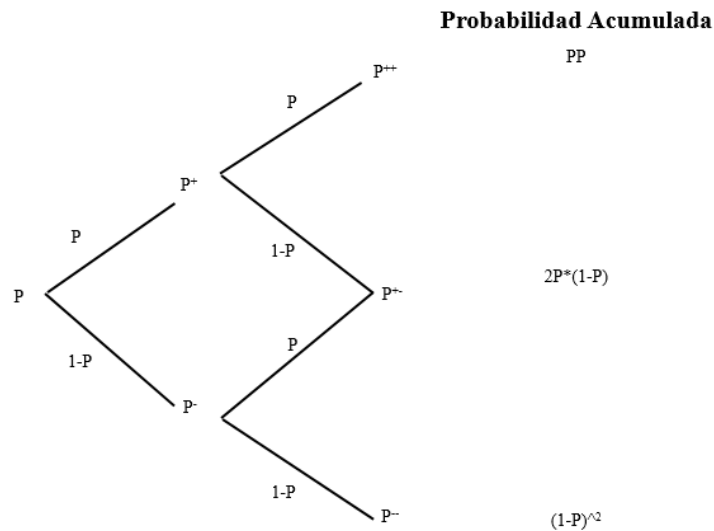
- El Valor Presente de los flujos de caja (S_0).
- La volatilidad del proyecto o de la inversión (σ).
- El interés libre de riesgo (r_f).
- La inversión inicial del proyecto (I_0).

El precio del activo subyacente para n periodos, evolucionará de acuerdo con la Figura 3-4.

Figura 3-4. Evolución del Activo subyacente

Fuente: (Mascareñas, 2018)

La Figura 3-5 muestra la evolución de las probabilidades acumuladas en cada nodo a través del tiempo que durará la inversión.

Figura 3-5. Cambio de las probabilidades

Fuente: (Lopez et al., 2017)

Por otro lado, en las Opciones Reales se pueden identificar los siguientes enfoques:

- **Valoración de la flexibilidad en la operación:** Una de las aplicaciones de las Opciones Reales en el sector eléctrico es utilizarlas para aprovechar la flexibilidad de las centrales de punta.

Estas tecnologías tienen la finalidad de cubrir la demanda de electricidad cuando existen picos de consumo. En este caso el *Spark Spread* se toma como una variable subyacente y se determina el valor de la tecnología de generación entre operar la planta y la decisión de ejercer una serie de opciones (Barría-Quezada, 2008).

- **Planificación y efectos Regulatorios:** Este enfoque se centra en la organización de las inversiones en el mercado eléctrico y los efectos regulatorios de los proyectos de inversión.
- **Valoración de Tecnologías de Generación:** En este punto se usan las Opciones Reales para valorar las inversiones en tecnologías de generación.

3.1.3 Flexibilidad en el sector eléctrico

El interés por el uso de las Opciones Reales se da por la flexibilidad en la toma de decisiones y esta se presenta en:

Flexibilidad sobre el proyecto: El inversionista tiene la posibilidad de enfrentarse a un abanico de opciones inmersas en las decisiones de inversión. Entre ellas están Opción de Inversión, Opción de esperar, Opción de expansión, Opción de abandonar, Opción de suspensión, Opción de aprendizaje, Opción de reducir un proyecto en contratación, Opción de cambio y la Opción Compuesta (ver tabla 3-3).

Tabla 3-3 Tipo de Opciones Reales

Tipo de Opciones Reales	Definición	Tipo de Opción Financiera
Opción de Inversión	Consiste en emprender un nuevo proyecto de inversión, antes o durante una fecha determinada, en condiciones ciertas o aleatorias.	
Opción de Diferir	Postpone una inversión durante un periodo de tiempo. El inversionista tiene la posibilidad de obtener más información sobre el mercado, precios, competencia, entre otros.	Opción de Compra Americana
Opción de expansión	El mercado muestra un comportamiento mejor al esperado, se propicia una mayor inversión por parte de las empresas, con el fin de incrementar la producción.	
Opción de abandonar	En el caso de que el mercado no evolucione adecuadamente, el inversionista tiene la opción de abandonar el proyecto.	Opción de Venta Americana
Opción de suspensión	Suspende el proyecto de manera temporal, con el fin de evitar flujos de caja negativos.	
Opción de aprendizaje	Este tipo de opción se refiere a determinar las opciones de la firma para obtener información.	Opción de Compra Americana
Opción de reducir un proyecto	El inversionista tiene la posibilidad de renunciar a una parte del proyecto para disminuir los costos y gastos, ya sea en su totalidad o parte de ellos.	Opción de Venta Americana
Opción de cambio	Una empresa que puede producir con diferentes tipos de insumo, suponiendo que el tiempo y los costos al modificar los insumos no inciden negativamente en el proyecto de inversión.	Opción de Compra Americana
Opción Compuesta	Esta opción valora el proyecto en fases donde existen las alternativas de abandonar o aplazar el inicio de la siguiente etapa del proyecto. El activo subyacente es otra opción	Opción compuesta

De acuerdo con la tabla, en el sector eléctrico la opción de abandonar se podría tomar por un incremento en los costos, disminución del precio de electricidad, ingreso de tecnologías más eficientes, entre otros. En cuanto a la opción de expansión, podría representar la instalación de unidades adicionales o reacondicionamiento de tecnologías de generación ya existentes ante condiciones favorables del mercado.

En cuanto a la opción de esperar, se toma con el fin de tratar de reducir los riesgos o esperar mejores condiciones del entorno. La opción de esperar es adecuada para entornos con alto riesgo e incertidumbre. Sin embargo, si es un mercado competitivo, retrasar la inversión puede dar lugar a pérdida competitiva, inclusive se puede ver afectado el valor del proyecto. En el mercado de electricidad las variables como el precio de la electricidad, los combustibles, la regulación, la demanda, entre otros son claves para las decisiones de inversión y cuanto más información se tenga, los inversionistas pueden tomar decisiones más acertadas.

3.1.4 Limitaciones del método de valoración por opciones reales

Entre las limitaciones de las Opciones Reales se pueden mencionar (Schwartz, 2013):

1. Altos costos a la hora en poner en práctica esta metodología. La valoración conlleva a costos de investigación y desarrollo, además de esto se deben incluir elementos los gastos en software y hardware.
2. La falta de estructura. Esta herramienta no sigue un método definido, más bien parte del supuesto de que los arboles de decisión ya existen y las probabilidades de cada evento se pueden estimar.
3. La metodología es adecuada en entornos de alto riesgo e incertidumbre.
4. Valoración de proyectos sin tener en cuenta la interacción estratégica.

3.2 Aplicaciones de las opciones Reales en el sector de la electricidad

Las Opciones Reales han sido ampliamente usadas en diferentes sectores económicos incluyendo el mercado eléctrico. En este último, el uso de esta metodología se ha dado, especialmente, en proyectos de generación de electricidad como se muestra a continuación.

Venetsanos et al. (2002) usa las Opciones Reales para valorar, por etapas, un proyecto de energía eólica en un mercado competitivo (Grecia), bajo condiciones de incertidumbre (precios de los combustibles, regulaciones ambientales, oferta, demanda, costo inicial de capital y estructura de mercado). Por otro lado, Davis & Owens (2003) valora proyectos renovables con la variable de riesgo: los precios de los combustibles fósiles (Estados Unidos). Fuss et al. (2008) usa las Opciones Reales para analizar la toma de decisiones, bajo diferentes tipos de incertidumbres en el sector de la electricidad: las fluctuaciones del mercado, el precio del carbón y la política de gobierno. Los estudios anteriores llegan a la misma conclusión, que las Opciones Reales son una técnica adecuada, porque permite valorar la flexibilidad de los proyectos de energía renovable.

Por otro lado, varios estudios se han enfocado en analizar el precio de electricidad, como variable de riesgo, en conjunto con otras variables de mercado. Gollier et al. (2005) compara de dos proyectos considerando como incierto el precio de la electricidad. El primero es una secuencia flexible de pequeñas centrales nucleares, mientras que el segundo es una central nuclear de gran capacidad. Los resultados indican que para el inversionista es importante decidir en qué momento, si es viable o no continuar con el proyecto. El VPN no es suficiente para resolver esta situación.

Las opciones compuestas se han utilizado para modelar y valorar la flexibilidad en el cambio de la tarifa de electricidad en generadores eólicos (Yu et al., 2006). Las variables de incertidumbre son los precios de electricidad y la variabilidad del recurso del viento. Méndez et al. (2009) muestra la valoración de un proyecto de inversión en un parque eólico mediante el uso de árboles binomiales. Los resultados de esta investigación indican la conveniencia de evaluar y realizar proyectos utilizando esta metodología con el fin de reducir el riesgo asociado. Las variables de incertidumbre que tuvieron en cuenta en su propuesta fueron el costo (tipo de cambio y tasa de interés) y el precio de electricidad.

Muñoz et al. (2009b) estudia inversiones en generación eólica considerando diferentes opciones: diferir o abandonar el proyecto dependiendo del resultado del VPN esperado. Las variables consideradas como fuentes de incertidumbre están el régimen de vientos y los precios de la electricidad. Reuter et al. (2012) propuso un marco analítico para examinar la decisión de inversiones en producción de electricidad, selección de tecnología, y optimización de la operación, teniendo en cuenta la incertidumbre de los precios de la electricidad del mercado y las políticas en Alemania. Además, este documento analiza las tecnologías basadas en renovables en un contexto político específico y proporciona un conocimiento adicional, mediante el uso de las Opciones Reales, de las características específicas de las energías renovables y sus incertidumbres, teniendo en cuenta los efectos de las decisiones de inversión.

Monjas-Barroso & Balibrea-Iniesta (2013) evalúa un proyecto de inversión en energía renovable, basada en energía eólica para tres países de la Unión Europea: Dinamarca, Finlandia y Portugal. Las incertidumbres modeladas son: el costo de producción, de la inversión y el precio de los consumidores. Este estudio utilizó los modelos: la opción real con los métodos binomiales y simulación Monte Carlo. Así mismo al comparar las dos metodologías, se observa que sus resultados son similares. Además de esto, evaluaron la política de incentivos para cada país analizado.

Isaza & Botero (2016) propone un modelo que valora la energía proporcionada por el generador eólico en un sistema predominantemente hidroeléctrico. Los resultados muestran que la energía eólica bajo el Efecto de Orden de Mérito, aumenta la energía firme del sistema, y disminuye el precio de mercado de la electricidad.

Con relación al análisis de contaminación ambiental, Kiriya & Suzuki (2004) analiza el valor de una inversión en activos de generación eléctrica nuclear. Este trabajo se centra en la incertidumbre de los créditos de emisión de CO₂ [yen / t-CO₂] en Japón. Los resultados muestran que las tecnologías de generación nuclear podrían mitigar las emisiones de carbono. Así mismo, demuestran que el modelo de opciones reales es una herramienta eficaz como apoyo a la toma de decisiones, para hacer frente a problemas en la política ambiental energética.

Lee (2011) valora la inversión de un proyecto eólico en Taiwán considerando la incertidumbre del viento, y del precio de la electricidad. Los resultados muestran que al realizar la valoración con las opciones reales se encuentran beneficios a la hora de invertir en generación eólica y reducir los costos asociados con tecnologías de generación térmicas. Además, (Lee, 2011) menciona, que las opciones reales son un buen medio para cuantificar la influencia de la incertidumbre en la planificación de las inversiones.

Con respecto a los mecanismos de apoyo, Boomsma et al. (2012) analiza diferentes mecanismos de apoyo teniendo en cuenta el tiempo de inversión y selección de capacidad para inversiones en energía renovable. El objetivo principal del documento es examinar el comportamiento de las inversiones en los esquemas de apoyo más utilizados: *feed-in tariffs* y comercio de certificados de energía renovable. Esta investigación tuvo en cuenta el marco regulatorio, como caso de estudio, Noruega. Con las tarifas *feed-in* se fomenta la inversión y si la inversión ha sido realizada, los certificados de energía renovable crean incentivos para proyectos de mayor envergadura.

Zhang et al. (2014) propone un modelo en el que integra una opción americana y el método de curva de aprendizaje para evaluar las políticas de energía renovable desde las perspectivas del gobierno y los inversionistas. Los resultados muestran que el análisis de opciones reales es más eficaz que el análisis del VPN por el manejo de la incertidumbre. Con la inclusión de los subsidios el gobierno pierde, pero los inversionistas se podrían beneficiar, llegando a la conclusión que es difícil lograr el equilibrio de intereses de estos dos agentes durante un periodo de tiempo.

Botterud et al. (2005) plantea un modelo para la optimización de inversiones en nueva generación de electricidad en condiciones de incertidumbre. Esta investigación sugiere, mediante un estudio de caso, un modelo para calcular las estrategias óptimas de inversión en un entorno de planificación centralizado (maximización del beneficio social) y descentralizado (maximización de los beneficios de las empresas), para esto utilizan la programación dinámica junto con las Opciones Reales. La variable de incertidumbre es la demanda.

3.4. Opciones Reales y la interacción estratégica

Las Opciones Reales como no consideran el comportamiento estratégico de los agentes es necesario, según Ferreira et al. (2009), combinarlas con metodologías que incorporen el efecto de las decisiones e interacciones entre los competidores, como la Teoría de Juegos. Este híbrido entre las Opciones Reales y la Teoría de Juegos es lo que se llama “*Juegos de Opción*”.

Las empresas toman decisiones de inversión por razones estratégicas, por tal motivo, deben entender el comportamiento de sus competidores. El conocimiento de las reacciones esperadas del competidor, puede mejorar la capacidad de la empresa para plantear una adecuada estrategia competitiva. La respuesta anticipada a los rivales, es un elemento esencial en el diseño de una estrategia competitiva (Smit & Trigeorgis, 2004). Para esto, es necesario utilizar herramientas adecuadas que puedan analizar esta situación, una de ellas es la Teoría de Juegos.

La teoría de juegos trata de describir complejas situaciones estratégicas en un contexto simplificado. Propuesta inicialmente por John Von Neumann y Oscar Morgenstern en su publicación “*The Theory of Games and Economic Behavior, 1944*”. Esta metodología permite hacer un análisis de interacciones competitivas en la economía y la estrategia de negocio, aunque su alcance e influencia se extendió a diversos campos como la ciencia política, biología, psicología, ingenierías, entre otras (Smit & Trigeorgis, 2004).

Un juego se puede definir como cualquier situación en la que los individuos deben tomar decisiones estratégicas y en la que el resultado final depende de lo que cada uno decida hacer. Todo juego, está compuesto por (Waldman & Jensen, 2013):

- **Jugadores:** son los agentes que toman decisiones. Los jugadores se caracterizan por poder elegir entre un conjunto de medidas posibles que pueden tomar.
- **Acciones:** opciones que tiene cada agente para alcanzar la meta buscada. Se debe tener en cuenta los posibles estados de la naturaleza y las acciones de los otros jugadores.
- **Información:** conocimiento de las distintas variables que se presentan en el juego.
- **Estrategias:** es una regla o plan de acción que puede tomar cada jugador, en cualquier momento del juego, dada la información disponible.
- **Ganancias:** ingreso que obtienen los jugadores, cuando termina el juego.

La teoría de juegos se agrupa en dos enfoques diferentes:

- **Teoría de juegos no cooperativos:** no se permite la cooperación, los agentes toman sus decisiones de manera independiente, sin tener ningún compromiso con los otros jugadores.
- **Teoría de juegos cooperativos:** los agentes pueden llegar a un acuerdo sobre qué decisiones van a tomar cada uno, intercambian información y pueden llegar a acuerdos vinculantes.

Los supuestos de esta teoría son (Varian, 2010):

- Las empresas son racionales, es decir, buscan la maximización de los beneficios.
- Los directivos de las empresas utilizan todos los conocimientos que poseen, para formar sus expectativas de cómo sus competidores se comportarán en el mercado, o sea aplican la racionalidad al proceso de razonamiento estratégico.

En la teoría económica de los mercados, el “equilibrio” es un concepto que indica que los consumidores están satisfechos con lo que se ofrece en el mercado, dado el precio y la cantidad de equilibrio, ningún agente tiene incentivos para cambiar su comportamiento. La teoría de juegos construye una noción de equilibrio y existen varios caminos para formalizarlo. Inicialmente, fue propuesto por Cournot en el siglo XIX, en el que plantea un modelo de competencia perfecta de varias empresas, que compiten por un mismo bien. Cada compañía intenta determinar la cantidad

óptima que deben producir, con la finalidad de obtener un alto beneficio (Pindyck & Rubinfeld, 2013).

A principios de la década de los cincuenta (50), John Nash utiliza las matemáticas para probar la existencia de equilibrio de una manera muy general, es en este momento donde se desarrolla el equilibrio de Nash. Este equilibrio se alcanza cuando ninguno de los jugadores o agentes de un juego, han tomado una decisión y no pueden cambiarla sin empeorar su bienestar. Este es un concepto usado con regularidad, en situaciones de competencias entre empresas (Varian, 2010). Por otro lado, los agentes deben tener claro cuál es la estructura del juego, para determinar las estrategias de los jugadores y la solución de este. (Dixit & Nalebuff, 1991) proponen los siguientes puntos que deben ser tenidos en cuenta para resolver un juego:

- Encontrar las estrategias dominantes: inicialmente se debe identificar si un jugador tiene estrategias o un conjunto de acciones que superan la de todos los otros, independientemente de lo que el otro jugador hace. Si los agentes presentan estrategias dominantes, la solución del juego es menos complejo, hasta el punto en que se puede predecir el resultado del juego, porque es posible averiguar la estrategia óptima de cada jugador sin preocuparse por lo que hacen los demás (Pindyck & Rubinfeld, 2013).
- Eliminar la estrategia dominada: eliminar aquellas estrategias que sean inferiores, es decir, estén dominadas por otras, hasta que se halle una solución única, si no se llega a esta solución, al menos se ha simplificado el juego.
- Encontrar el equilibrio de Nash en estrategias puras: no todos los juegos pueden ser resueltos a través de la eliminación de las estrategias dominadas, por tal razón, se deben buscar aquellas estrategias de cada jugador que sean la mejor respuesta ante las estrategias seguidas por los otros agentes, en otras palabras, encontrar el equilibrio de Nash.
- Encontrar el equilibrio de Nash en estrategias mixtas: este tipo de estrategias incluye el azar. Un agente utiliza este tipo de estrategia cuando no quiere ser completamente predecible, lo que hace es asignar probabilidades a sus acciones.
- Inducción hacia atrás para resolver los juegos secuenciales: lo que se hace es analizar el juego desde el final hacia el principio, permitiendo identificar el equilibrio de Nash en estrategias puras.
- Encontrar un equilibrio perfecto en subjuegos: es usado para juegos dinámicos, el cual consiste en que un jugador se mueve antes que su competidor, y estos observan su decisión antes de jugar.

La teoría de juegos puede ser útil en el análisis de las decisiones estratégicas de inversión por varias razones (Smit & Trigeorgis, 2004). En primer lugar, puede ayudar a reducir un problema complejo de estrategia en una estructura analítica sencilla, que consta en diferentes dimensiones, identificación de los jugadores, el conjunto de acciones e información disponible, estrategias, y la estructura de pago para el posible resultado. Por otro lado, es una herramienta útil para la valoración de las decisiones estratégicas, ya que abarca un concepto de solución que puede ayudar

en la comprensión o a predecir, cómo se comportarán los competidores. Así mismo, proporciona estrategia de equilibrio y los valores de las decisiones estratégicas.

Smit & Trigeorgis (2004b) añade a este conjunto de reglas, el uso de las opciones reales en la metodología inducción hacia atrás para juegos secuenciales en condiciones de incertidumbre. En este caso la utilidad esperada, un concepto muy utilizado en la teoría de juegos, es reemplazado por el valor de la opción. Este nuevo enfoque permite valorar las estrategias completas en un contexto competitivo, de manera que sea consistente con la economía moderna y la teoría de las finanzas.

3.3.1 Juegos de Opciones

El Juego de Opciones incorpora el valor de la flexibilidad en la inversión y permite modelar el comportamiento estratégico de los agentes. Esta herramienta constituye un campo de investigación relativamente nuevo. La mayoría de los modelos presentados en la literatura no tienen en cuenta los aspectos competitivos (Murto & Keppo, 2002). Esto suele ser una limitación importante si el propósito del modelo es comprender mejor el funcionamiento del mercado y ayudar a los inversionistas a tomar mejores decisiones de inversión. Entre los trabajos que iniciaron en considerar las interacciones estratégicas entre empresas está Smets (1993).

Los conceptos de Juegos de Opciones se utilizan en varios temas. Grenadier (1996) propone un Juego de Opciones hacia el sector inmobiliario. El juego consta de dos jugadores con las estrategias de invertir o diferir la construcción de un edificio. Este sugiere una opción de compra con un precio de ejercicio igual al costo de construcción, y el valor subyacente, la construcción del edificio. El juego es secuencial donde existe un líder y seguidor. Grenadier (1996) considera que el Juego de Opciones es una metodología útil para explicar las decisiones de inversión del mundo real. El modelo demuestra que las opciones pueden ejercerse de forma secuencial o simultánea, según las condiciones subyacentes del mercado.

Chevalier-Roignant et al. (2011), Smit & Trigeorgis (2004a, 2006) y Chevalier-Roignant & Trigeorgis (2011) proponen el uso de las opciones reales y la teoría de juegos para analizar oportunidades de inversión que involucran las decisiones estratégicas competitivas bajo incertidumbre del mercado. Los autores utilizan casos de estudio orientados a varios sectores y contextos, entre ellos las telecomunicaciones, patentes, innovación, entre otros. Dentro de las conclusiones están que la volatilidad (riesgo sistemático) conlleva a un fuerte desincentivo para nuevas inversiones. Murto & Keppo (2002) plantea un modelo que combina las Opciones Reales y la Teoría de Juegos con los supuestos de: inversión irreversible, el valor del proyecto sigue un Movimiento Browniano Geométrico, mercado imperfecto, varias empresas compiten por una única oportunidad de inversión. Caso de estudio construcción de una red de telecomunicaciones. El equilibrio de Nash es hallado con la información que tienen las empresas sobre las valoraciones de los demás proyectos.

Arasteh (2016) plantea un modelo para evaluar las decisiones de inversión un mercado de oligopolio. Esta investigación tiene por objetivo mejorar la comprensión de los efectos de la competencia y la incertidumbre del mercado. Huisman & Kort (2003) considera un duopolio cuyo

fin es determinar la decisión de inversión en tecnología óptima de una empresa individual, teniendo en cuenta la aparición de mejoras tecnológicas en el futuro y la competencia de otras empresas. Smit et al. (2004) intenta cuantificar el valor de opción de inversión centrándose en decisiones de inversión de una empresa bajo incertidumbre frente a la competencia exógena / endógena. Zhu & Weyant (2003) propone un análisis de la toma de decisiones estratégicas con respecto a la adopción de nuevas tecnologías en condiciones de información asimétricas. Esta propuesta plantea un juego de dos etapas y estudian el impacto de la competencia endógena y la información asimétrica en el ejercicio estratégico de las Opciones Reales y el Equilibrio de Nash resultante a través del desarrollo de un modelo teórico de juegos de múltiples períodos. Smit (2003) plantea un Juego de Opciones en tiempo discreto orientado a las inversiones en infraestructura, centrándose en el análisis de la expansión en los aeropuertos europeos. Morreale et al., (2017) estudia los compromisos de una alianza estratégica entre una empresa farmacéutica y una biotecnológica considerando la incertidumbre y el entorno competitivo. Fujiwara (2016) examina el potencial de las nuevas empresas de biotecnología considerando el juego de opciones y la incertidumbre de la inversión.

Dong-ping (2007) estudia la inversión estratégica en un mercado de duopolio, suponiendo que los costos son asimétricos para ambas empresas y usa el modelo de juegos de opciones mediante un análisis numérico. Kong & Kwok (2007) analiza el costo irreversible de la inversión y los ingresos de dos empresas en un entorno de incertidumbre. De acuerdo con los resultados, Kong & Kwok (2007) demuestra que, si las empresas no tienen ventaja competitiva, es posible que la entrada al mercado sea simultánea. Esto mismo no se puede aplicar en el caso de que exista asimetría en los costos, dado que la empresa de menor costo tendría una ventaja competitiva sobre su rival en todo momento, lo que resultaría un equilibrio de entrada secuencial. Azevedo & Paxson (2014) muestra una revisión de la literatura sobre Juego de Opciones durante las dos últimas décadas, destacando las principales contribuciones sobre el tema y relacionando los resultados con la evidencia empírica, además de esto, se sugieren nuevas investigaciones futuras. Trigeorgis & Baldi (2012) aplica esta metodología en el contexto de los juegos de patentes.

Dixit & Pindyck (1994) define un modelo básico de Juego de Opciones para los mercados de duopolios. Thijssen (2010) en este trabajo se analiza un Juego de Opciones reales de dos jugadores con ventaja de primer movimiento. Mason & Weeds (2003) analiza un proyecto con inversión irreversible con rendimientos inciertos en un mercado de duopolio. En este caso hay ventaja por ser el primero en invertir. Este trabajo demuestra que entre mayor sea la incertidumbre puede incrementar las inversiones en vez de retrasarlas. Watanabe (2018) plantea un juego de inversión para dos empresas, una firma titular y otra que desea ingresar al mercado. La firma incumbente tiene la información de la demanda y la firma entrante predice esta variable al observar el momento de la inversión de la firma ya establecida. Se considera el efecto de señalización y el concepto de equilibrio bayesiano perfecto para la solución del ejercicio planteado.

Ferreira et al. (2009) muestra la importancia de que las empresas consideren tanto la incertidumbre del mercado como su estrategia de interacción con los competidores en un mercado. Amram & Kulatilaka (1999) muestra un fundamento estratégico para las opciones de expansión en condiciones de incertidumbre y mercados con competencia imperfecta. En un mercado con estas características, las inversiones presentan las ventajas de aprovechar futuras oportunidades de crecimiento, ganando una mayor parte del mercado.

Arasteh (2016) introduce información incompleta en un modelo que considera juegos de opciones reales en un horizonte infinito. Ziegler (2004) combina la teoría de juegos y las opciones reales en tiempo continuo para facilitar el análisis de problemas de decisión (apalancamiento y la quiebra) entre varias firmas. Smit & Ankum (1993) usa un juego básico para mostrar la influencia de la competencia en el valor del proyecto. Kulatilaka & Perotti (1998) proporciona un fundamento estratégico para las opciones de crecimiento en condiciones de incertidumbre y competencia imperfecta.

Con relación al mercado de electricidad se han propuesto los siguientes trabajos. Barcelona (2017) plantea casos de estudio y simulaciones en el mercado de energía para demostrar la importancia de la metodología de Juego de Opciones. Zhu et al. (2021) considera un modelo de Juego de Opciones para analizar el precio de oferta óptimo para los inversionistas que participan en una subasta de energía renovable en China. Dalbem et al. (2014) utiliza un Juego de Opciones para analizar las decisiones de los inversionistas en la subasta de energía eólica en Brasil en 2009. Chen et al. (2019) muestra un modelo de juego evolutivo combinado con opciones reales para orientar las políticas de subsidio de Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) para una micro-red en China. Los resultados indican que el subsidio al precio del almacenamiento de energía tiene un efecto significativo más que el subsidio al costo inicial para el desarrollo de la micro-red.

Khalfallah & Rioux (2013) estudia las consecuencias económicas de dos diseños de mercado de electricidad en tiempo real teniendo en cuenta los comportamientos oportunistas de los agentes del mercado. Adkins & Paxson (2016) propone varios modelos con las siguientes características: tiempos discretos con información completa e incompleta, con un juego secuencial, no cooperativo para determinar el momento óptimo de inversión y el valor de opción real para un generador de energía renovable con incertidumbre en el precio y la cantidad, particularmente con subsidio del gobierno proporcional a la cantidad de producción. Dentro de una de sus conclusiones esta que si el subsidio (permanente) es proporcional a los ingresos, esto conduce a reducir la inversión y aumentar el valor real de la opción.

3.4 Conclusiones

La valoración de los proyectos de inversión debe basarse en un criterio de Valor Presente Neto (VPN) ampliado que incorpore no solo el VPN obtenido de los Flujos de Caja Neto, sino también los componentes de flexibilidad y valor estratégico de las empresas.

Los Juegos de Opciones son una herramienta que se puede aplicar en una amplia gama de contextos de inversión en el mundo real, donde los beneficios de la inversión de una empresa se ven afectados fundamentalmente por las estrategias de inversión de sus competidores (Grenadier, 2000). Así mismo, este método permite hacer una evaluación completa del valor de flexibilidad de una estrategia en un entorno competitivo interactivo.

Los proyectos de generación eléctrica tienen características especiales. La irreversibilidad en la inversión inicial y los altos niveles de incertidumbre influyen en la elección del mejor método para evaluar este tipo de inversiones.

4. Caracterización de los recursos en un juego Hidráulico-Eólico

Introducción

Los inversionistas tienen la posibilidad de seleccionar diferentes tipos de tecnología de generación de electricidad, con distintas estructuras de costos y políticas de operación. La elección de mejor alternativa depende de las ventajas competitivas y flexibilidades, las capacidades operación y tecnología, del estado actual y el comportamiento futuro del mercado eléctrico en el que está interesado en participar (Rodríguez & Andrrers, 2004). Teniendo en cuenta que este trabajo se centrará en la complementariedad y diversificación de los recursos hidráulico – eólico, se describen a continuación algunas características de generales de estas tecnologías de generación.

4.1 Proyectos Hidráulicos

La hidroelectricidad es una de las fuentes de generación con mayor participación en la canasta energética, alrededor del 16% a nivel mundial en el año 2019 (OLADE, 2019). Los proyectos hidroeléctricos son catalogados como energía renovable puesto que su producción de energía se da, por el aprovechamiento de la transformación mecánica de la energía del agua. Como la tecnología es flexible mejora la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico. Sin embargo, como lo mencionan Adedokun et al. (2013), los cambios en el clima modifican constantemente el comportamiento de los ríos, por lo que puede verse afectada la generación (Tabla 4-1) y los precios de electricidad, situación que podría obstaculizar la inversión en estos proyectos al verse afectado el rendimiento financiero. Por ejemplo, Penche (1998) menciona que algunos proyectos ya iniciados han parado su ejecución, cuando el río se seca y el caudal cae por debajo de la cantidad mínima requerida.

Tabla 4-1 Impactos del cambio climático en las tecnologías de Generación Hidráulica

Cambio climático	Impacto	Parámetro	Implicación
Incremento de la temperatura	Generación de electricidad	Factor de planta – generación térmica	Reducción de la eficiencia de las plantas térmicas
Reducción de las precipitaciones	Generación de electricidad	Factor de planta – generación térmica	Disminución del agua de enfriamiento para la generación térmica.
	Hidroeléctrica	Factor de planta – generación hidroeléctrica	Disminución de los caudales
Frecuencia creciente de eventos extremos (tormentas, inundaciones, olas de calor, incendios forestales)	Generación de electricidad	Tasa de interrupciones	Más tormentas e inundaciones y desgaste potencial

Fuente: Adaptado de Li et al. (2016).

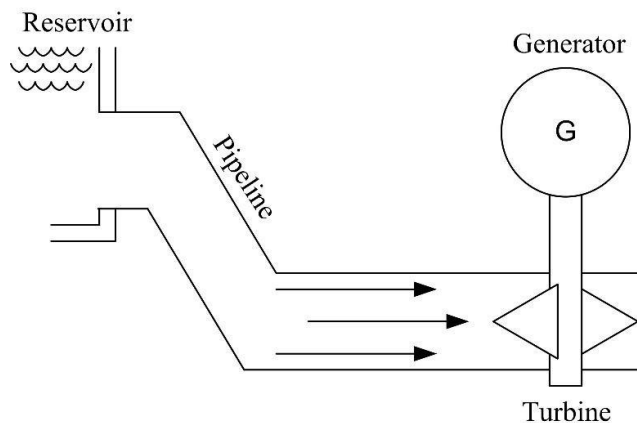
Estos proyectos pueden clasificarse en:

- Sistemas convencionales, que almacenan el agua en una presa.
- Sistemas a filo de agua, que no poseen almacenamiento.
- Sistemas de almacenamiento por bombeo, que bombean el agua a un embalse y la utilizan para generar electricidad cuando es necesario.
- Energía mareomotriz, que aprovecha la fuerza de las olas.

Por otro lado, los proyectos hidroeléctricos convencionales y a filo de agua suelen usar una tubería para desviar el agua a una turbina hidráulica conectada a un generador, como se muestra en la Figura 4-1. Las hidroeléctricas convencionales tienen control sobre el embalse y, por lo tanto, sobre la cantidad de agua que entra en la tubería, mientras que el sistema a filo de agua no tiene ese control.

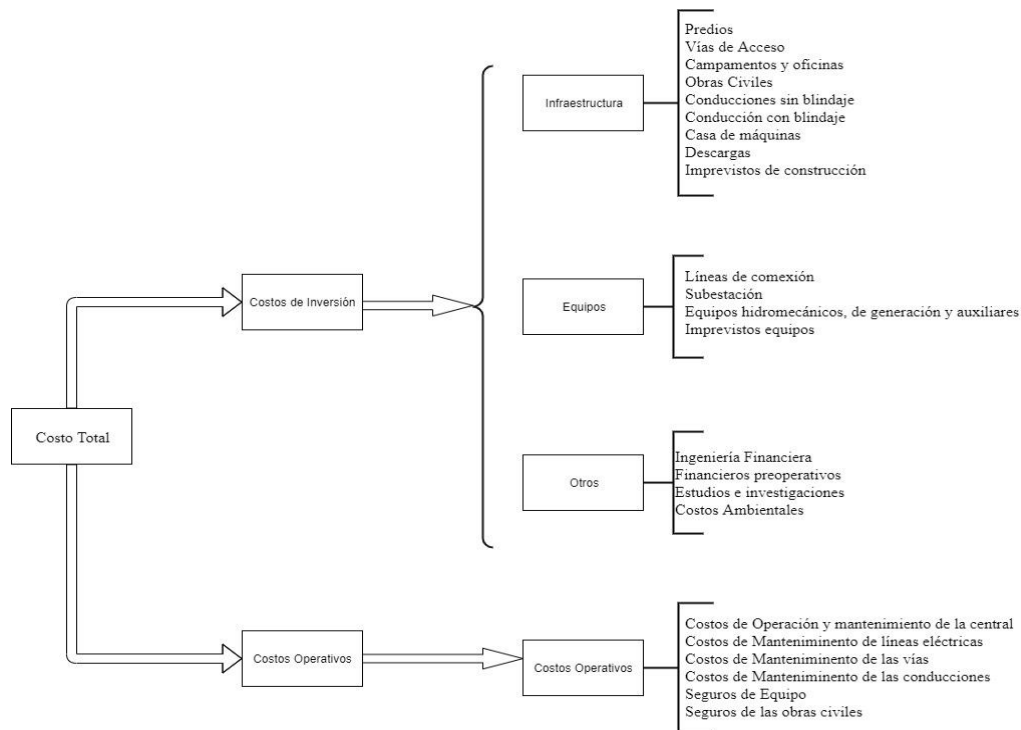
La planificación, el funcionamiento y el diseño de los proyectos hidroeléctricos implican la selección de la turbina y el generador para producir energía, así como la construcción de la infraestructura de los proyectos, en particular la tubería y la presa usadas para desviar y almacenar el recurso hídrico.

Figura 4-1 Esquema simplificado de un proyecto hidroeléctrico



Fuente: Fertig et al. (2014)

A propósito de los costos de una central hidroeléctrica, estos se clasifican en dos grandes grupos, los costos de inversión y los costos operativos, los cuales se detallan en la Figura 4-2.

Figura 4-2 Estructura de Costos de la Energía Hidráulica

Fuente: (Moreno, 2015; UPME, 2016)

Las decisiones de inversión deben tomarse en las etapas de planificación, diseño y construcción, en cada una de ellas se requiere una decisión de continuar o abandonar el proyecto. En la fase de planificación, los inversionistas realizan estudios de viabilidad técnica, financiera e impacto ambiental. Si se toma la decisión de ir a la siguiente fase, se puede ejecutar la inversión. En la fase de diseño, están la concesión de licencias y permisos, el acuerdo de compra de energía y las estrategias de adquisición de tierras. Una vez resueltos estos puntos, se pasa a la fase de construcción en la que se comprometen un alto porcentaje de la inversión inicial. La rentabilidad de la inversión se da a partir de la etapa de operación.

4.2 El Fenómeno del Niño

El Niño (oscilación sur ENOS) es un fenómeno climático que involucra cambios en la temperatura de las aguas del Pacífico tropical central y oriental, con ciclos entre 3 y 7 años. El Niño altera las corrientes de aire y afecta tanto a la estación lluviosa como a la seca durante el transcurso de un año. Algunas consecuencias de este fenómeno son la reducción de las precipitaciones que conduce a la disminución del caudal de los ríos, “el aumento de la frecuencia de incendios en la cobertura vegetal, los problemas de déficit hídrico que afectan a los acueductos municipales y rurales, el racionamiento del sector eléctrico y los impactos en la agricultura, la salud y el medio ambiente” (Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, 2016, p. 2). Este fenómeno impacta

negativamente al Sistema Eléctrico dado que lo hace vulnerable a la hora de satisfacer la demanda requerida.

Ante esta situación, es indispensable contar con fuentes de energía firme. Por ejemplo, las centrales térmicas sirven de respaldo para el sistema. Sin embargo, algunas de estas tecnologías no son financieramente viables. Dado lo anterior es necesario que la canasta energética sea diversificada con tecnologías de generación no convencionales como la solar, eólica, biomasa, entre otras.

4.3 Opciones Reales Aplicadas a los Proyectos Hidroeléctricos

A continuación se presentan algunos estudios que aplican Opciones reales para evaluar proyectos hidroeléctricos. Kjærland (2007) valora un proyecto de inversión hidráulico en Noruega. Dentro de los resultados esta que la teoría de las opciones reales permite comprender el valor de las oportunidades de inversión y el comportamiento de la inversión agregada en la industria de electricidad. Por otro lado, (Bøckman et al., 2008) muestra el método de Opciones Reales para evaluar proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas. Los resultados muestran que hay un precio límite para iniciar el proyecto. En tal caso, si el precio actual de la electricidad está por debajo de este límite, no es adecuado invertir, pero por encima de este límite, la inversión se realiza según la función de tamaño óptimo. También, Pereira et al. (2015) aplica las Opciones Reales en la evaluación económica de una inversión en una central hidroeléctrica. Esta metodología da una respuesta satisfactoria para la integración de los riesgos en el valor del proyecto. Los resultados muestran que el valor de la opción diferir aumenta con la volatilidad, cuanto más alta es la volatilidad, más valiosa es la oportunidad de esperar nueva información que permite tomar una mejor decisión. (Cheng et al., 2011) propone un ejemplo numérico de Opciones Reales sobre el valor estratégico de la política de energía renovable a un proyecto hidráulico. Este modelo se puede generalizar y aplicarse ampliamente para resolver problemas generales de decisión que tienen que ver con políticas gubernamentales y con inversiones intensivas en capital.

Respecto a los métodos tradicionales de valoración, como el Valor Presente Neto (VPN) inadecuados para valorar proyectos de inversión en energía hidráulica, porque no incluyen la flexibilidad o la incertidumbre en la evaluación económica de dichos proyectos. Marfori et al. (2019) aplica un análisis de opciones reales en tiempo discreto a una micro-central hidroeléctrico para identificar su sostenibilidad financiera. El método tradicional de valoración financiera reveló un resultado positivo que hizo que el proyecto fuera financieramente viable. Sin embargo, las opciones reales proporcionaron un resultado diferente, que indica que la implementación del proyecto debería retrasarse. (Martínez-Ceseña & Mutale, 2011) plantea que la valoración de decisiones de inversión en energía renovable (hidráulicos) puede mejorarse mediante la aplicación de Opciones Reales en la planificación y evaluación de estos proyectos. Este trabajo propone una metodología avanzada de Opciones Reales en tiempo continuo y compara los resultados con las Opciones Reales tradicionales (solo incluye el análisis de la flexibilidad de las decisiones de inversión) y el VPN. Los resultados muestran mayores beneficios esperados para los proyectos que son planificados con la metodología avanzada de Opciones Reales. Por otro lado, Dranka et al. (2020) muestra que los métodos tradicionales pueden ser adecuadas para los casos de proyectos que con baja volatilidad, en caso contrario, se deben utilizar otras metodologías como las Opciones Reales.

La tabla 4-2 muestra los tipos de opciones, variables de riesgo y el tiempo usado en los trabajos mencionados anteriormente. Las variables de riesgo Precio de Electricidad, la opción de invertir, diferir y el tipo de tiempo discreto, son las más usadas por los investigadores.

Tabla 4-2. Resumen de algunas aplicaciones de las Opciones Reales en los proyectos de generación Hidráulica

Autor (es)	Incertidumbre	Tipo de Opción	Objetivo	Tiempo	Zona/país	Conclusión
Marfori et al. (2019)	Cambios meteorológicos	Invertir	Valorar un proyecto Micro-Central Hidroeléctrica.	Discreto	Filipinas	Opciones Reales: mejor retrasar el proyecto.
Martínez-Ceseña & Mutale (2011)	Precio de la electricidad	Invertir	Incluye la planeación y las decisiones de inversión en proyectos de inversión.	Continuo	N/A	Metodología avanzada de las Opciones Reales obtiene una mayor ganancia esperada que otros métodos.
Dranka et al.(2020)	Precio de Electricidad	Diferir	Identificar y describe la complementariedad entre las metodologías de evaluación económica de las energías renovables.	Discreto	Brasil	Métodos tradicionales pueden ser adecuados para proyectos que presentan baja volatilidad.
Kjærland (2007)	Precio de Electricidad	Invertir	Valora una inversión hidráulica.	Continuo	Noruega	Las Opciones Reales permiten comprender el valor de las oportunidades de inversión.
Bøckman et al. (2008)	Precio de Electricidad	Invertir	Evalúa proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas	Continuo	Noruega	Precio límite para iniciar la inversión de los proyectos.
Pereira et al. (2015)	Variaciones hidrológicas	Diferir	Valora inversión en una central hidroeléctrica usando una opción de diferir.	Discreto	España	El valor de la opción diferir aumenta con la volatilidad por la oportunidad de esperar nueva información.
(Cheng et al., 2011)	Demanda	Opciones Compuestas	Evalúa la política de energía renovable.	Discreto	Taiwan	El modelo propuesto puede resolver problemas de decisión que tienen que ver con la ejecución de políticas gubernamentales, así como inversiones intensivas en capital.

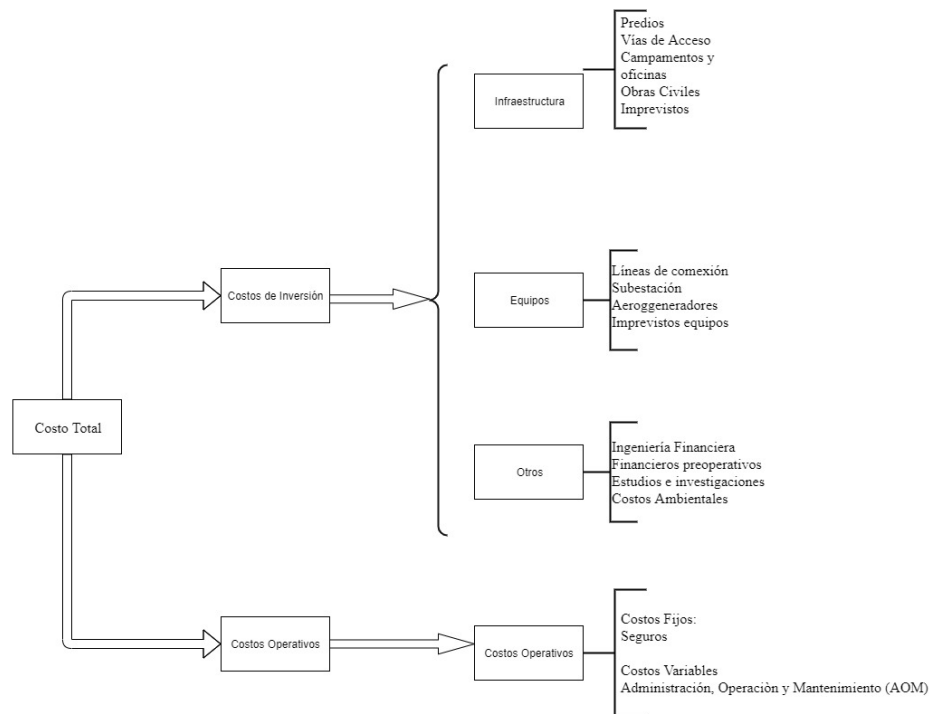
4.4 Proyectos en Energía Renovable: Eólicos

La energía eólica es obtenida a través del viento. Es un tipo de energía cinética que es producida por las corrientes de aire. La electricidad se obtiene a través de un aerogenerador que transforma la energía cinética en mecánica y eléctrica (González, 2012). Uno de los puntos positivos de este recurso tiene que ver con el alto potencial de dispersión geográfica (es decir, la ubicación de plantas de energía eólica en lugares separados) de modo que los patrones de viento que determinan la producción de energía de una planta de energía eólica son independientes a los de la planta distante. Esto ayuda a reducir la variabilidad agregada, ya que la producción de las turbinas se vuelve menos correlacionadas (Martinez Romero & Hughes, 2015).

Sin embargo, el viento puede dejar de soplar, provocando reducciones en la producción de energía. Por ejemplo, en el oeste de Dinamarca la potencia eólica instalada tardó seis horas en descender de 2000 a 200 MW (5 MW/min), esto correspondió a una reducción del 15% por hora (Graabak & Korpås, 2016) y en el 2009 Alemania presentó el desafío de hacer frente a un incremento de 30MW en pocas horas (Euroelectric, 2011). También, se puede presentar que un evento meteorológico pueda incrementar inesperadamente la producción de energía. Esta situación conllevaría a una reducción de la cantidad de turbinas eólicas. La probabilidad de que ocurran este tipo de eventos es baja, pero el impacto en las operaciones es muy desafiante (Martinez Romero & Hughes, 2015).

Con relación a los costos de un generador Eólico está dado por dos grandes grupos, los costos de inversión y los costos operativos, los cuales se detallan en la Figura 4-3.

Figura 4-3. Estructura de Costos de la Energía Eólica



Fuente: (González, 2012; UPME, 2016)

La siguiente sección presenta algunos trabajos que aplican las Opciones Reales para valorar proyectos de inversión eólica, para una revisión de la literatura más detallada ver Fernandes et al. (2011).

4.5 Opciones Reales Aplicadas a los Proyectos Eólicos

Como ya se indicó inicialmente, las Opciones Reales son una metodología apropiada para valorar proyectos de inversión bajo incertidumbre. Muche (2009) compara las Opciones Reales con el Valor Presente Neto, y concluye que este último no es adecuado porque puede subvalorar las inversiones, y de esta manera tomar decisiones erróneas con los resultados. Esta misma conclusión llegó Kim et al. (2014) al valorar un proyecto I+D de energía eólica en Corea, adoptando una opción compuesta de abandonar en tiempo discreto. Jiménez-Gomez & Acevedo-Prins (2020) evalúa los incentivos fiscales en Colombia para fomentar la inversión en parques eólicos, mediante los métodos de valoración tradicionales (VPN) y Opciones Reales. El trabajo concluye que estos proyectos no son rentables, ni siquiera con los incentivos fiscales. Sin embargo, según las Opciones Reales, los incentivos fiscales sí hacen que estos proyectos sean económicamente viables.

Respecto al desafío en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, Gamel et al. (2016) menciona que para alcanzar los objetivos climáticos se requiere un alto volumen de inversiones en energías renovables; especialmente en Eólica. Por tanto, los gobiernos, por ejemplo Noruega, en sus políticas se centran cada vez más en promover la transición del sistema eléctrico hacia una energía más sostenible (Christensen & Hain, 2017). Por consiguiente, los investigadores han propuesto estudios relacionados con las políticas de energía renovable usando las Opciones Reales. Kumbaroğlu et al. (2008) muestra un modelo de planeación de políticas que integra la información de la curva de aprendizaje de cada generador de energía renovable; mediante programación dinámica combinado con opciones reales en tiempo continuo. Kitzing et al. (2017) plantea un modelo para resolver el punto óptimo de inversión y la capacidad óptima de esta tecnología. De acuerdo con sus resultados, esta propuesta puede ayudar a los inversionistas a tomar decisiones de inversión y a los responsables de la regulación, a diseñar estratégicamente las políticas de energía renovable y desarrollar planes de incentivos. También, Lee & Shih (2010) evalúa las políticas de energías renovables en Taiwán, teniendo en cuenta la incertidumbre de los precios de los combustibles fósiles y los factores relacionados con la política. Por otro lado, Blazquez et al. (2018) menciona que el éxito de cualquier política renovable se puede medir a través de tres parámetros: costo total, capacidad de la tecnología instalada y la velocidad en el que se van adaptando las renovables. Este estudio usa estos tres parámetros para explorar cómo funcionan los instrumentos de política, bajo diferentes condiciones del mercado teniendo en cuenta el impacto de la volatilidad de los precios y la incertidumbre de estas inversiones.

Otras investigaciones proponen un modelo de Opciones Reales Trinomial considerando la fluctuación del precio del carbono, como herramienta para la inversión en energías renovables. Li et al. (2018) plantea que este modelo ayuda a los inversionistas a evaluar, con mayor precisión, la volatilidad y el riesgo de los proyectos renovables y, a los agentes a hacer un plan completo de inversión, promoviendo así la asignación eficiente de los recursos en la industria energética. Por otro lado, (Gong & Li, 2016) calcula el VPN y el valor de la opción real de tres tipos de inversión:

eólica, solar y biomasa, caso de estudio China. Muñoz et al. (2011) evalúa las probabilidades de las alternativas de invertir ahora, esperar o abandonar el proyecto.

En cuanto a las opciones de diferir, Fleten et al., (2007) valora las inversiones en generación de energía eólica bajo la incertidumbre de los precios de electricidad. De acuerdo a los resultados se concluye que la opción le da al inversionista la oportunidad aplazar la inversión con el objetivo de maximizar los beneficios. Sin embargo, el problema es encontrar los intervalos de precios adecuados y la capacidad del generador en los que invertir. Monjas-Barroso & Balibrea (2014) evalúa una inversión en energía eólica utilizando opciones reales en tiempo continuo, en Alemania. El modelo valora un conjunto de alternativas de inversión año por año, teniendo en cuenta la regulación y la flexibilidad para diferir el costo de inversión irreversible. Por otro lado, Loncar et al. (2017b) propone una opción secuencial para invertir, expandir, repotenciar, contratar y abandonar la valoración de un parque eólico en Serbia. Este modelo proporciona a los tomadores de decisiones, una herramienta sofisticada para mejorar el pensamiento estratégico, el presupuesto de capital y los procesos de toma de decisiones. Fuss et al., (2009) evalúa simultáneamente múltiples opciones en diferentes proyectos: central eléctrica de carbón, combustibles fósiles con captura de carbono y un parque eólico. Al diferir la inversión, el agente obtiene más información, pero con mayor incertidumbre en el precio del CO₂. Es importante mencionar, cuanto mayor sea la incertidumbre sobre el precio, mayores serán las emisiones de CO₂ acumuladas durante el próximo periodo. Fuss et al., (2009) menciona que es mejor tener políticas de cambio climático que sean estables durante un cierto tiempo y que cambien de forma repentina, que políticas menos abruptas pero que cambien con más frecuencia. Las fluctuaciones menos frecuentes reducen el valor esperado de la información y dan lugar a menores emisiones acumuladas de CO₂.

A continuación, la tabla 4-3 muestra los tipos de opciones, variables de riesgo y el tiempo utilizado en los trabajos mencionados anteriormente. Las variables de riesgo Precio de Electricidad y precio de combustibles, la opción de diferir y el tipo de tiempo continuo, son las más usadas por los investigadores. Así mismo, esta muestra que los inversionistas buscan técnicas de valoración avanzadas para obtener resultados adecuados y a partir de estos tomar buenas decisiones.

Tabla 4-3. Resumen de algunas aplicaciones de las Opciones Reales en los proyectos de generación Eólica

Autor (es)	Incertidumbre	Tipo de Opción	Objetivo	Tiempo	Zona/país	Conclusión
Muche (2009)	Regímenes de Viento, Precio de Electricidad	Invertir, Diferir, Abandonar	Valora la inversión de una planta de energía eólica.	Discreto	España	Técnica superior al VPN.
Kim et al. (2014)	Precio de los combustibles fósiles	Abandonar	Evalúa el valor de la inversión (I+D) en energía eólica.	Discreto	Corea	Técnica superior al VPN.
Jiménez-Gomez & Acevedo-Prins (2020)	Precio de Electricidad	Diferir	Valora los incentivos fiscales en Colombia para fomentar la inversión en parques eólicos.	Discreto	Colombia	Técnica superior al VPN
Kumbaroğlu et al. (2008)	Precio de Electricidad,	Diferir	Evalúa las alternativas de inversión, teniendo en cuenta la opción de diferir.	Continuo	Turquía	La flexibilidad es importante porque permite diferir una

	Precio de Combustible					inversión irreversible en el futuro. Los generadores de energías renovables se expanden si hay políticas adecuadas.
Kitzing et al. (2017)	Velocidad del Viento, Precio de Electricidad	Inversión	Propone un modelo de opciones reales para encontrar la capacidad óptima y el punto óptimo de inversión.	Continuo	Mar Báltico	Las Opciones Reales pueden ayudar a los inversionistas a tomar adecuadas decisiones de inversión.
Lee & Shih (2010)	Precio de combustible, Políticas de Energía Renovable	Expandir	Usa el modelo de opciones reales para evaluar las políticas de energías renovables	Discreto	Taiwán	Políticas que incentive la energía Renovable con costos de emisión de CO ₂ es conveniente, desde el punto de vista de la sostenibilidad.
Blazquez et al. (2018)	Precio de Electricidad	Inversión	Explora el rendimiento de los instrumentos políticos en diferentes condiciones de mercado, teniendo en cuenta el impacto de la volatilidad de los precios y la incertidumbre de las inversiones en renovables.	Continuo	España	La política <i>feed-in-tariff</i> estimula los proyectos de inversión en Renovables.
Li et al. (2018)	Precio del Carbono	Inversión	Propone un modelo Opción Real con árbol trinomial.	Continuo	China	Las Opciones Reales son un modelo adecuado para la toma de decisiones.
Gong & Li (2016)	Precio del Carbono	Diferir	Adopta el modelo de árbol trinomial de Opciones Reales para estimar el Valor Presente neto (VPN) y el valor de la Opción Real.	Continuo	China	La opción de diferir dio un resultado más alto que el VPN, por lo que los proyectos analizados, prefirieron retrasar la inversión.
Muñoz et al. (2011)	Regímenes de viento, Precio de Electricidad	Inversión	Sugiere un modelo de Opciones Reales como método para la toma de decisiones en proyectos de generación eólica.	Discreto	España	Las Opciones Reales permiten a los agentes analizar las inversiones en escenarios diferentes.
Fleten et al., (2007)	Precio de electricidad	Diferir	Valora inversiones en generación de energía eólica bajo la incertidumbre de los precios de electricidad	Continuo	Europa (Países Nórdicos)	Diferir la inversión es conveniente para obtener información. Sin embargo, el problema es encontrar la capacidad en los que el generador desea invertir y el intervalo de precios apropiados.

Monjas-Barroso & Balibrea (2014)	Costo de inversión, generación de electricidad, precio de electricidad e índice de precios del consumidor	Diferir	Evalúa una inversión en energía eólica utilizando Opciones Reales.	Continuo	Dinamarca, Finlandia y Portugal.	La importancia de la regulación en la valoración de proyectos.
Loncar et al. (2017b)	Factor de Planta	Opción Secuencial: Invertir, Expandir, Contraer, Abandonar	Examina la valoración de opciones reales proyecto de parque eólico terrestre en Serbia	Discreto	Serbia	Las opciones Invertir, Expandir, Contraer, Abandonar proporcionan una herramienta adecuada para la toma de decisiones.
Fuss et al., (2009)	Precios CO ₂	Inversión	Presenta un modelo de opciones reales en el que se evalúan múltiples opciones simultáneamente, de modo que se tiene en cuenta el efecto de las opciones individuales entre sí.	Continuo	N/A	Políticas de cambio climático estables son más adecuadas que las cambiantes.

4.6 Teoría diversificación y complementariedad de los recursos

4.6.1 Diversificación

Una forma de lograr la eficiencia en la operación de los mercados de electricidad, desde el punto de vista de la generación, es el aprovechamiento adecuado de los recursos disponibles. Diversos estudios, entre ellos Awerbuch & Berger (2003); Bouri et al. (2016); Roques et al. (2008), han demostrado la importancia de la diversificación de recursos de generación, como una medida para disminuir la volatilidad en los costos y el riesgo de escasez por baja disponibilidad de algún recurso específico de generación.

La canasta energética cuando se concentra en pocas fuentes de tecnologías de generación, por ejemplo hidráulica/térmica (gas), puede ser vulnerable en el corto plazo, debido a los ciclos hidrológicos y la disponibilidad de gas natural. Por tanto, el gobierno debe tener como meta incrementar la participación de otros tipos de energías, como las renovables, con el fin de garantizar la confiabilidad del suministro y de esta manera diversificar la matriz de generación eléctrica.

El concepto de diversificación puede ser analizado desde dos puntos de vista: las finanzas y las estrategias. Con relación al primero, la diversificación está relacionada con el riesgo, es decir, una cartera diversificada ha sido estructurada de tal forma que reduzca su volatilidad. En el contexto de la estrategia, la diversificación tiene un significado distinto, es como hacer algo nuevo, considerar nuevas industrias o nuevos mercados como oportunidades interesantes para crecer y

conseguir beneficios. En los últimos años, se han dado varios conceptos de diversificación, algunos de ellos son:

En la literatura se encuentran varios tipos de definiciones. Dentro del campo de la estrategia, Ansoff (1957) la define como el ingreso de la empresa hacia otros mercados con nuevos bienes o productos. Gort (1962, 9) señala que la diversificación es “un incremento en la heterogeneidad de productos, desde la perspectiva del número de mercados servidos por aquellos productos”. De manera similar, Berry (1975) plantea que la diversificación: “constituye un aumento en el número de organizaciones en las cuales las empresas son activas o participan”. Pitts y Hopkins (1982) utilizan la palabra negocio más que industria, definiendo la diversificación como: “La expansión en la cual las empresas operan en diferentes negocios de una manera simultánea.”

Respecto al mercado eléctrico, la diversificación es una variable clave dado que consiste en crear modelos de negocios, depositar los proyectos en diferentes rutas, de manera que si una falla, las demás pueden dar resultados positivos, y si todas funcionan existe una mayor rentabilidad para los generadores o poder competir en diversos mercados a la vez. Como lo menciona (Bunn & Oliveira, 2007) la diversificación apareció como una correcta reacción a la incertidumbre subyacente a los precios de los combustibles, los impactos ambientales y al desempeño financiero.

Fabra y Fabra (2010, p.21) plantea que *“la diversificación contribuye a la estabilidad de precios y a la seguridad del suministro, y permite que se cubran de forma eficiente las oscilaciones y la estacionalidad de la demanda”*. Lozano, (2004, 37) la diversificación es *“la participación por parte de la misma empresa —con un mismo capital social y con una misma dirección general última— en negocios claramente diferentes, generalmente con distintos procesos productivos, diferentes tecnologías, distintos, clientes finales, etc.”*.

A continuación, se presenta algunas investigaciones sobre la diversificación. En el capítulo 5 se habla con detalle de otros estudios sobre el tema. Awerbuch (2000) aplicó la teoría del portafolio media-varianza en la selección de tecnologías de generación. En su estudio utilizó dos tecnologías, gas y carbón, y toma como activo libre de riesgo la eólica. Dentro de sus resultados esta que si se considera una energía renovable en la canasta de electricidad, variables como el riesgo y los costos variables de generación disminuyen considerablemente. (Aslani & Wong, 2014) señaló las preocupaciones sobre la seguridad del suministro de energía, las limitaciones y las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles, y amenazas de los cambios climáticos. Esta última ha animado a los políticos (Estados Unidos) a pensar y debatir sobre la diversificación en el suministro de energía y la promoción de las energías renovables. (Valdés-Lucas et al., 2016) planteó que la diversificación de los recursos en energía renovable es una estrategia coherente para reducir la dependencia de la generación hidráulica. Por otro lado, (Lopes & Borges, 2014) menciona que Brasil ha mostrado un compromiso de diversificación de su matriz de generación mediante la inserción de fuentes de energía renovables. Según (Pinheiro et al., 2017) un elemento importante en la diversificación es la complementariedad entre los recursos, pues ayudan a reducir el riesgo económico, esto se observa a partir de la correlación de entre las tecnologías, cuanto más negativa sea esta variable mayor será la reducción del riesgo.

4.6.2 Complementariedad

La complementariedad entre dos recursos (caudal y viento) se define como la capacidad que tiene uno en compensar el déficit del otro. Esto significa que cuando baja la disponibilidad de agua por efectos climáticos (El Niño), el viento compensa esta reducción (Beluco et al., 2019) por estar negativamente correlacionados. Esta interacción entre los recursos ha sido abordada por varios autores. (Bélanger & Gagnon, 2002) simula combinaciones de energía eólica / hidroeléctrica utilizando datos de la demanda de electricidad y los recursos eólicos e hídricos en Quebec (Canadá), los resultados muestran que la energía eólica requiere capacidad instalada de respaldo para compensar las fluctuaciones del viento. (Denault et al., 2009) también estudia la complementariedad Eólico/Hidráulico en Quebec (Canadá). Este trabajo considera el efecto de diversificación de la energía eólica para reducir el riesgo de la escasez de agua en zonas donde predomina la energía hidroeléctrica, encontrando que al agregar capacidad instalada de energía eólica al sistema hasta un 30% mejora el perfil de riesgo de un sistema totalmente hidroeléctrico.

Por otro lado, en sistemas de electricidad donde se da una participación significativa de las energías fósiles, han resultado trabajos como (Awan et al., 2012) que señala la importancia de introducir a la canasta energética recursos renovables (Eólica e hidroeléctrica), por el problema de escasez de combustibles fósiles. El trabajo menciona que al integrar los generadores Eólicos / Hidroeléctricos se presentan beneficios como una mayor ganancia para los generadores (planificación adecuada), disminución en las tarifas de electricidad, reducción de la contaminación ambiental, entre otros. (Chade Ricosti & Sauer, 2013) considera la generación eólica como un complemento a la energía hidroeléctrica en lugar de la energía fósil y nuclear

(Witzler et al., 2016) desarrollan una metodología que les permite analizar la complementariedad (diferentes regiones de Brasil) entre la generación eólica y la hidroeléctrica con series de datos históricos. Entre sus resultados mencionan que esta integración puede minimizar el riesgo financiero y dar lugar a un flujo de caja más estable a los generadores de electricidad. Con respecto a la correlación entre la eólica y la hidráulica, en (Branson & Layton, 2008) examina las variaciones y correlaciones de los flujos de viento (promedio), la generación de energía eólica, los niveles de los embalses y los precios spot de la electricidad en lugares ubicados alrededor de Nueva Zelanda. En (Isaza & Botero, 2016) propone un modelo que crea instrumentos financieros que le permiten valorar la complementariedad Hidráulico-Eólico a través de las opciones reales. Además de lo anterior, este instrumento actúa como mecanismo de regulación a la capacidad instalada.

El análisis de la complementariedad entre los recursos hidráulico y eólico es de interés en los sistemas donde actualmente existe capacidad instalada de generadores de térmicos o gran potencial de explotación de ambos recursos. Con esta integración se busca la diversificación de recursos de generación como una medida para disminuir el riesgo o volatilidad en los costos de generación, o el riesgo de escasez por baja disponibilidad de algún recurso específico de generación.

4.7 Conclusión

Las Opciones Reales son una técnica apropiada para valorar proyectos de inversión con alto riesgo e incertidumbre, intensivos de capital e irreversible, como son las tecnologías de generación eléctrica. De acuerdo con las investigaciones citadas anteriormente, han encontrado que los métodos tradicionales, como el VPN, sobrevaloran las inversiones, en consecuencia, los inversionistas pueden tomar decisiones erróneas con estos resultados. Sin embargo, en proyectos donde la volatilidad es baja, los métodos tradicionales son apropiados para la valoración financiera.

La variable de incertidumbre utilizada con mayor frecuencia en el análisis de las Opciones Reales y la opción, son el precio de electricidad y la opción de diferir oportunidad de esperar nueva información.

La diversificación del portafolio de generación permite controlar la volatilidad en el mercado eléctrico, mediante la inclusión de recursos eólicos en un sistema hidrodominado, a través de los cuales se puede aminorar el impacto que tienen los eventos climáticos.

5. Valoración de la diversificación - complementariedad en un juego de diversificación hidráulica-eólica

Introducción

La reestructuración de los mercados de electricidad en todo el mundo ha creado un entorno competitivo en el que participan e invierten tanto inversionistas públicos como privados. Estas reformas tenían como objetivo aumentar la eficiencia económica y el bienestar social y han tenido resultados mixtos, desde el aumento de la competencia (Mulder, 2015) hasta la reducción de los precios (Hyland, 2016). Actualmente, los mercados eléctricos reestructurados se enfrentan a los retos de integrar la generación renovable y evaluar su impacto en el funcionamiento del sistema eléctrico, los precios del mercado y la inversión.

Los generadores de energía en los mercados competitivos están expuestos a riesgos de ingresos derivados de la fluctuación de los precios, los riesgos de volumen y las sanciones de equilibrio (Bauknecht et al., 2013). La inversión en generación renovable tiene riesgos adicionales debido a la variabilidad de los recursos hidráulicos, solares y eólicos. Además, los bajos costos marginales de las energías renovables reducen los precios y los retornos, lo que aumenta los riesgos de las inversiones futuras (Bauknecht et al., 2013). La literatura se evidencia de modelos orientados a la optimización de portafolio de generación, se ha sugerido la teoría de portafolio para hacer frente a estos riesgos buscando inversiones rentables que puedan satisfacer la demanda de energía y, al mismo tiempo, minimizar el riesgo y maximizar los beneficios.

Este capítulo analiza cómo la complementariedad de los recursos y el comportamiento estratégico influyen en la elección de la tecnología de generación de energía. La literatura ha abordado la diversificación como una forma de reducir el riesgo, pero no como un determinante de la estrategia competitiva. Este trabajo contribuye a la literatura destacando nuevas líneas de investigación en la intersección de la teoría de juegos y la teoría de la diversificación. Se presenta un juego de estrategia estilizada para ilustrar cómo la complementariedad de los recursos afecta a las elecciones de los generadores y a la canasta final de energía. Los resultados sugieren que la diversificación tiene un valor estratégico, que se refleja en las elecciones estratégicas de los agentes. El presente documento está organizado de la siguiente manera: En la sección 1 se describe el concepto de diversificación y su aplicación en los mercados de electricidad. En la sección 2 se analiza la complementariedad entre la energía hidroeléctrica y la eólica y se muestran algunas aplicaciones de este concepto en el sector eléctrico. La sección 3 revisa y clasifica las aplicaciones de la teoría de juegos al sector eléctrico. En la sección 4 se propone un juego teórico de inversión con complementariedad y en la sección 6 se muestran las conclusiones.

5.1 Diversificación y optimización del portafolio en los mercados de la electricidad

La diversificación de los portafolios de generación de energía puede analizarse desde un punto de vista financiero y estratégico. Desde el punto de vista financiero, la diversificación está asociada al riesgo. Concretamente, una cartera diversificada está estructurada de tal manera que se reduce su volatilidad. En el contexto de la estrategia, la diversificación significa hacer algo nuevo; esto implica la consideración de nuevas industrias o mercados como oportunidades interesantes para crecer y obtener beneficios.

En la generación de electricidad la diversificación surge como la reacción correcta a la incertidumbre subyacente de los precios de los combustibles, los impactos ambientales, la disponibilidad de recursos y las variaciones climáticas. La diversificación aumenta la flexibilidad y protege la producción de energía de interrupciones repentinas y eventos adversos (Awerbuch & Berger, 2003; Bunn & Oliveira, 2007; Costello, 2007).

En la tabla 5-1 se resumen las principales incertidumbres abordadas en la literatura. La volatilidad de los precios de los combustibles, la electricidad y el carbono es uno de los factores de riesgo más utilizados en los estudios que encuentran un portafolio de tecnología convencional que maximiza los ingresos (Roques et al., 2008), reduce el impacto del precio externo de los choques (Humphreys & McClain, 1998), y minimiza el riesgo de los costos (Sunderkötter & Weber, 2012). Además de la incertidumbre del precio de los combustibles, los portafolios que combinan tecnologías renovables tienen en cuenta otras incertidumbres como los cambios tecnológicos (Zon & Fuss, 2008), los incentivos financieros (Pinheiro-Neto et al., 2017a) y la disponibilidad y distribución de los recursos solares y eólicos (Jansen et al., 2006; Roques et al., 2010). Algunos estudios modelan el riesgo de la disponibilidad de los recursos eólicos y solares utilizando factores de capacidad (Roques et al., 2010; Zon & Fuss, 2008), mientras que otros modelan las variaciones de la velocidad del viento estacional y la radiación solar (Pinheiro-Neto et al., 2017). Algunos autores encuentran portafolios óptimos basados en la energía, en lugar de basarse en la capacidad (Jansen et al., 2006).

Tabla 5-1 Resumen de las aplicaciones de la Teoría de Carteras a la diversificación de carteras energéticas.

Autor (es)	Incertidumbre	Objetivo	Decisión / variable	Recursos/Tecnología	Representación de los recursos renovables disponibilidad	Zona/país	Restricciones
Pinheiro Neto et al. (2017)	Deuda, incentivos	Min. Riesgo Máx. Rendimiento esperado	Cuota de capacidad	Hidroeléctrica, Eólica, solar	Índices estacionales	Brasil	N/A
Ramos et al. (2013)	N/A	Riesgo mínimo, beneficio máximo Beneficio	N/A	Hidroeléctrica, Eólica	N/A	Brasil	N/A
Sunderkötter and Weber (2012)	Aversión al riesgo Precios de los combustibles, incluido el CO ₂	Costo mínimo, riesgo mínimo	Cuota de capacidad	Nuclear Hulla Lignito Gas natural (CCGT, OCGT)	N/A	Alemania	N/A
Roques et al., (2010)	Disponibilidad de recursos	Cartera Eólica óptima Diversificación geográfica	N/A	Viento	Factores de capacidad	Austria Dinamarca Francia Alemania España	Recurso de transmisión
Roques et al., (2008)	Precios de la electricidad, el CO ₂ y los combustibles	Riesgo mínimo-máximo Rendimiento esperado	Cuota de capacidad	Gas natural (CCGT) Carbón Nuclear	N/A	Basado en datos del Reino Unido	N/A
Jansen et al., (2006)	Precios de los combustibles, precio del CO ₂ , disponibilidad de la energía eólica	Riesgo de costo mínimo	Energía generada	Natural gas (CC, CHP), coal, nuclear, wind, biomass, other renewables	N/A	Países Bajos	Recurso (eólico)
Awerbuch and Berger (2003)	Precios de los combustibles, periodo de construcción, O&M	Riesgo mínimo-máximo Rendimiento esperado	Cuota de capacidad	Gas natural, carbón, petróleo crudo, nuclear	N/A	Unión Europea	Capacidad nuclear existente
Humphreys and McClain (1998)	Precio del combustible	Máximo. Rentabilidad esperada Reducir el impacto de las perturbaciones externas de los precios	Consumo de combustible	Petróleo, gas natural, carbón,	N/A	U.S.	N/A

Un aspecto importante de la diversificación (y de la diversificación del suministro de energía) es la búsqueda de activos que puedan complementarse; es decir, portafolios óptimos que presenten una mayor rentabilidad y un menor riesgo (Escribano Francés et al., 2013). Cuanto más negativa sea la correlación entre los activos, mayor será la reducción del riesgo (Pinheiro-Neto et al., 2017) o la complementariedad de los activos.

En los mercados eléctricos, la diversificación de los recursos en energías renovables es una estrategia coherente para aumentar la seguridad energética y compensar las emisiones de CO₂ (Valdés-Lucas et al., 2016). La generación renovable eólica y solar no está expuesta a los riesgos del precio del combustible, pero son intermitentes y no garantizan un suministro ininterrumpido de electricidad. La generación eólica y solar, sin embargo, son recursos distribuidos que pueden aumentar la seguridad del suministro y la resistencia (Escribano Francés et al., 2013).

En cuanto a la capacidad de satisfacer la demanda máxima con recursos intermitentes, la literatura reporta una correlación positiva entre los recursos solares y la carga, y una correlación positiva y más alta entre los recursos combinados solar-eólico y la carga en Brasil (de Jong et al., 2013), EE.UU. (Lave & Ellis, 2016) y Australia (Li et al., 2009). Las correlaciones entre la carga y la disponibilidad de viento dependen de sitios específicos, sin embargo se ha encontrado que son menores que la correlación de carga solar (de Jong et al., 2013), y en algunos casos, negativas, por ejemplo, (Lave & Ellis, 2016; Suomalainen et al., 2015).

La complementariedad de los recursos es uno de los factores que influyen en la capacidad de adaptación del suministro de energía. A fin de evaluar las oportunidades de aumentar la diversificación y la capacidad de recuperación, es importante comprender cómo se distribuyen los recursos intermitentes y cómo se complementan los recursos variables, en particular los hídricos.

5.2 Complementariedad entre los recursos hídricos y eólicos

Se han estudiado las correlaciones entre los recursos hídricos y eólicos en diferentes lugares para identificar el valor de los diferentes portafolios hidráulicos/eólicos con las mismas entradas de energía en Canadá (Denault et al., 2009), e identificar sitios prometedores para la generación de viento en Nueva Zelanda (Branson, 2008; Suomalainen et al., 2015), y Brasil (Witzler et al., 2016). Otros autores (Tande & Vogstad, 1999; Vogstad, 2000) estudian las correlaciones hidroeléctricas y eólicas para evaluar los impactos operacionales y el valor económico de la penetración del viento, para estimar los costos de los sistemas híbridos eólico-hidroeléctricos (Jaramillo et al., 2004), y para comparar los costos de la generación eólica/hidráulica y térmica/hidráulica considerando las curvas de aprendizaje de los vientos (Chade Ricosti & Sauer, 2013).

Los resultados muestran que no hay una completa complementariedad entre recursos eólicos e hidráulicos porque la disponibilidad de los vientos depende de lugares específicos y tiene variaciones interanuales además de las intra-anales (Chade Ricosti & Sauer, 2013; Denault et al., 2009). A pesar de esto, se ha encontrado que una mezcla de generación de energía hidráulica e eólica contribuye a la gestión de las reservas de agua (Vogstad, 2000), y a mejorar perfiles de riesgo (Denault et al., 2009) a costos competitivos con la generación de energía térmica y nuclear (Chade Ricosti & Sauer, 2013).

Dada la incertidumbre en la disponibilidad de agua y viento, varios autores han aplicado un

enfoque de opciones reales para estimar el valor de los sistemas híbridos eólico-hidráulicos (Reuter et al., 2012; Weibel & Madlener, 2015) y para valorar las contribuciones de la generación eólica a la confiabilidad en sistemas dominados por la energía hidráulica (Isaza & Botero, 2016). En Bruno, Ahmed and Shapiro (Bruno et al., 2014) se propone una combinación de opciones reales y programación estocástica para encontrar las estrategias óptimas de inversión en la generación de electricidad combinando los recursos hídricos y eólicos.

Tabla 5-2 Resumen de los estudios sobre la complementariedad de la energía hidroeléctrica y eólica.

Autor (es)	Tecnologías	Región	Objetivo	Modelización de la complementariedad	Hallazgos
Tande and Vogstad (1999)	Energía hidroeléctrica, energía eólica	Noruega	Estimar las implicaciones de la generación eólica	Oferta de energía eólica esperada modelada con series temporales	Mayor variación de la oferta anual en las centrales hidroeléctricas que en las eólicas. La variación estacional del viento coincide con la demanda.
Vogstad (2000)	Hidroeléctrica, eólica, térmica, cargas despachables	Medio de Noruega	Calcular el valor de la generación eólica a gran escala	EMPS. Programación dinámica estocástica y simulación. Modelo de series temporales para la energía eólica en régimen de escorrentía.	El valor de la generación eólica se calcula como el valor de la energía generada más la gestión del embalse. 100 MW eólicos evitan más vertidos que 3000 GWh
Jaramillo et al., (2004)	Sistema híbrido Hidráulica – Eólica.	México	Estimación del costo de la energía firme del sistema eólico-hidráulico	Los niveles de los embalses se utilizan para modelar el factor de capacidad hidráulica, y la PDF de Weibull para modelar el factor de capacidad eólica. Costes nivelados de la energía para el sistema híbrido	El sistema híbrido tiene un costo nivelado competitivo El agua almacenada compensa las variaciones estacionales del viento Se necesitan 40,46 MW de potencia nominal para suministrar 20 MW de potencia firme
Denault et al., (2009)	Sistema hidroeléctrico y eólico	Canadá (Quebec)	Minimizar el riesgo a largo plazo (déficit energético en 50 años)	Se usaron cópulas para modelar la dependencia de las entradas anuales de energía del agua y del viento. Se simularon carteras que combinaban 0%, 1%,2%, ...,100% de entradas de energía	Evidencia de ciclos con largos periodos de afluencia hidroeléctrica y eólica muy por encima y por debajo de la media. Las penetraciones eólicas de hasta el 30% mejoran el perfil de riesgo.

				hidráulica y eólica.	
Branson (2008)	Hidroeléctrica, eólica	Nueva Zelanda	Encontrar correlaciones entre la disponibilidad de viento y agua	Se examinan las correlaciones semanales y mensuales de 13 lugares con datos de 1990-2008.	Correlación positiva de la velocidad del viento en todos los sitios. Los recursos hídricos están más diversificados que los eólicos (menor correlación).
Chade Ricosti and Sauer (2013)	Hidroeléctrica, eólica	Brasil	Evaluación económica de la energía eólica como sustituta de la térmica	Se simulan las complementariedades plurianuales de las entradas medias de energía normalizada eólica e hidráulica para encontrar los factores de capacidad previstos.	Evidencia de la complementariedad interanual de los recursos eólicos e hidráulicos. Los factores de capacidad de las centrales eólicas, inferiores a los previstos, exigen más investigación.
Jong et al. (2013)	Hidroeléctrica, eólica y solar	Brasil	Analizar la capacidad de satisfacer la carga máxima con energía eólica y solar	Datos medios mensuales utilizados para el cálculo del coeficiente de correlación de Pearsons.	La correlación solar-carga es mayor que la correlación viento-carga. La combinación de energía solar y eólica tiene la mayor correlación positiva con la carga. La combinación de energía solar y eólica tiene una mayor correlación negativa con los niveles de los embalses.
Suomalainen et al. (2015)	Hidroeléctrica, Eólica	Nueva Zelanda	Identificar las correlaciones no relacionadas con las variaciones estacionales.	Regresión de Fourier para separar las variaciones estacionales de las anomalías. Análisis de correlación de los niveles de los embalses hidroeléctricos y la potencia eólica, y de los recursos y la demanda/los precios.	Se identifican los emplazamientos eólicos con fuertes correlaciones estacionales negativas con el almacenamiento hidráulico. Se identifican los emplazamientos eólicos correlacionados positivamente con la demanda.
Witzler et al. (2016)	Viento	Brasil	Analizar la complementariedad de los emplazamientos de generación eólica.	Series temporales de viento diarias reconstruidas de 1948 a 2014 para estimar las series de generación de	Importante complementariedad interanual entre las regiones del sur y del noreste.

				energía. Análisis de correlación cruzada para evaluar la complementariedad entre 14 sitios con potencial eólico.	
--	--	--	--	--	--

La revisión de la literatura en la Tabla 5-2 muestra los beneficios de combinar la generación de energía hidroeléctrica y eólica debido a su complementariedad, lo que conduce a una cartera diversificada. Entre las herramientas utilizadas para modelar las interrelaciones entre las variaciones climáticas, la diversificación y la complementariedad se encuentran las series tiempo, la teoría de portafolio y las opciones reales. Estos trabajos, sin embargo, no consideran el comportamiento estratégico de los agentes de generación.

5.3 Aplicaciones de la teoría de juegos en el sector de la energía

Cualquier situación en la que los individuos toman decisiones estratégicas en las que los resultados dependen de lo que haga cada uno, constituye un juego de estrategia. Un juego está compuesto por jugadores, información, acciones, estrategias, y resultados (Waldman & Jensen, 2013). En los juegos cooperativos, es posible que los jugadores lleguen a acuerdos para lograr un objetivo común (Voropai & Ivanova, 2006), mientras que en los juegos no cooperativos se descarta esa posibilidad.

La teoría del juego cooperativo se ha utilizado para analizar los problemas del sistema eléctrico, como: la asignación de pérdidas, la asignación óptima de recursos en las redes, la asignación de los costos de expansión de la transmisión, los marcos de gestión de la energía para las redes inteligentes, el rendimiento de la fiabilidad del sistema, la gestión y el control de los sistemas distribuidos y la programación de los sistemas (Abapour et al., 2018). Otras aplicaciones de la teoría cooperativa de juegos se dirigen a la integración de los recursos renovables, en particular la agregación de la energía eólica y participación en los beneficios (Chinmoy et al., 2019; Khare et al., 2016), coordinación de los usuarios finales y control de las redes de distribución de micro-redes en sistemas híbridos solares y eólicos (Khare et al., 2016). Regulación e incentivos para la generación distribuida y también se han estudiado las microrredes utilizando juegos cooperativos (Lo Prete & Hobbs, 2016). Los conceptos de solución cooperativa son el valor de Shapley, el nucleolo, el método equivalente a la programación dinámica (DP) y esquemas de Nash-Harsanyi (Abapour et al., 2018).

La teoría de juegos no cooperativa, en particular los modelos de Cournot y Stackelberg, se han usado ampliamente para encontrar resultados de equilibrio en los mercados oligopólicos de electricidad (Mei et al., 2017; Ventosa et al., 2005). Entre las aplicaciones de los modelos de la teoría de juegos de los mercados de energía están el diseño y análisis de las regulaciones considerando el comportamiento de las licitaciones de los participantes del mercado (Li et al., 2011). Algunos modelos de mercado asumen funciones de costo general y no incluyen restricciones de transmisión, mientras que otros modelos incluyen tecnologías específicas, funciones de costo escalonado y restricciones de transmisión para una representación más realista de los mercados de energía y los equilibrios (Ventosa et al., 2005).

Khare, Nema & Baredar (Khare et al., 2016) examinan las aplicaciones de la teoría de los juegos para estudiar la integración de las energías renovables en los sistemas energéticos. Entre los temas tratados en (Khare et al., 2016) están el análisis de los incentivos para los usuarios, la programación de grandes sistemas de energía, las estrategias óptimas de licitación y contratación. Se han aplicado juegos no cooperativos para estudiar la integración de las energías renovables en los sistemas de energía. Entre las aplicaciones de los juegos no cooperativos para el análisis de la integración de las energías renovables están la fijación de precios dinámicos para la gestión de la demanda energética en las redes inteligentes y el análisis de mecanismos como las tarifas de alimentación y los portafolios estándar (Yi et al., 2019). Otras aplicaciones incluyen la integración de los recursos distribuidos (Su & Huang, 2014) y los prosumidores (Zhang et al., 2015), y la gestión de la respuesta a la demanda (Abapour et al., 2018).

5.4 Modelos para la expansión de la capacidad

Antes de las reformas del mercado, la planificación coordinada de la expansión de la generación y la transmisión se hacía de manera centralizada, utilizando criterios de fiabilidad y de menor costo. Desde una perspectiva de bienestar, la expansión de la capacidad en los sistemas eléctricos se ha planificado usando modelos de optimización con parámetros técnicos y económicos. Después de las reformas del mercado, la expansión de la capacidad de generación y transmisión es llevada a cabo por empresas individuales que responden a las señales de precio y rentabilidad. En este contexto, los modelos de expansión de la capacidad deben considerar la competencia estratégica y su impacto en los precios y la inversión, así como los aspectos estratégicos de la inversión. El desarrollo de las tecnologías de generación intermitente y distribuida añade nuevas incertidumbres al proceso de planificación, y los enfoques de la planificación de la expansión de la generación se han modificado en consecuencia. Sadeghi, Rashidinejad and Abdollahi (2017) muestra una revisión exhaustiva de los modelos de planificación de la expansión de la generación, desde las perspectivas del entorno de la industria energética, las cuestiones ambientales, las nuevas tecnologías de generación y control, las políticas energéticas, el enfoque de modelización matemática y los métodos de solución.

La presente revisión se centra en los modelos de teoría del juego competitivo para la expansión estratégica de la capacidad de generación de energía, resumidos en la Tabla 5-3. Estos modelos abordan una variedad de problemas, desde el análisis de las inversiones en condiciones inciertas, la combinación de tecnologías y la evaluación de las políticas de emisión de GEI, la expansión de la capacidad de generación en los mercados oligopolísticos y la coordinación de la expansión de la generación. Entre las incertidumbres consideradas en la literatura se encuentran la demanda (Genc & Sen, 2008; Oliveira & Costa, 2018; Pineau et al., 2011); las acciones de otros actores (Bunn & Oliveira, 2007; Chuang et al., 2001; Oliveira & Costa, 2018; Wang et al., 2009); las metas de política (Chattopadhyay, 2010) y las regulaciones (Oliveira & Costa, 2018); los costos marginales (Filomena et al., 2014; Oliveira & Costa, 2018); los costos de capital (Chattopadhyay, 2010) y la disponibilidad de recursos (Oliveira & Costa, 2018).

La generación de producción y la inversión en nueva capacidad son las dos decisiones estratégicas para la mayoría de modelos no cooperativos de la Teoría de Juegos. El problema de la expansión puede formularse como un modelo de circuito abierto en el que los agentes eligen simultáneamente la capacidad y la producción, o como un problema de circuito cerrado, que tiene una etapa de

inversión seguida de una etapa de competencia en el mercado (Wogrin et al., 2013). Ambas formulaciones pueden encontrar soluciones de equilibrio para los problemas de expansión estratégica. Bunn and Oliveira, Genc and Sen, Pineau et al., Filomena, Campos-Náñez and Duffey (Bunn & Oliveira, 2007; Filomena et al., 2014; Genc & Sen, 2008; Pineau et al., 2011) modelan simultáneamente las elecciones de capacidad y producción mientras que (Filomena et al., 2014) modela las elecciones de capacidad y producción como un juego de dos etapas. Estudios enfocados en la elección de la tecnología óptima y la expansión del bienestar máximo evalúan escenarios de capacidad exógena (Wang et al., 2009) y expansión de la maximización del bienestar menos costo (Wang et al., 2009).

En cuanto al equilibrio del mercado, los juegos de Cournot se utilizan para modelar la competencia y ajustar el precio del mercado en los juegos de expansión (Bunn & Oliveira, 2007; Chattopadhyay, 2010; Filomena et al., 2014; Genc & Sen, 2008) en los modelos de simulación basados en agentes (Bunn & Oliveira, 2007; Oliveira & Costa, 2018). Otros estudios encuentran precios de compensación del mercado usando modelos competitivos (Murphy & Smeers, 2003) y Stackelberg (Pineau et al., 2011). Algunos estudios teóricos y estudios que presentan métodos de solución no especifican tecnologías de generación (Filomena et al., 2014; Genc & Sen, 2008; Voropai & Ivanova, 2006). Bunn and Oliveira, Pineau et al., Wang et al., Murphy y Smeers (Bunn & Oliveira, 2007; Murphy & Smeers, 2003; Pineau et al., 2011; Wang et al., 2009) diferencian entre las tecnologías de punta y las de menor consumo, mientras que (Chattopadhyay, 2010; Chuang et al., 2001; Oliveira & Costa, 2018) caracterizan varias tecnologías de generación, entre ellas la solar (Oliveira & Costa, 2018) y la eólica (Chattopadhyay, 2010; Oliveira & Costa, 2018). Hasta ahora no se han encontrado ejemplos de modelos de teoría de juegos que examinen el impacto de la variabilidad de los recursos en la generación estratégica y las opciones de producción.

Tabla 5-3 Aplicaciones de la teoría de juegos para la inversión y la expansión de la capacidad en la generación de energía

Autor (es)	Estudio de caso	Problema	Incertidumbre	Decisiones estratégicas	Restricciones	Tecnologías	Formulación del Modelo	Concepto de equilibrio
Chattopadhyay (2010)	Australia	Evaluación cuantitativa de las políticas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero considerando los escenarios de expansión de menor costo y de oferta de mercado.	Política, objetivos de reducción, costes de capital	Generación suministrada al mercado	Disponibilidad de recursos, restricciones a la expansión nuclear	Hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa, nuclear, carbón, CCGT, IGCC-CCS, IGCC, OCGT, CCGT-CCS	Optimización, programación lineal para la expansión intertemporal del menor costo, competencia de Cournot	Nash Cournot para la compensación del mercado.
Pineau et al., (2011)	Finlandia	Evaluar el impacto de la elasticidad, el horizonte de planificación y la tasa de depreciación en la inversión.	Demanda incierta, combinación de generación.	Inversión y producción	Capacidad	No especificado pico y base	Desigualdades variaciones (VI), programación no lineal (PNL), programación estocástica (PE) y programación matemática con restricciones de equilibrio (PMEC).	Modelo de Nash: elección simultánea de la inversión y la producción. Modelo de Stackelberg: un líder anuncia las opciones de inversión y producción y los competidores le siguen.
Bunn and Oliveira (2007)	Sistema Genérico	Equilibrio de precios en un mercado de pool, y en un mercado de comercio bilateral.	Acciones de otros jugadores	La producción se vende en los mercados de carga base, de punta y de hombro. Las	Capacidad	No se especifica. Las funciones de costo escalonadas representan carteras de	Simulación basada en agentes	Nash-Cournot

				empresas pueden reorganizar su cartera de plantas mediante la adquisición de plantas existentes.		plantas de carga base.		
Chuang et al., (2001)	Sistema Genérico	Expansión bajo 1) Competencia Cournot todos los generadores, 2) Colusión y 3) Competencia Cournot un generador y una coalición del resto.	Acciones de otros jugadores	Expansión, producción y reservas simultáneas	Compromiso de reserva y limitaciones de capacidad.	Expansión nuclear y térmica existente, térmica (petróleo, gas natural y carbón).	Algoritmo iterativo para encontrar el equilibrio	Nash-Cournot
Voropai and Ivanova (2006)	Sistema Genérico	Coordinación de las empresas independientes para la expansión de la generación	Demanda, exportaciones	Generación de expansión coordinada		Plantas de carbón y gas natural.	Juego de coalición, función de utilidad aditiva multicriterio	Valor de Shapley
Genc and Sen (2008)	Ontario	Ampliación de la generación	Demanda	Cantidades de producción e inversión que maximizan el descuento	Producción y capacidad	No especificado.	Juego dinámico de programación estocástica	Modelo Cournot, equilibrio de bucle abierto
Murphy and Smeers (2003)	Teórica	Problema de inversión en oligopolios asimétricos con diversidad tecnológica	Demanda variable en el tiempo	Producción e inversión	Capacidad	Pico y carga base	Problema formulado como un programa estocástico de dos etapas	Competencia perfecta, Cournot cerrado y Cournot abierto

Oliveira and Costa (2018)	Mercado Ibérico	Expansión de la capacidad en mercados oligopólicos	Demanda y coste marginal inciertos. Incertidumbre en la producción por la intermitencia de las fuentes de energía e incertidumbre normativa.	Las empresas ajustan su cartera de generación invirtiendo/desinvirtiendo en tecnologías. El precio se forma en un mercado oligopólico donde las empresas compiten en cantidades.	Capacidad	CCGT, carbón ASC-FGD, nuclear PWR, eólica marina y terrestre, Hidroeléctrica >5 MW, Solar PV > 50 MW. Factores de carga para hidroeléctrica, solar y eólica.	Simulación basada en agentes y monte-Carlo, basada en un algoritmo de aprendizaje de refuerzo indirecto.	Juego repetido con aprendizaje
Wang et al., (2009)	Sistema Genérico	Estrategias de planificación óptima y estrategias de oferta de energía/reserva. Los mercados son competitivos, la ISO minimiza el coste de suministro de la carga	Acciones de otros jugadores	Ampliación y ofertas para el mercado de reserva.	Capacidad, reservas y restricciones de transmisión	No se especifica.	Algoritmo evolutivo para encontrar estrategias de equilibrio	Equilibrio de Nash
Filomena et al., (20114)	Solución analítica del modelo teórico	Solución analítica del modelo teórico	Impacto de los costes marginales en la selección de la cartera de tecnologías de generación	Coste marginal	(i) la cartera de tecnologías, (ii) la capacidad de cada tecnología y (iii) el nivel de producción de cada tecnología para cada escenario	Capacidad	No se especifica	Juego de dos etapas. Las empresas deciden primero una cartera de tecnologías y capacidades y, en la segunda etapa, deciden su nivel de producción para cada tecnología en un juego de Cournot

En este capítulo se propone una aplicación de la teoría de juegos para la toma de decisiones sobre la diversificación de los recursos mediante un ejemplo estilizado que incluye dos generadores en una canasta de generación de energía hidráulica y eólica.

5.5 Juego de inversiones con recursos complementarios

Un juego de inversión simplificado ilustra cómo la complementariedad de los recursos influye en los resultados del equilibrio y la diversificación en la generación de energía. El juego tiene los siguientes componentes:

Jugadores: Dos generadores de energía deciden invertir en nueva capacidad hidráulica o eólica para satisfacer la totalidad de la demanda en un mercado competitivo.

Acciones: Los generadores pueden invertir en una nueva planta de energía eólica (W) o hidroeléctrica (H), cada una con una capacidad nominal de 100 MW (0,1 GWh). Si la oferta del mercado está por debajo de la demanda, entonces la energía se importa (I) a un precio de 15,0 \$US/kWh.

Estrategias: Como el juego solo tiene una etapa, las estrategias puras de los jugadores corresponden a las acciones de inversión en tecnología hidráulica o eólica. El espacio estratégico de cada jugador es:

Jugador 1 (Hidro) = {Invertir en Hidro (H), Invertir en Viento (W)}

Jugador 2 (Viento) = {Invertir en Hidro (H), Invertir en Viento (W)}

Los posibles resultados del juego son los siguientes: {H, H} {W, H} {H, W} {W, W}.

La energía disponible para satisfacer la demanda depende del total de la capacidad instalada y sobre la disponibilidad de agua/viento. Si la energía disponible es inferior a la demanda, los oferentes pagan una multa que representa un precio de racionamiento o tasas de importación.

Información: Los jugadores conocen la capacidad y los costos de cada tecnología. Este es un juego estático de una sola etapa donde los agentes juegan simultáneamente. Es decir, los jugadores invierten sin conocer la decisión de sus oponentes.

Pagos: Los pagos anuales dependen de los costos de generación, del precio de mercado de la electricidad y de la cantidad generada. La generación es una función de la mezcla de tecnologías y de la disponibilidad estacional de agua y viento. Hay dos estaciones: la lluviosa (R) y la seca (D).

Para encontrar las utilidades o pagos de los jugadores la siguiente ecuación es utilizada:

$$U_i = \sum_{t \in \{D, R\}}^i (IT_{it} - CT_{it}) \quad (4)$$

Donde IT_{it} es el ingreso total del jugador i en la estación t = seco; lluvioso y se calcula como:

$$IT_{it} = PS_t * CG_{it} \quad (5)$$

PS_t son los precios de equilibrio del mercado, que dependen de la temporada y CG_{it} es la cantidad de energía generada por el jugador i en la temporada $t = D; R$.

Los costos totales (CT_{it}) del jugador i en la temporada t se calculan como:

$$CT_{it} = MC_{it} * CG_{it} \quad (6)$$

Donde MC_{it} son los costos marginales del jugador i en la temporada t . Con los resultados obtenidos de (1), se calcula la matriz de pagos en millones de dólares.

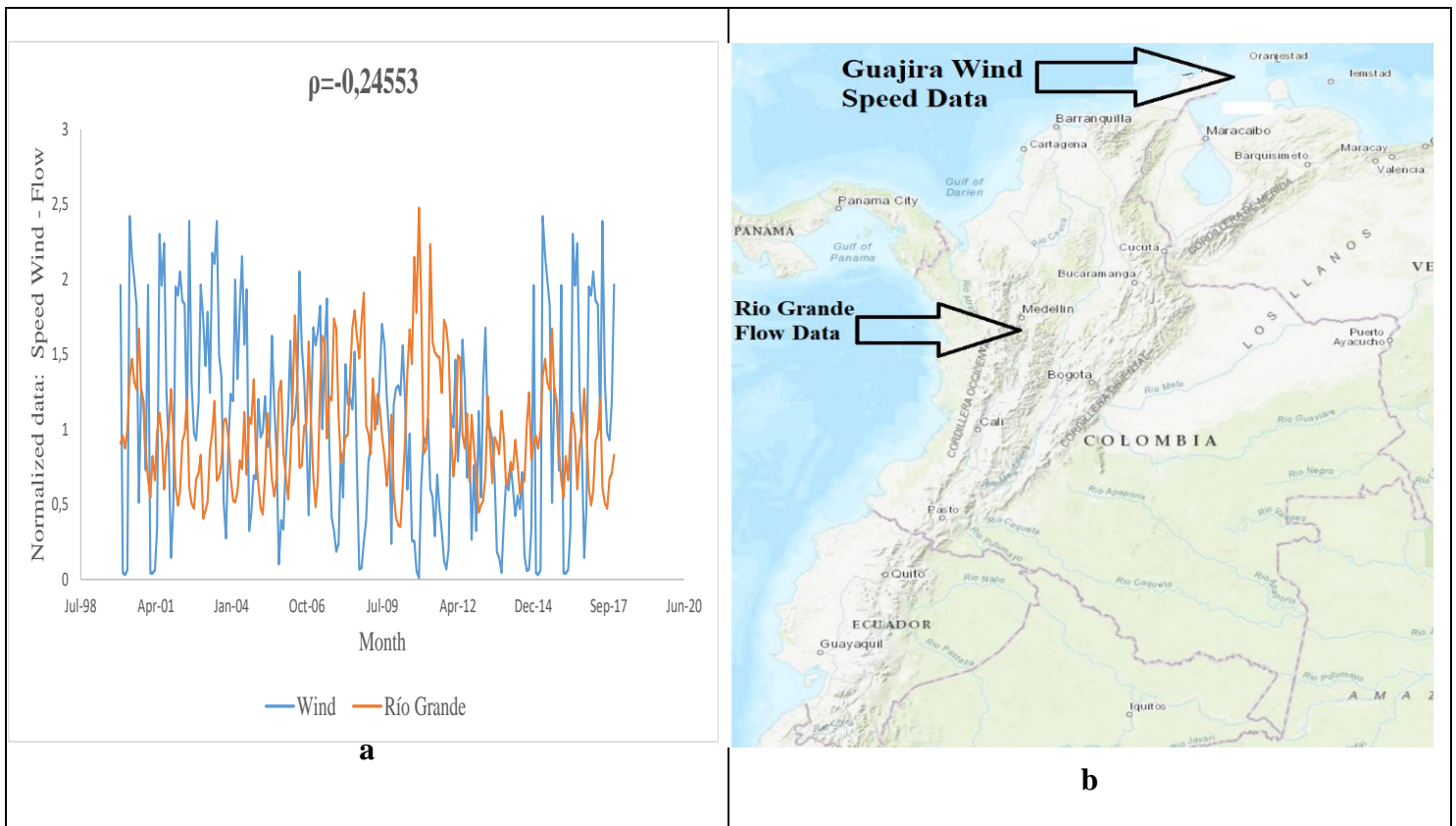
Fuentes de datos y conversión

Para estimar la cantidad de energía generada por los jugadores y los pagos de los juegos, se utilizaron las siguientes series de referencia de disponibilidad de agua y viento:

- Los caudales de agua están representados por el caudal medio diario (m³ /s) para el Río Grande, ubicado en la Región Andina, centro-oeste de Colombia (ver Figura 5-1 b). Se trata de una zona montañosa de alta precipitación donde las principales centrales hidroeléctricas de Colombia están ubicadas. El Río Grande aporta su caudal a la central hidroeléctrica "La Tasajera" y con otros ríos, contribuye a la cadena hidroeléctrica de las centrales Porce II y Porce III
- La serie para el promedio de la velocidad diaria del viento en m/s (a partir de datos promedio por hora) proviene de la alta península de la Guajira, al noreste de la costa del Caribe, que tiene los mejores regímenes de viento del país y donde se encuentra un parque eólico piloto, llamado Jepirachi (véase la Figura 5-1 b).

La Figura 5-1b muestra el promedio de los flujos diarios y la velocidad del viento desde enero de 2000 hasta diciembre de 2017. Los datos de los flujos diarios de agua se obtuvieron de XM (XM, 2017) y el IDEAM proporcionó los datos de la velocidad del viento desde enero de 2000 hasta 2014. Para los años 2015, 2016 y 2017 utilizamos una simulación de Monte Carlo para estimar los datos restantes. El coeficiente de correlación entre el flujo de agua y las series de velocidad del viento es 0,24553.

Figura 5-1 Serie de referencia del caudal y velocidad del viento (a) y ubicación de referencia de los recursos de agua y viento (b) (Ramírez C., 2015).



Para obtener la generación de energía hidroeléctrica se usó un factor de conversión para la central de Tasajera de $0,0077468 \text{ kW/m}^3 / \text{s}$ (Consejo Nacional de Operación, 2018). Se utilizó la serie de datos primarios de velocidad del viento (enero de 2000 a diciembre de 2014) para hacer una previsión mensual para los años 2015, 2016 y 2017 utilizando Simulación de Monte Carlo. Con la serie completa de velocidades del viento 2000-2017, se calculó la producción de energía eólica, suponiendo una unidad Nordex N117/3000 kW y viento con 20 turbinas. Los datos de la velocidad del viento del IDEAM se obtuvieron a una altura de 10 m sobre el suelo. Para transformar estos datos a la altura a la que funciona la turbina eólica (117 m), se utilizó el modelo "Perfil de Lysen" (Lysen, 1983) con la siguiente ecuación:

$$V = V_{ref} \left(\text{LN} \left(\frac{Z}{Z_0} \right) / \text{LN} \left(\frac{Z_{ref}}{Z_0} \right) \right) \tag{7}$$

Donde:

- V_{ref} es la velocidad del viento conocida,
- Z es la altura a la que quieres saber la velocidad V
- Z_{ref} es la altura conocida

Z_0 es la longitud equivalente de la rugosidad, que depende de las características del terreno.

Después de obtener las velocidades del viento a 117 m, se utiliza la ecuación de la curva de potencia de la turbina eólica (véase el Apéndice A) para encontrar los datos de generación de viento:

$$Y = -9,2016X^3 + 219,64X^2 - 1.229,3X + 2.063,6 \quad (8)$$

Y es la energía generada por la turbina en kWh.

X es el viento generado a una altura de 117 m sobre el nivel del mar.

Los factores de capacidad para cada tecnología y estación (lluviosa (R) y seca (D)) son determinados y mostrados la tabla 9. Los resultados de la Tabla 5-4 muestran un alto factor de capacidad para la central eólica. Los factores de capacidad del viento que son altos son explicados por las características del lugar seleccionado para la simulación, que tiene regímenes de viento de promedio elevado (Unidad de planeación Minero Energética (UPME), 2006) con una velocidad del viento entre 5 m/s y 11 m/s a lo largo del año (Ruíz-Murcia et al., 2017). El nivel de precipitaciones y los vientos están correlacionados negativamente y, por tanto, las tecnologías eólica e hidráulica son complementarias.

Tabla 5-4 Factor de capacidad estimado y parámetros de operación de las tecnologías eólicas e hidráulicas durante las estaciones lluviosa (R) y seca (D)

Parámetros		Viento	Hidráulica
Factor de Planta	Hidráulica (R)		58,77%
	Viento (R)	36,16%	
	Hidráulica (D)		42,26%
	Viento (D)	57,29%	
Horas de funcionamiento por semestre hora (cada semestre corresponde a una temporada).	Horas	4.380	4.380

En este mercado, los generadores ofertan su capacidad disponible a su costo marginal. Los costos de generación nivelados de la Tabla 5-5 se estiman para cada tecnología y temporada, basándose en los factores de planta de la Tabla 5-4 y en los costos medios de capital y variables de (CAISO Operations and Maintenance Cost Report, 2018; IRENA, 2018; U.S. Energy Information Administration, 2019).

Tabla 5-5 Costo fijo y variable de las tecnologías de generación de energía eólica e hidráulica.

Parámetros	Unidad de medida	Viento	Hidráulica
Costo de Instalación	\$US	162.400.000	290.000.000
Costo Fijo (R)	\$US / Semestre	875.355	1.704.244
Costo Fijo (D)	\$US / Semestre	1.386.872	1.225.540
Costo Variable O&M (R)	\$US / Semestre	316.756	785.069
Costo Variable O&M (D)	\$US / Semestre	501.853	564.551
Coste nivelado Viento-Luvia	\$US / kWh	0,05879	
Coste nivelado Viento-Seco	\$US / kWh	0,03710	
Coste nivelado Hidroeléctrica - Lluvia	\$US / kWh		0,0562
Coste nivelado Hidroeléctrica -Seco	\$US / kWh		0,0782
Periodo de financiación	Semestre	40	80
Tasa de interés efectiva anual	Porcentaje	10%	10%
Tasa de interés efectivo semestral	Porcentaje	4,881%	4,881%

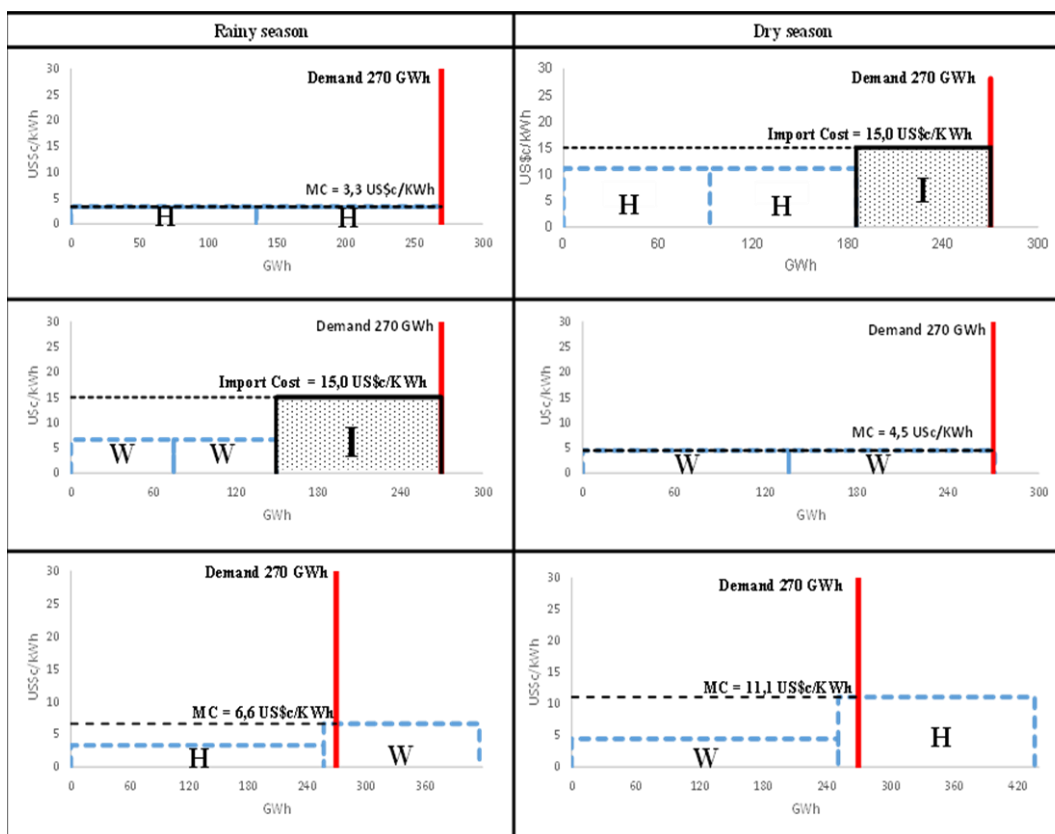
La demanda del mercado es perfectamente inelástica y equivale a 270 GWh por semestre. Un operador del mercado determina el precio de equilibrio mediante una orden de mérito basada en los costos marginales de la planta.

La Figura 5-2 presenta las curvas de oferta y demanda para las estaciones lluviosa y seca y cada una de las posibles combinaciones de generación, {H,H} {W,H} {H,W} {W,W}, resultantes del juego de inversión. Dado que los recursos eólicos e hídricos son complementarios, los beneficios de los generadores son mayores con una canasta /hidro-eólico que con un sistema dependiente del agua o del viento.

Durante la temporada de lluvias, los inversionistas de un sistema 100% hidroeléctrico obtienen beneficios nulos porque el precio de la electricidad es igual a su costo marginal, pero hay seguridad en el sistema porque los recursos hidroeléctricos son suficientes para satisfacer la demanda requerida a un precio competitivo. Sin embargo, durante la estación seca, un sistema 100% hidroeléctrico no tiene suficientes recursos para satisfacer la demanda, lo que crea escasez y pérdidas para los inversionistas. Del mismo modo, a pesar de los elevados factores de capacidad asumidos para las plantas eólicas, un sistema 100% eólico no genera suficiente energía para satisfacer la demanda durante una temporada de lluvias, pero durante una temporada seca, un sistema 100% eólico satisface la totalidad de la demanda.

Como muestra la Figura 5-2, una combinación de generación hidroeléctrica y eólica satisface la demanda en las estaciones seca y lluviosa. El generador con el menor costo marginal durante la temporada obtiene beneficios distintos de cero, mientras que el otro obtiene beneficios nulos. Por lo tanto, los beneficios en este juego son mayores para los resultados con una matriz de generación diversificada que para un sistema de generación 100% hidráulica o eólica.

Figura 5-2 Despacho de méritos y equilibrio del mercado para las estaciones lluviosas y secas y los resultados del juego



La Tabla 5-6 resume los resultados de la Figura 5-2. Para cada perfil estratégico, los pagos anuales de la Tabla 5-6 corresponden a los beneficios totales de los generadores (U_i , $i = 1,2$). Estos pagos se calculan a partir del precio y la cantidad obtenidos en el despacho para cada estación (Figura 5-2), descontando los costos (Tabla 5-5). En particular, para los resultados diversificados (HW, WH) los beneficios de cada jugador durante la temporada con alta disponibilidad de recursos equilibran sus pérdidas durante las temporadas con baja disponibilidad de recursos.

Tabla 5-6 Matriz de pagos para el juego de inversión de diversificación: Los pagos corresponden a los beneficios anuales de cada jugador suponiendo un coeficiente de correlación de -0,245 para los recursos hidro-eólicos

		Jugador 2 Inversionista		
		Estrategias		
Jugador 1 Inversionista		Estrategias Mixtas	$q = 0,54$	$1 - q = 0,46$
			H	W
$p = 0,54$	H	-6,4 ; -6,4	<u>0,85 ; 1,7</u>	
$1 - p = 0,46$	W	<u>1,7 ; 0,85</u>	-9,0 ; -9,0	

El equilibrio de Nash en el juego anterior consiste en que cada jugador elige la mejor estrategia posible, dadas las estrategias elegidas por los demás. En un equilibrio de estrategia pura, solo una acción tiene una probabilidad positiva de ser seleccionada. El juego presenta dos equilibrios de Nash simétricos: {W-H} y {H-W}, en los que los jugadores obtienen beneficios no negativos. Los cambios climáticos y la intermitencia de los recursos afectan a la seguridad del sistema cuando los jugadores instalan el mismo tipo de tecnología.

Además de los equilibrios de estrategia pura {W, H} {H, W}, existe un equilibrio de estrategias mixtas en el que los jugadores asignan un perfil de probabilidad a sus estrategias puras de forma que cada jugador es indiferente a sus dos estrategias puras (véase el apéndice A). En el equilibrio, el jugador 1 asigna una probabilidad $p(H) = 0,548$ y $p(W) = 0,451$ a sus estrategias hidroeléctrica y eólica, y el jugador 2 asigna una probabilidad $q(H) = 0,548$ y $q(W) = 0,451$ a sus estrategias hidroeléctrica y eólica para un coeficiente de correlación de 0,24 (véase el apéndice A para los cálculos). Las curvas de mejor respuesta de los jugadores 1 y 2 en el Apéndice A se cruzan en tres puntos: equilibrio de estrategia pura ($q = 0, p = 0$) and ($q = 1, p = 1$), y equilibrio de estrategia mixta: ($q = 0,548, p = 0,548$).

La tabla 5-7 muestra los resultados del mismo juego, asumiendo diferentes coeficientes de correlación para los recursos hídricos y eólicos. Los dos equilibrios diversificados de estrategias puras {W,H}, {H,W} se mantienen cuando los recursos están correlacionados negativamente. En cuanto a las estrategias mixtas, para un coeficiente de correlación agua/viento de 1, el jugador 1 asigna una probabilidad $p(H) = 0,636$ y $p(W) = 0,364$ a sus estrategias hidráulica y eólica, y el jugador 2 asigna una probabilidad $q(H) = 0,636$ y $q(W) = 0,364$ a sus estrategias hidráulica y eólica. Los pagos por resultados diversificados ({W,H}, {H,W}) aumentan para los recursos eólicos e hidráulicos con una correlación negativa perfecta. Las correlaciones positivas, en cambio, dan lugar a un único equilibrio no diversificado {H,H} se observa que las correlaciones positivas entre los recursos hidroeléctricos y eólicos se asocian con menores beneficios para los resultados diversificados {H,W}, {W,H}. Esto indica que el valor de la diversificación eólica/hidráulica es mayor cuando los recursos están correlacionados negativamente.

Tabla 5-7 Equilibrio del juego de diversificación para diferentes coeficientes de correlación viento-hidro (ρ).

		$\rho = -0.24$				$\rho = -1$			
		Jugador 2				Jugador 2			
		Estrategias				Estrategias			
		Estrategias Mixtas		$q = 0,548$	$1 - q = 0,451$	Estrategias Mixtas		$q = 0,636$	$1 - q = 0,364$
				H	W			H	W
Jugador 1	$p = 0,548$	H		-6,4 ; -6,4	0,85 ; 1,7	$p = 0,636$	H	-6,4 ; -6,4	1,5 ; 1,6
	$1 - p = 0,451$	W	1,7 ; 0,85		-9,0 ; -9,0	$1 - p = 0,364$	W	1,6 ; 1,5	-12,5 ; -12,5
		$\rho = 0.24$				$\rho = 1$			
		Jugador 2				Jugador 2			
		Estrategias				Estrategias			
		Estrategias Mixtas		$q = 1$	$1 - q = 0$	Estrategias Mixtas		$q = 1$	$1 - q = 0$
				H	W			H	W
Jugador 1	$p = 1$	H		-6,4 ; -6,4	0,26 ; -8,24	$p = 1$	H	-6,4 ; -6,4	0,62 ; -9,89
	$1 - p = 0$	W	-8,24 ; 0,26		-14,3 ; -14,3	$1 - p = 0$	W	-9,89 ; 0,62	-15,2 ; -15,2

Los dos equilibrios de estrategia pura encontrados cuando los recursos están correlacionados negativamente son soluciones que aumentan cada la diversificación para cada agente y al sistema. La teoría de juegos, sin embargo, no predice cuál se va a jugar. En un entorno de decisión real, los jugadores pueden llegar a un acuerdo o construir mecanismos de coordinación para enviar señales públicas o privadas sobre la estrategia a seguir para llegar a una solución más igualitaria o a una solución que beneficie a todos, pero que no empeore a nadie. Se trata de la idea de equilibrio correlacionado, desarrollada por Aumann (1987), según la cual los agentes responden a una señal producida por un mecanismo aleatorio conjunto operado por un mediador, y eligen una de sus estrategias puras de tal manera que no tienen intereses para desviarse de la señal sugerida.

5.6 Conclusiones

La revisión de la literatura muestra que las decisiones de inversión en el mercado de la electricidad están expuestas a nuevas fuentes de riesgo e incertidumbre. Por lo tanto, desde el punto de vista del inversionista, las opciones tecnológicas para la nueva capacidad de generación de energía son estratégicas y su rentabilidad depende de la combinación energética de los sistemas. La diversificación y la complementariedad de recursos son uno de los problemas menos estudiados en la literatura sobre inversión en sistemas eléctricos y es una línea potencial para futuras investigaciones. Además, esta revisión arroja luz sobre cómo la diversificación y la teoría de juegos se complementan para representar complejas interrelaciones entre agentes y recursos energéticos. Entender la relación entre la combinación de tecnologías, la disponibilidad de recursos y los beneficios es clave para analizar las elecciones tecnológicas estratégicas en la generación de energía.

El juego de inversión propuesto muestra que, cuando los recursos son complementarios, una matriz de generación diversificada da lugar a mayores beneficios para los generadores y a un menor riesgo de suministro que los resultados no diversificados. Para el operador del sistema, un resultado diversificado con tecnologías complementarias aumenta la seguridad del suministro.

Los resultados del juego muestran que la complementariedad entre los recursos hidroeléctricos y eólicos puede aprovecharse para beneficiar tanto a los inversionistas como a la operación del sistema. La diversificación de la energía eólica/hidráulica es entonces una combinación adecuada en los mercados con una gran cuota de energía hidráulica porque reduce la dependencia de la hidrología, disminuye el riesgo y mejora la fiabilidad del suministro, entre otros factores.

El juego estático y simultáneo sugerido tiene varias limitaciones que muestran futuras líneas de investigación. En primer lugar, tras la inversión, se supone que los dos jugadores se comportan de forma competitiva y no se considera la naturaleza de oligopolio y dinámica del mercado.

La diversificación del portafolio de generación permite controlar la volatilidad en el mercado eléctrico, mediante la inclusión de recursos eólicos en un sistema hidrodominado, a través de los cuales se puede aminorar el impacto que tienen los eventos climáticos.

6. Valoración de Inversiones bajo riesgo e interacción competitiva

Introducción

Como se mencionó en los capítulos anteriores, los proyectos de inversión bajo incertidumbre utilizan métodos de valoración tradicional para determinar la viabilidad de las inversiones. Sin embargo, ante las limitaciones del VPN para valorar la flexibilidad en los proyectos de inversión en activos tangibles, se han usado las opciones reales para valorar este tipo de inversiones. Además de esto, se incluyen las interacciones estratégicas a través de la Teoría de Juegos.

Este capítulo pretende dar aportes con relación al análisis del valor estratégico de la diversificación de tecnologías de generación de electricidad, asumiendo que los inversionistas participan en un mercado competitivo y considerando también el valor de la flexibilidad en los proyectos y el comportamiento estratégico entre competidores usando el modelo de Juego de Opciones. Por otro lado, en esta sección se analiza la importancia de la complementariedad en un sistema sin capacidad instalada y con capacidad instalada con energía hidráulica.

6.1 Juego de Opciones con recursos complementarios

La metodología empleada en esta investigación se da a partir los siguientes pasos (ver Figura 6-1):

Paso 1: Calcula la generación de cada tecnología, hidráulico y eólico, a partir de los datos obtenidos por XM y el IDEAM. La base de datos del viento es incompleta por lo se estiman los datos a través de la metodología series de tiempo. Con esta información se halla los factores de planta. Luego se construye la estructura de costos para cada una de las tecnologías.

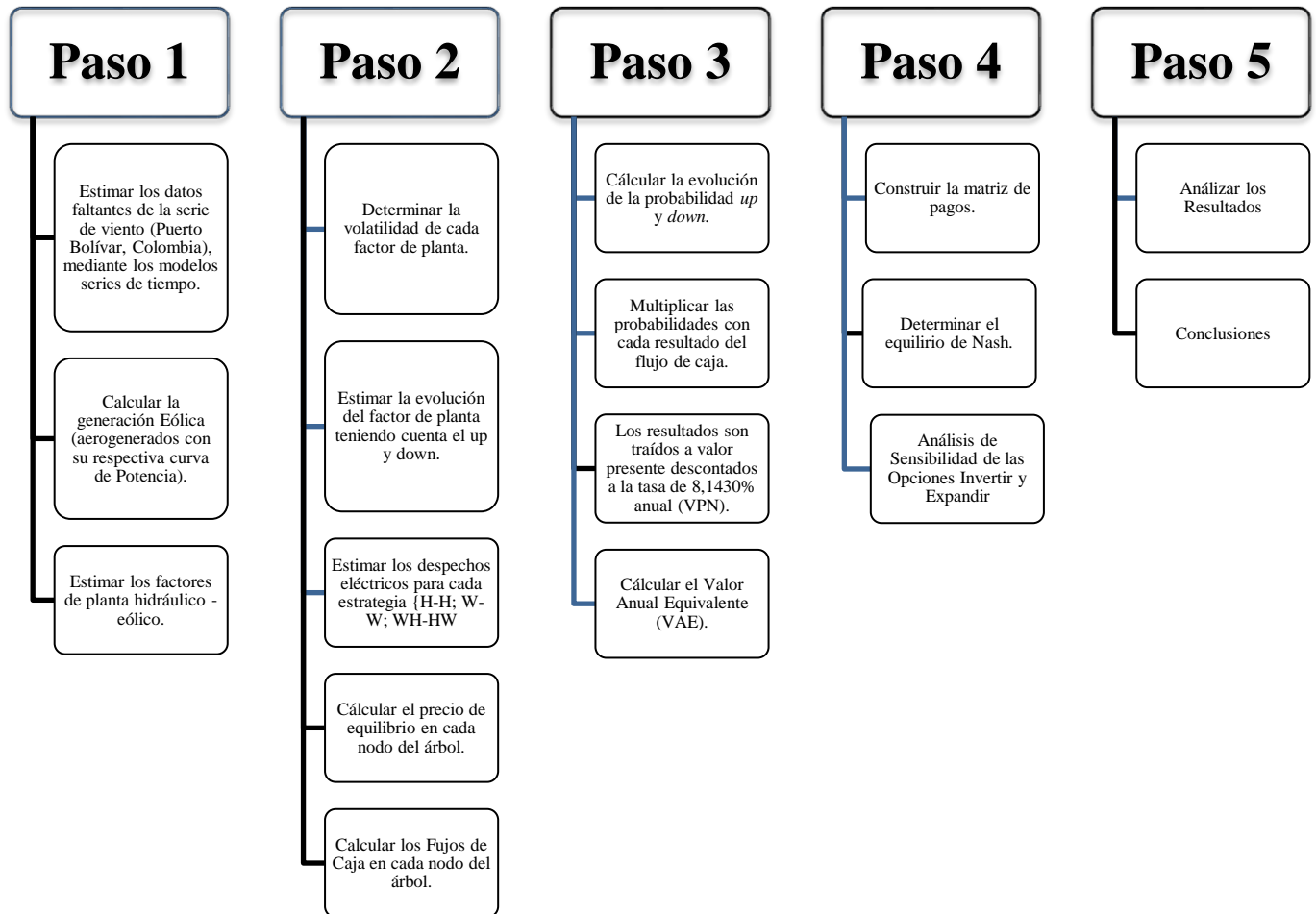
Paso 2: Determina la volatilidad de cada factor de planta a través de datos históricos, luego se estima la evolución de esta variable teniendo en cuenta el *up* y *down*. El precio de equilibrio se calcula a través del despacho por orden de mérito. Esto se hace para cada estrategia {H-H ; W-W ; WH-HW}, donde H= Hidráulico, W= Eólico. Con esta información se calculan los flujos de caja en cada nodo del árbol (beneficio /pérdida).

Paso 3: Los resultados del flujo de cada estrategia se multiplican por la probabilidad libre de riesgo. Para llegar al valor final de los beneficios de cada generador, multiplica los beneficios anuales en cada nodo por la correspondiente probabilidad ajustada al riesgo y se descuentan esos valores a una tasa del 8.1430% anual. Con el resultado se resta la inversión inicial y se obtienen los pagos para cada jugador. Con esta información se obtiene los valores de las opciones invertir, expandir y diferir. La opción expandir se ingresan 250 MW de energía eólica en el año 2023. Por otra parte, la opción diferir se analiza a partir de cuatro (4) escenarios.

Paso 4: Con la información anterior, se formula el juego de inversión en tecnologías de generación renovables (hidráulica y eólica) para cada opción y luego se determina el equilibrio de Nash. Para el análisis de sensibilidad, se calculan datos aleatorios teniendo en cuenta la distribución de probabilidad de los factores de planta de Hidráulica y Eólica.

Paso 5: Analizar resultados obtenidos en los pasos anteriores.

Figura 6-1. Metodología empleada para el cálculo del Juego de Opciones



6.1.1 Supuestos del Modelo

Para el desarrollo del modelo de valoración de proyectos de inversión en tecnologías de generación de electricidad, se tendrán los siguientes supuestos:

Supuestos Generales

1. Se asume un sistema de generación hidrodominado con solo cuatro (4) plantas. Estas tecnologías de generación se seleccionaron de acuerdo con la correlación más alta entre los recursos el caudal y viento del sistema eléctrico colombiano. Las centrales térmicas no son consideradas en el modelo.
2. La tecnología de generación de electricidad renovable no convencional es la Eólica.
3. El proyecto está conectado a la red; por lo cual no se asumen costos de conexión.
4. El proyecto está financiado 100% por los inversionistas, por lo cual no se proyectan recursos de crédito.
5. Mercado competitivo, despacho por orden de mérito.
6. Para el análisis de la complementariedad se consideran los escenarios de variación del clima, dos estaciones al año (lluvia y soleado). Además, se analizan dos condiciones para la inversión en nueva capacidad: 1) al comienzo no hay capacidad instalada, la demanda total es 350MW y 2) al comienzo hay una capacidad instalada de 1873 MW y la demanda total es de 1600MW al año.

Supuestos de las Opciones Reales

1. La variable de incertidumbre considerada es la disponibilidad de fuentes renovables de energía. Esta se va a representar a través del Factor de Planta de cada tecnología de generación de electricidad.
2. La volatilidad es calculada usando datos históricos de la variable de incertidumbre. Chun (2003) utiliza datos históricos para calcular la volatilidad de la variable de incertidumbre.
3. Se valora las opciones de inversión, expansión y diferir. La opción es una opción CALL Americana.
4. La opción expandir, se ingresa 250 MW de energía eólica.
5. El Modelo está en tiempo discreto.
6. Las opciones se valoran con el método de árboles binomiales.

Supuestos de la Teoría de Juegos

Los supuestos tenidos en cuenta para el análisis del modelo Juego de Opciones utilizando la teoría de juegos son:

Jugadores: Dos generadores de energía deciden invertir en nueva capacidad Hidráulica o Eólica para satisfacer la demanda en un mercado competitivo.

Acciones: Los generadores pueden invertir en una nueva planta de energía Eólica (W) o Hidroeléctrica (H), cada una con una capacidad nominal de 350 MW. Si la oferta del mercado está por debajo de la demanda, entonces la energía se importa (I) a un precio de 150 \$US/MWh.

Estrategias: El espacio estratégico de cada jugador es:

Jugador 1 (Hidro) = {Invertir en Hidro (H), Invertir en Eólica (W)}

Jugador 2 (Eólica) = {Invertir en Hidro (H), Invertir en Eólica (W)}

Los posibles resultados del juego son los siguientes: {H, H} {W, H} {H, W} {W, W}.

Información: Los jugadores conocen la capacidad y los costos de cada tecnología.

Pagos: Los pagos se calculan a partir de los ingresos y egresos que describen el proyecto. La tabla 6-1 presenta la estructura del flujo de caja utilizada en el modelo.

Tabla 6-1. Flujo de Caja Neto

+	Ingresos Operacionales
	Costos
-	Costos Fijos
-	Costos Variables
-	Gasto en depreciación
=	Utilidad Antes de Impuesto
-	Impuesto
=	Utilidad después de impuesto
+	Depreciación
-	Importación
=	Flujo de Caja Neto

Fuente: (Mokate, 2004)

Para el cálculo de tasa de descuento, Costo Promedio de Capital (WACC) emplea la fórmula:

$$WACC = K_e * \frac{E}{E+D} + K_d * \frac{D}{E+D} * (1 - T) \tag{9}$$

Donde:

E= Equity (Patrimonio)

D= Deuda
 K_e = Costo del Patrimonio
 K_d = Costo de la Deuda
 T= impuesto de renta

La tasa de descuento para el proyecto es igual a 8,1430% efectiva anual.

Estas premisas se usaron para calcular las opciones de invertir, expandir y diferir.

6.1.2 Descripción de los datos

A la hora de evaluar los aspectos financieros de las tecnologías de generación de electricidad, no solo hay que centrarse en la capacidad instalada, sino también en su factor de capacidad. (Gude, 2018) lo define como la disponibilidad del recurso (hidroeléctrico, eólico, etc.) tanto en términos de cantidad como de calidad durante un periodo de tiempo de aplicación

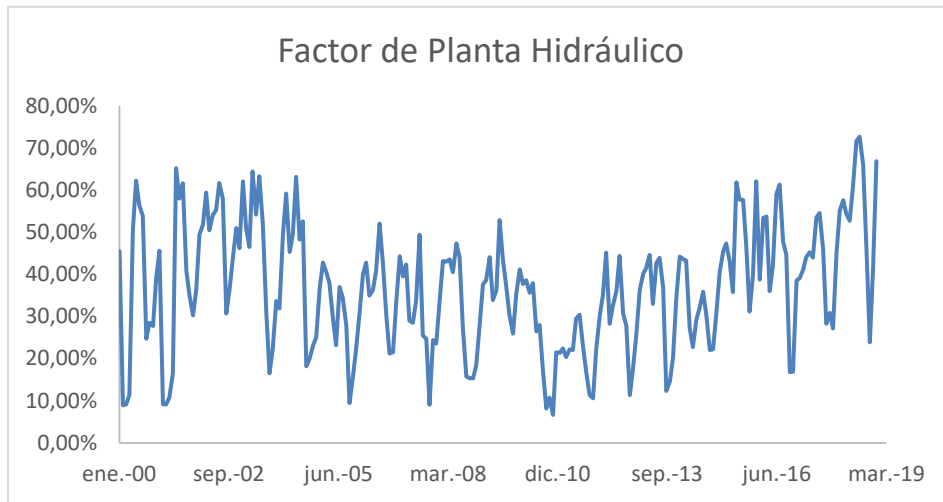
$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Producción de Electricidad Actual}}{\text{Máxima producción eléctrica posible de una central eléctrica}} \quad (11)$$

El factor de planta refleja tanto las limitaciones tecnológicas como las de recursos. Cuando se genera con recursos intermitentes y variables, la volatilidad de los factores de planta puede usarse para modelar la incertidumbre del suministro.

Factor de planta Hidráulico

Las series utilizadas para la realización del juego son los ríos Nare, Guatapé, Digua, Alto Anchicaya, Calima y Porce II que aporta su caudal a las Centrales Hidroeléctricas Playas, Alban, Calima y Porce II, y el régimen de velocidad de viento de la alta Guajira, tomando los datos de velocidad de viento (m/s) promedio horaria y caudal (m³/s) medio diario para los ríos. Se usa información desde enero de 2000 hasta diciembre de 2018. Los datos sobre el aporte caudal de los ríos fueron obtenidos a través de la página XM (portal BI). Con esta información se hallan los Factores de Planta Hidráulico (ver Figura 6-2) que es el promedio de las centrales mencionadas.

Figura 6-2. Factor de Planta Hidráulica

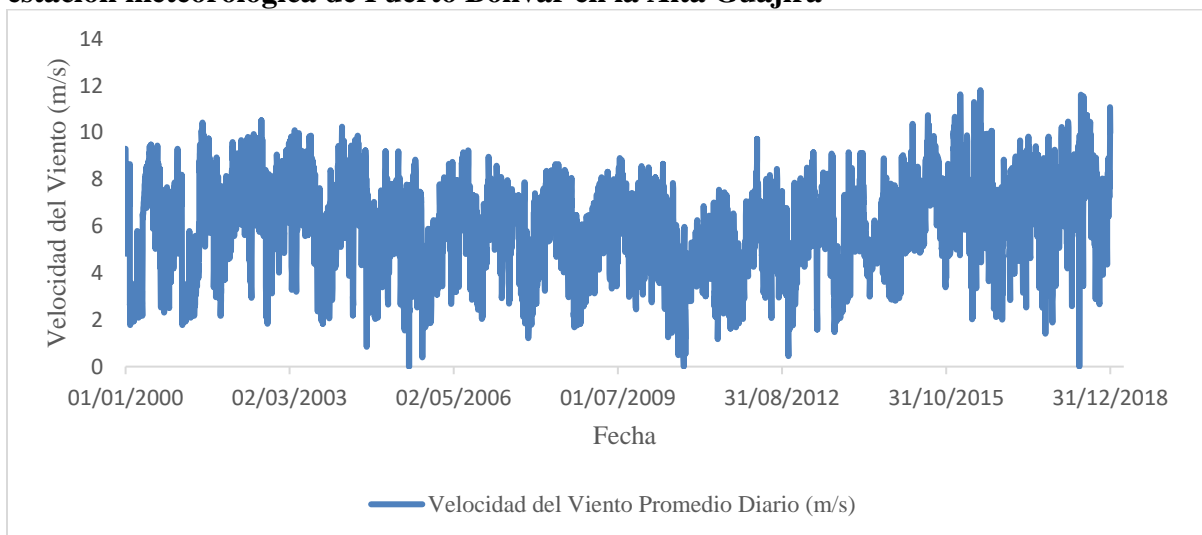


Fuente: XM, 2020, elaboración propia

Factor de Planta Eólico

Los datos sobre la velocidad de viento fueron obtenidos por solicitud al IDEAM. Esta entidad suministró los datos del viento desde abril de 1989 hasta agosto de 2014 de la estación meteorológica de Puerto Bolívar en la Alta Guajira. La serie presentaba datos faltantes por lo que se completó usando la metodología series de tiempo. Con relación a los años 2015-2018 los datos se obtuvieron a través de la página Centro De Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas (<https://www.cioh.org.co/index.php/es/>) (ver Figura 6-3).

Figura 6-3. Velocidad del Viento promedio diaria del viento s 10 m/s en la estación de la estación meteorológica de Puerto Bolívar en la Alta Guajira



Fuente: IDEAM, 2020

Con la información de viento completa se obtienen las series de generación eólica asumiendo los aerogeneradores de 1.8, 2.5, 3.0 y 4.5 MW correspondientes a una unidad Nordex N60/1800kW, N80/2500kW, N117/3000kW y N149/4500kW con 269, 140; 117 y 78 aerogeneradores. Como los datos son obtenidos a una altura de 10 metros sobre el nivel del mar, estos se deben transformar a la altura que trabaja el aerogenerador, para esto se utiliza el modelo “Perfil de Lysen” (Lysen, 1983) que está determinado por la siguiente ecuación:

$$V = V_{ref} \left(\frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_{ref}}{Z_0}\right)} \right) \quad (12)$$

Donde:

V_{ref} : es la velocidad del viento conocida

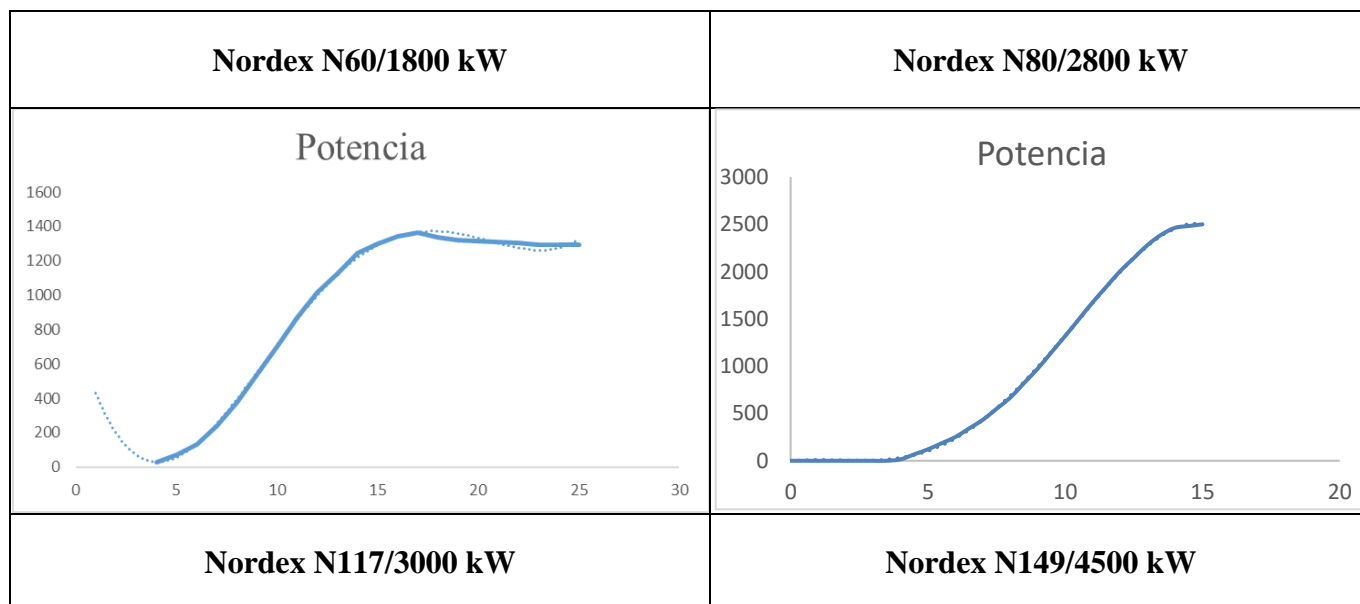
Z : es la altura a la cual se desea conocer la velocidad

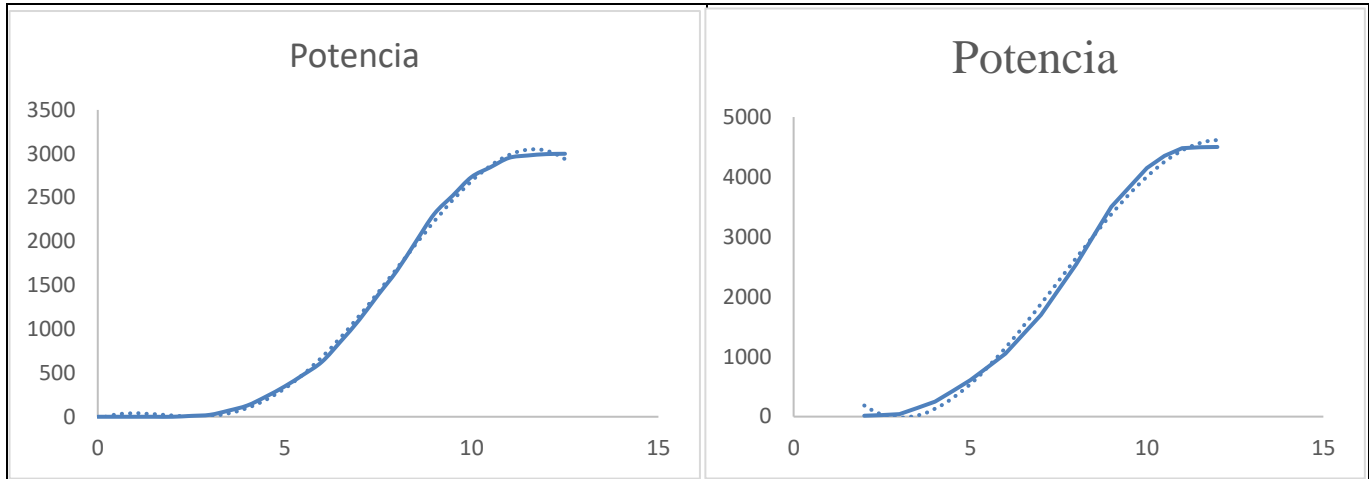
Z_{ref} : es la altura conocida

Z_0 : es la longitud equivalente de rugosidad según las características del terreno

Una vez obtenida la nueva velocidad del viento, se usa la ecuación de la curva de potencia de los aerogeneradores (ver Figura 6-4 y tabla 6-2) para hallar los datos de la generación eólica.

Figura 6-4. Curva de Potencia





Fuente: Elaboración propia con datos extraídos de (The Wind Power, 2020)

Tabla 6-2. Potencia generada por aerogenerador

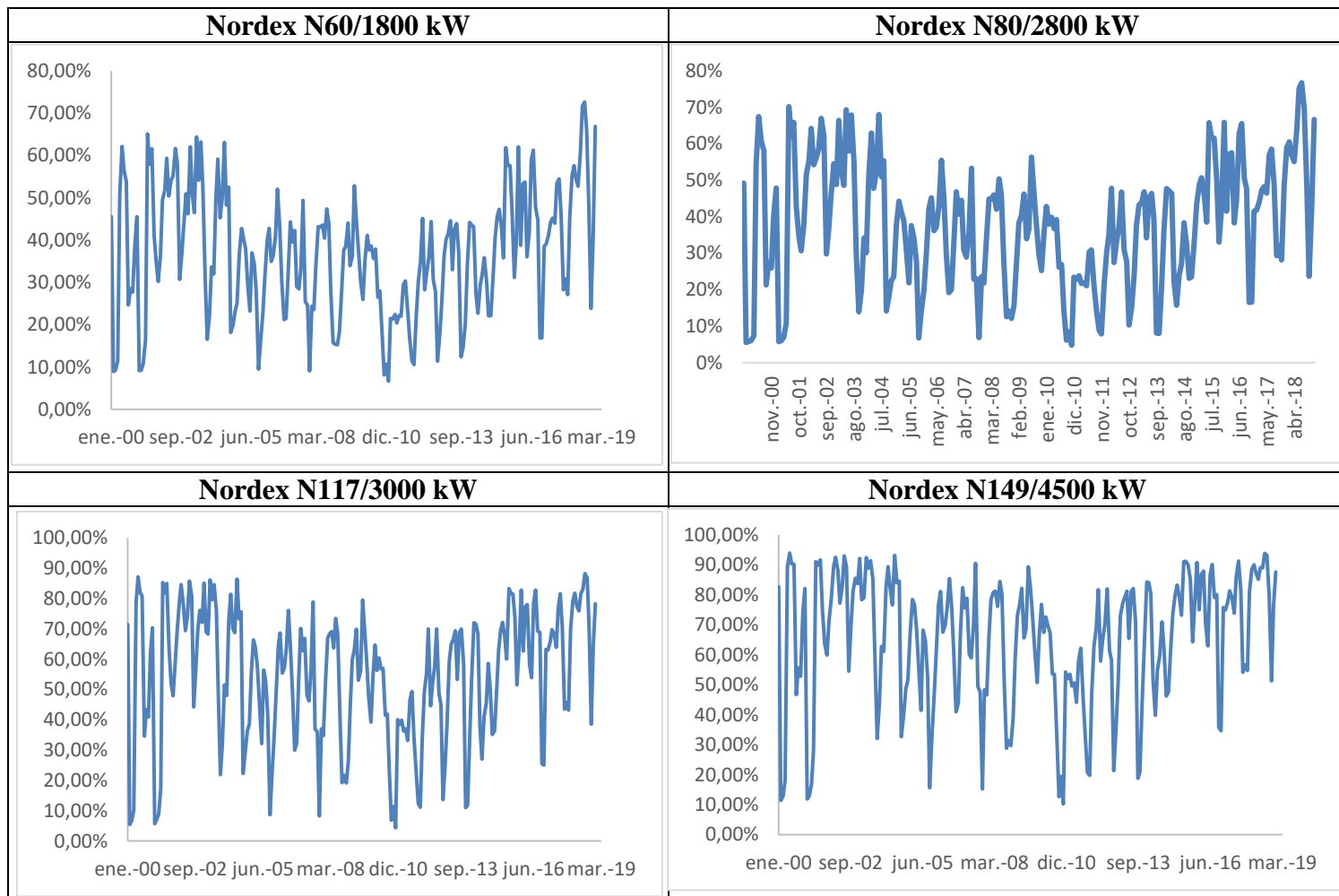
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW
$Y = 0,065X^4 - 3,8928X^3 + 74,784X^2 - 432,34X + 793,91$ $R^2 = 0,9981$	$Y = 0,1403X^5 - 8,2510X^4 + 6,6343X^3 + 156,66X^2 - 912,71X - 1668,5$ $R^2 = 0,9999$
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW
$Y = -8,8699X^3 + 213,224X^2 - 1197,3X + 2015,2$ $R^2 = 0,9989$	$Y = -12,672X^3 + 287,05X^2 - 1396X + 1930,7$ $R^2 = 0,9958$

Donde:

Y, es la potencia generada por cada generador en kWh.

X, es el viento generado a una altura de cada generador sobre el nivel del mar.

Con la finalidad de que no se pierda el efecto de los datos viento horario, se hace una regresión lineal, donde la variable dependiente es la potencia de generación horaria y la variable independiente es la generación diaria. Después de tener la velocidad del viento transformada y la generación, se hallan los factores de planta en términos mensuales (ver Figura 6-5).

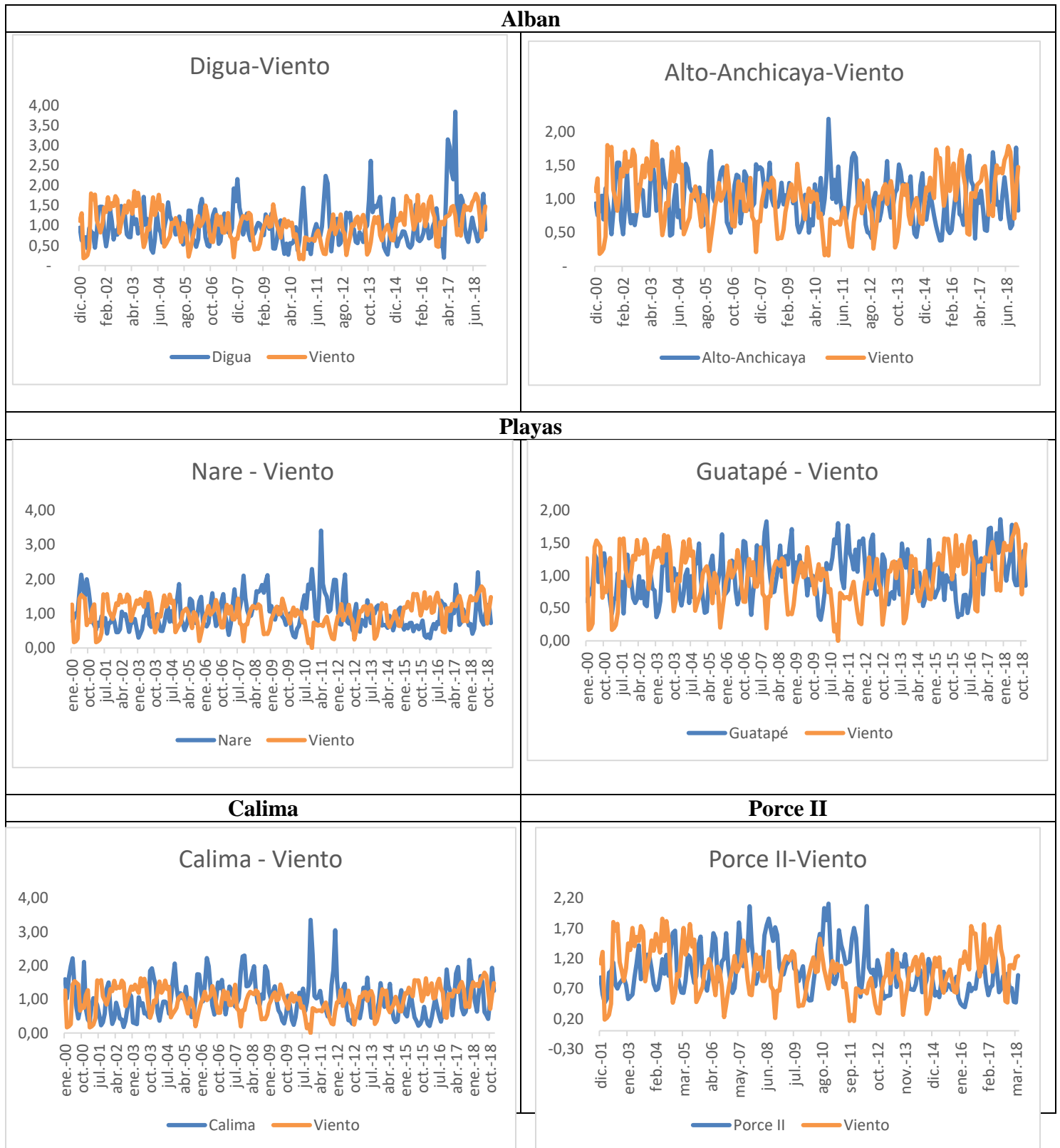
Figura 6-5. Factores de Planta por aerogenerador

La selección de series del se escogieron por la alta correlación negativa entre los caudales y la velocidad del viento (ver tabla 6-3 y 6-6).

Tabla 6-3. Correlaciones entre los caudales y la velocidad del viento

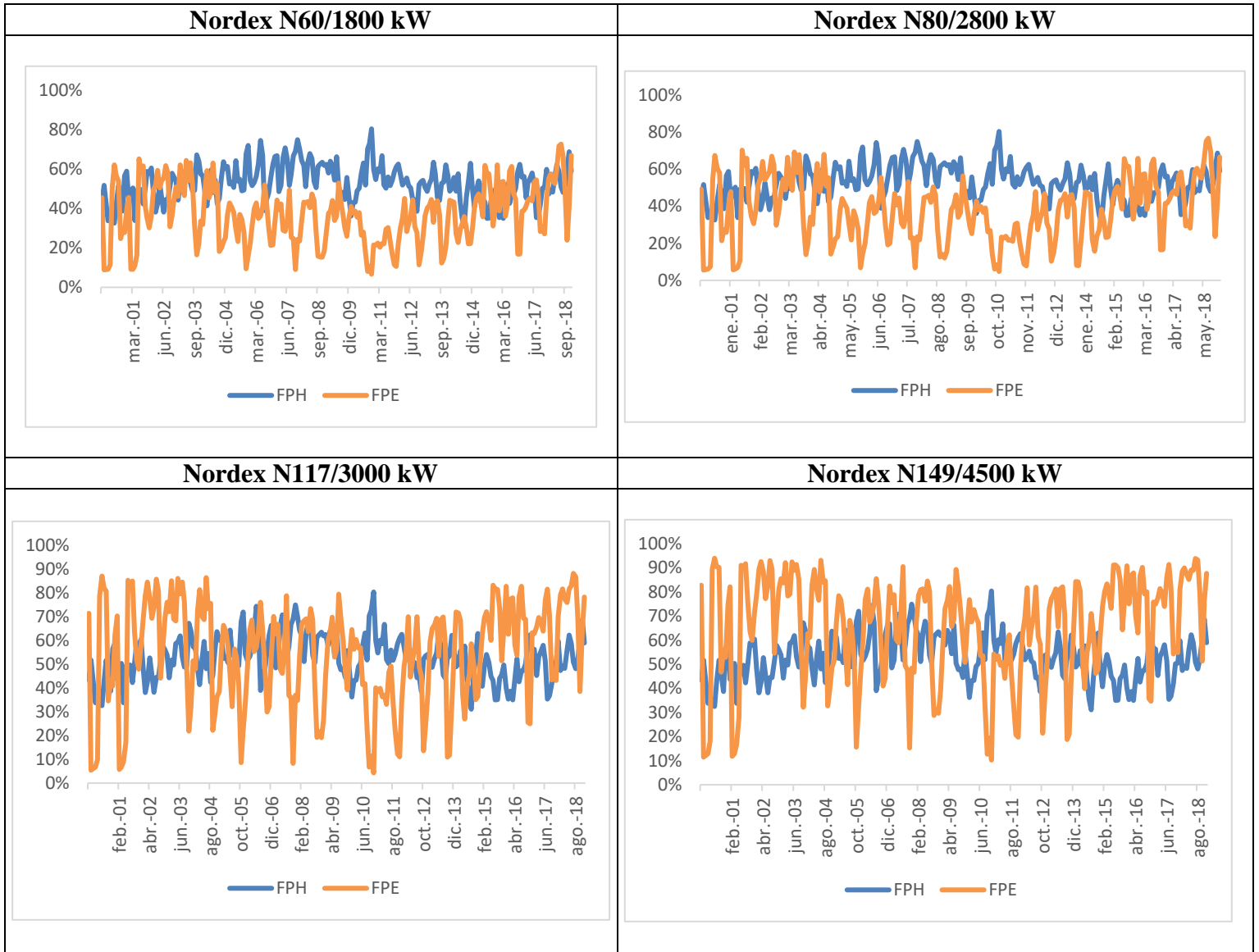
Ríos	Embalse	Viento	Correlaciones
Digua	Alban	Viento	-19,60%
Alto Anchicaya			-41,79%
Nare	Playas		-40,19%
Guatapé			-39,34%
Calima	Calima		-35,36%
Porce II	Porce II		-25,99%

Figura 6-6. Correlaciones entre los caudales medios diarios de los ríos Digua, Alto Anchicaya, Nare, Guatapé, Calima, Porce II y la velocidad media del viento en la estación meteorológica de Puerto Bolívar en la Alta Guajira



Con la velocidad del viento transformada y los datos de generación, el factor de planta se determina mensualmente (ver figura 6-7) con un coeficiente de correlación igual (ρ) a $-0,35$.

Figura 6-7. Factor de Planta Hidráulico – Eólico promedio mensual con $\rho = -0,35$



Fuente: XM, 2020

6.1.3 Modelación de volatilidad de variables en opciones reales

La volatilidad es la medida de la probabilidad de que un valor esté alejado de un valor promedio. En este caso, la generación de energía como es incierta debido a la variabilidad climática, se propone el caudal, la velocidad del viento y el factor de planta como tres alternativas para representar dicha incertidumbre. El caudal y la velocidad del viento son medidas directas de la disponibilidad de recursos, mientras que el factor de planta es una medida de la producción de energía para recursos específicos y restricciones operativas.

- **La volatilidad del caudal (m³/s):** se utilizó este indicador como representación del recurso. No obstante, cuando se fue desarrollado el árbol binomial, en el *up* y *down*; se observaba que el árbol del factor de planta llegaba a valores externos de manera inmediata, debido a su alta volatilidad. La tabla 6-4 y la Figura 6-8 muestran la opción de inversión eólica-hidráulica usando el caudal como variable de riesgo. El anexo A muestra la evolución del factor de planta con la volatilidad del recurso del caudal.
- **Velocidad del viento (m/s):** Este indicador se empleó como representación del recurso eólico y, al igual que el modelo de flujo de agua, alcanzó rápidamente valores extremos. El anexo A muestra la evolución del factor de planta con la volatilidad del recurso del viento.

Tabla 6-4. Supuesto Juego de Opciones utilizando el caudal como variable de riesgo ($\sigma_H = 111,42\%$) con N117/3000

Supuestos –Juego de Opciones, Jugador Hidroeléctrico		Supuestos – Juego de Opciones, Jugador Eólico	
n	40	n	20
Δt	1	Δt	1
T	40	T	20
σ_H	111,42%	σ_w	266.26%
rf	5,45%	rf	5,45%
Up	3,0473	Up	0,7125
Down	0,3281	Down	1,4035
Probabilidad para el Up (p)	0,2687	Probabilidad para el Up (p)	0,5029
Probabilidad para el Down (q)	0,7323	Probabilidad para el Down (q)	0,4971
Factor de Planta	52,10%	Factor de Planta	54,79%
Demanda	7.008 GWh	Demanda	7.008 GWh
Incremento de la demanda	1%	Incremento de la demanda	1%
Inflación	4%	Inflación	4%
Inversión Inicial	668.002.083	Inversión Inicial	594.597.624

Dónde:

n: número de periodos (anual)

Δt : nodo de variación en términos anuales

σ : Volatilidad

rf: Probabilidad libre de riesgo, TES (bonos colombiano) a 32 años

Up y Down. Son calculados usando las fórmulas presentadas en capítulos anteriores.

Figura 6-8. Simulación de la evolución del Factor de Planta Hidroeléctrica con $\sigma_H = 111.42\%$

					137,469	
				45,114		
			14,806		14,806	
		4,859		4,859		
	1,595		1,595		1,595	
0,5233		0,523		0,523		
	0,172		0,172		0,172	
		0,056		0,056		
			0,018		0,018	
				0,006		
					0,002	
2.019	2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	... 2.062

- Factor de Planta (%):** esta variable se usó como variable sustitutiva de la volatilidad climática para las centrales hidroeléctricas y eólicas. Puesto que el factor de planta es una medida de la generación real comparada con la cantidad máxima que puede generar una central en un periodo determinado. Es decir, el factor de planta mide cuántas horas está disponible una planta para generar electricidad y qué porcentaje de su capacidad total puede producir. Por otro lado, al introducir esta variable, se pudo comprobar que tardaba más en alcanzar los valores extremos. En tal sentido, el factor planta fue seleccionado como la variable que mejor representa la incertidumbre de la disponibilidad de recursos de generación. En los casos que se llegaron a valores extremos en el árbol se establecieron límites para los niveles de utilización, las plantas Hidráulica y Eólica entre 90% y 10% y 60% y 10%, respectivamente. La tabla 6-5 y la figura 6-9 (Hidráulico) y la tabla 6-6 y figura 6-10 (Eólico) muestran los supuestos utilizados para cada una de las opciones propuestas en este trabajo, utilizando el factor de planta como variable de riesgo.

Tabla 6-5. Supuestos de entrada para la valoración de Opciones usando el factor de planta Hidráulica como variable de riesgo ($\sigma_H = 12,53\%$)

Jugador Hidroeléctrico	
n	40
Δt	1
T	40
σ_H	12,53%
r_f	5,45%
Up	1,1335
Down	0,8822
Probabilidad para el Up (p)	0,6917
Probabilidad para el Down (q)	0,3083
Factor de Planta	52,33%
Demanda	7.008 GWh
Incremento de la demanda	1%
Inflación	4%
Inversión Inicial	668.002.083

Figura 6-9. Evolución del factor de planta Hidráulico con $\sigma_H = 12,53\%$

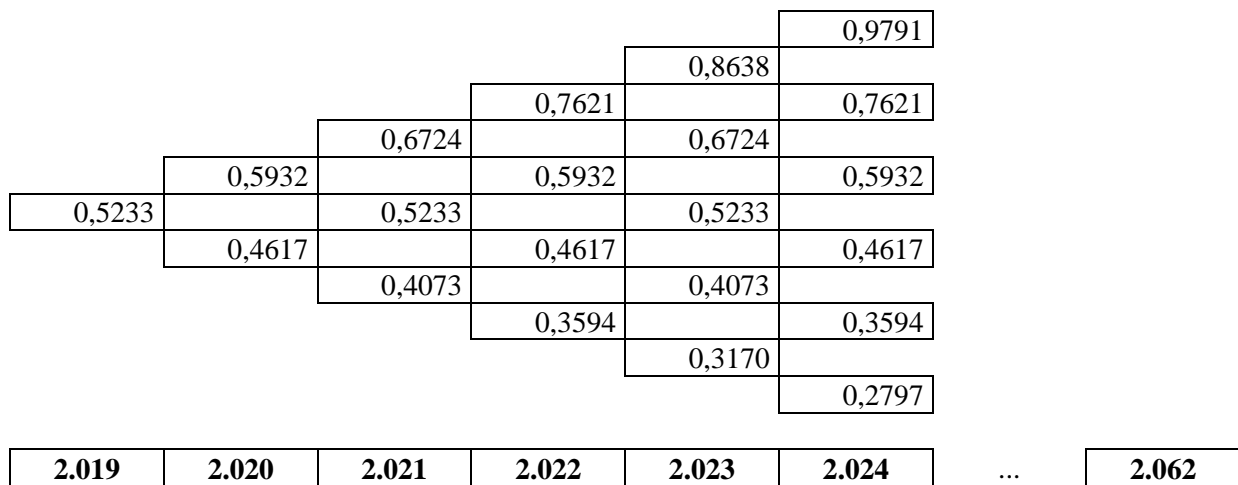


Tabla 6-6. Supuestos de entrada para la valoración de Opciones usando el factor de planta Eólico con aerogeneradores

Nordex N60/1800 kW		Nordex N80/2800 kW	
Jugador Eólico		Jugador Eólico	
n	20	n	20
Δt	1	Δt	1
T	20	T	20
σ_E	23,75%	σ_E	27,09%
rf	5,45%	rf	5,45%
Up	1,2680	Up	1.3112
Down	0,7886	Down	0,7627
Probabilidad para el Up (p)	0,5571	Probabilidad para el Up (p)	0,5342
Probabilidad para el Down (q)	0,4429	Probabilidad para el Down (q)	0,4658
Factor de Planta	36,92%	Factor de Planta	37,91%
Demanda	7.008 GWh	Demanda	7.008 GWh
Incremento de la demanda	1%	Incremento de la demanda	1%
Inflación	4%	Inflación	4%
Inversión Inicial	594.597.624	Inversión Inicial	594.597.624
Nordex N117/3000 kW		Nordex N149/4500 kW	
Jugador Eólico		Jugador Eólico	
N	20	n	20
Δt	1	Δt	1
T	20	T	20
σ_E	31,39%	σ_E	33,89%
Rf	5,45%	rf	5,45%
Up	1,3688	Up	1,4035
Down	0,7306	Down	0,7125
Probabilidad para el Up (p)	0,5094	Probabilidad para el Up (p)	0,4967
Probabilidad para el Down (q)	0,4906	Probabilidad para el Down (q)	0,5033
Factor de Planta	54,79%	Factor de Planta	65,68%
Demanda	7.008 GWh	Demanda	7.008 GWh
Incremento de la demanda	1%	Incremento de la demanda	1%
Inflación	4%	Inflación	4%
Inversión Inicial	594.597.624	Inversión Inicial	594.597.624

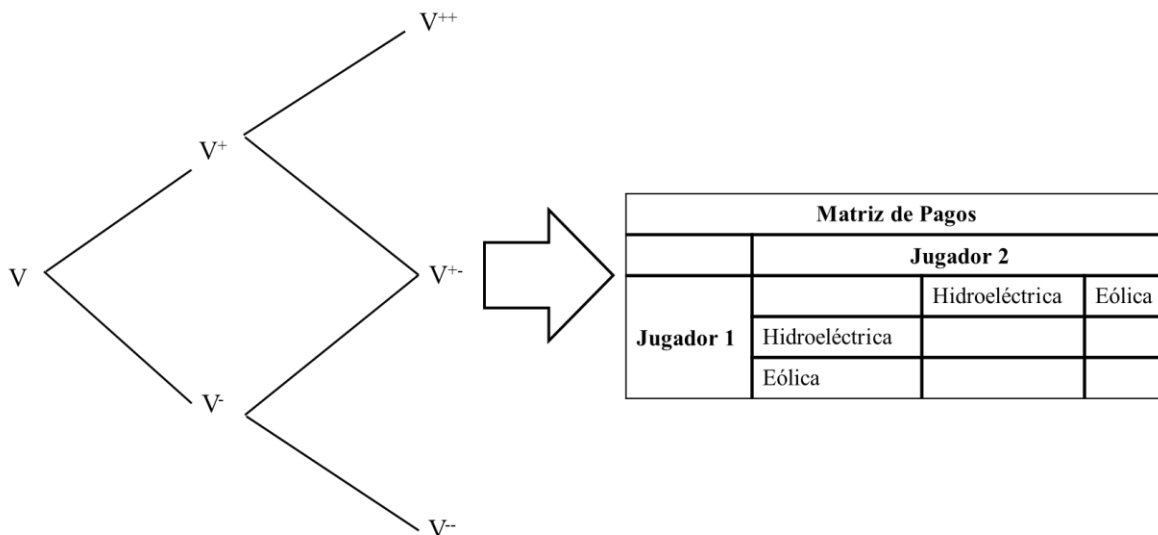
Figura 6-10. Simulación del Factor de Planta Eólico

Nordex N60/1800 kW con $\sigma_E = 23,75\%$							Nordex N80/2800 kW con $\sigma_E = 27,09\%$						
					0,1154							0,0978	
				0,1456							0,1283		
			0,1837		0,1837					0,1682		0,1682	
		0,2318		0,2318					0,2205		0,2205		
	0,2926		0,2926		0,2926			0,2891		0,2891		0,2891	
0,3692		0,3692		0,3692			0,3791		0,3791		0,3791		
	0,4658	0,4658		0,4658	0,4658			0,4971		0,4971		0,4971	
		0,5878		0,5878					0,6000		0,6000		
			0,6000		0,6000					0,6000		0,6000	
				0,6000							0,6000		
					0,6000							0,6000	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	...	2019	2020	2021	2022	2023	2024	...
						2062							2062
Nordex N117/3000 kW con $\sigma_E = 31,39\%$							Nordex N149/4500 kW con $\sigma_E = 33,89\%$						
					0,1048							0,1102	
				0,1434							0,1547		
			0,1963		0,1963					0,2170		0,2170	
		0,2687		0,2687					0,3046		0,3046		
	0,3677		0,3677		0,3677			0,4275		0,4275		0,4275	
0,5034		0,5034		0,5034			0,6000		0,6000		0,6000		
	0,6000	0,6000		0,6000	0,6000			0,6000		0,6000		0,6000	
		0,6000		0,6000					0,6000		0,6000		
			0,6000		0,6000					0,6000		0,6000	
				0,6000							0,6000		
					0,6000							0,6000	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	...	2019	2020	2021	2022	2023	2024	...
						2062							2062

Luego de simular la evolución del factor de planta se determinan los despachos de generación de electricidad, ver Figura 6-12, 6-13 y 6-14. Con los resultados obtenidos en los puntos anteriores, se obtienen los beneficios (pagos) (ver tabla 6-8 y 6-9) para cada jugador. Estos beneficios se multiplican por las probabilidades acumuladas de cambio en cada nodo del árbol. Estas se pueden ver en la tabla 6-7. En cada año se suman los beneficios multiplicados por la probabilidad. Estos valores son traídos a valor presente para calcular el Valor Presente de cada proyecto y luego el Valor Anual Equivalente (VAE). De esta manera, se construye la matriz de pagos. Con los resultados se procedió a determinar los equilibrios (Nash), es decir, aquella situación donde los jugadores no tienen incentivos a cambiar su estrategia tomando en cuenta las decisiones de sus rivales (ver Figura 6-11).

Con el fin de conocer el impacto que puede tener diferentes correlaciones, tanto negativas como positivas, al modelo, se estimaron, mediante la simulación de Monte-Carlo, datos aleatorios de factor de planta eólico, manteniendo constante el Factor de Planta Hidráulico.

Figura 6-11. Construcción de la Matriz de pagos



En los anexos B se encuentran los despachos de los demás Aerogeneradores. Para ver los despachos completos remitirse a la carpeta adjunta a esta trabajo.

Figura 6-13. Despacho cuando el Jugador 1 y 2 invierten en W-W, Aerogenerador N117/3000 kW

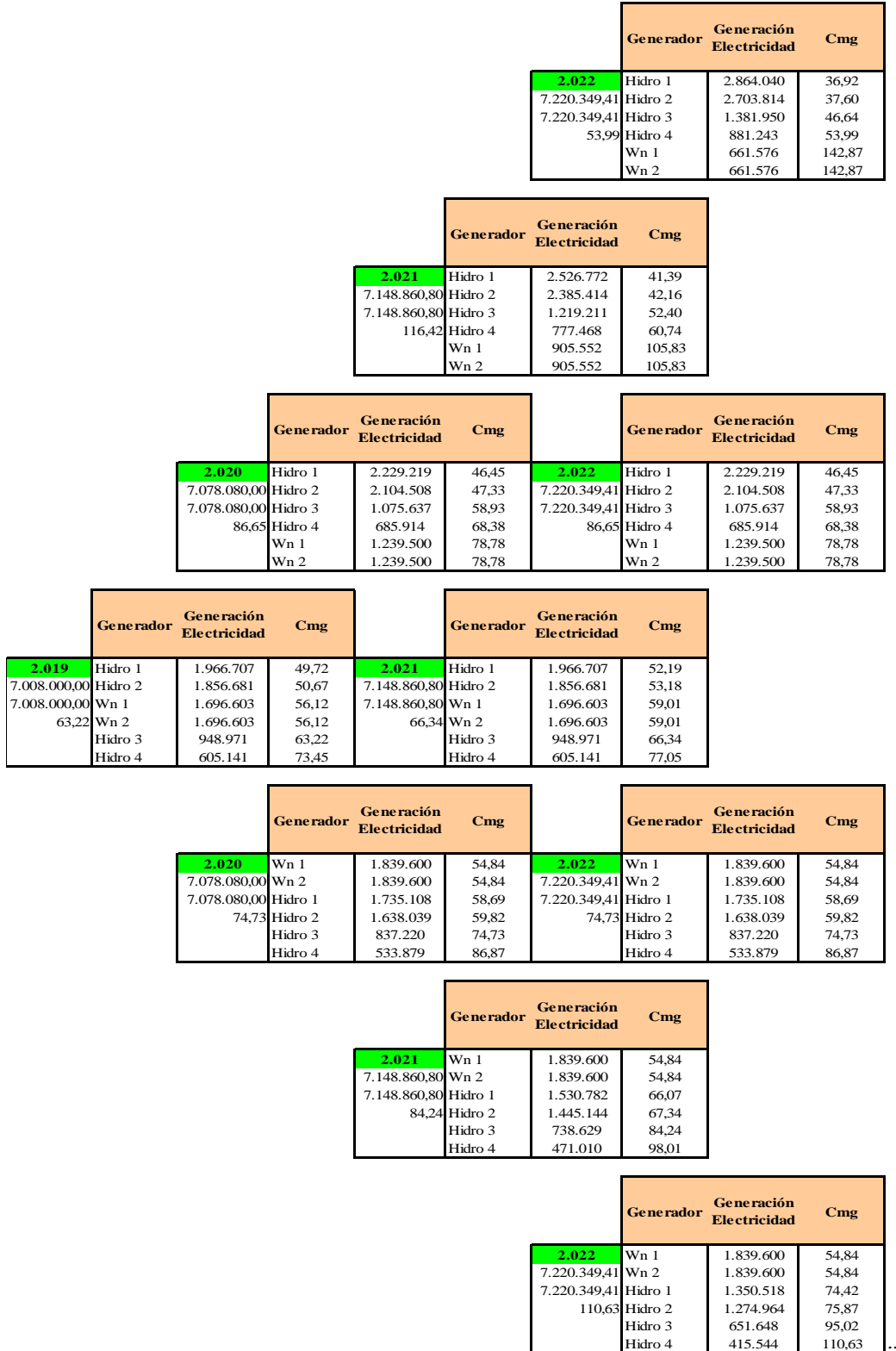


Figura 6-14. Despacho cuando el Jugador 1 y 2 invierten en HW-WH, Aerogenerador N117/3000 kW

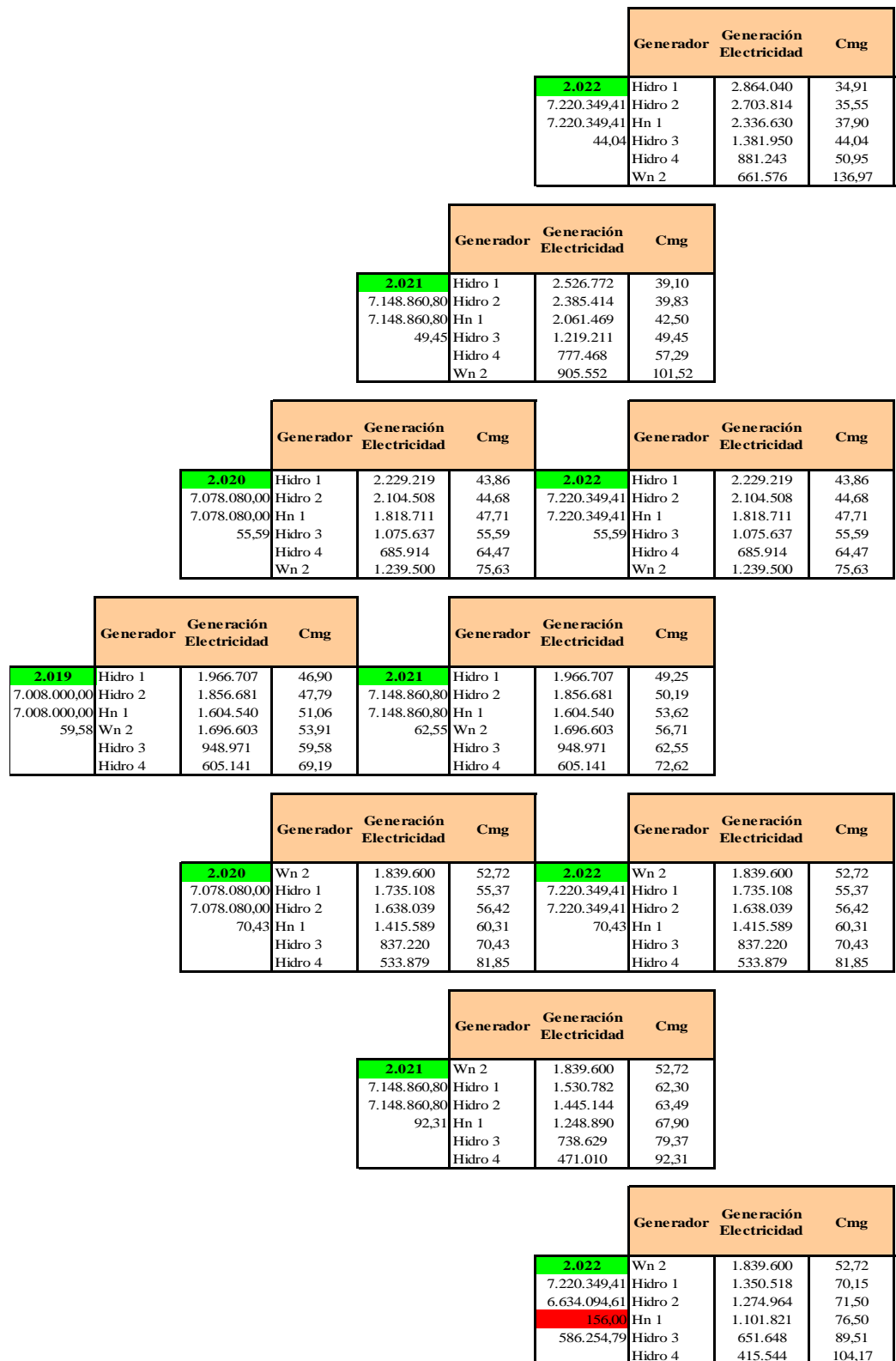


Tabla 6-7. Simulación de las probabilidades acumuladas de cambio en cada nodo del árbol por cada aerogenerador

Nordex N60/1800 kW							Nordex N80/2800 kW						
					1,63%							15,69%	
				3,72%							22,72%		
			8,47%		10,44%					32,91%		35,17%	
		19,29%		19,01%					47,67%		40,75%		
	43,92%		32,46%		26,65%			69,04%		44,27%		31,54%	
100,00%		49,26%		36,40%			100,00%		42,75%		27,41%		
	56,08%		41,44%		34,02%			30,96%		19,85%		14,14%	
		31,45%		30,98%					9,59%		8,20%		
			17,63%		21,72%					2,97%		3,17%	
				9,89%							0,92%		
					5,55%							0,28%	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062	2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062
Nordex N117/3000 kW							Nordex N149/4500 kW						
					2,84%							3,23%	
				5,79%							6,42%		
			11,81%		14,75%					12,75%		15,94%	
		24,07%		24,06%					25,33%		25,33%		
	49,06%		36,78%		30,64%			50,33%		37,75%		31,45%	
100%		49,98%		37,47%			100%		50,00%		37,50%		
	50,94%		38,19%		31,82%			49,67%		37,25%		31,04%	
		25,95%		25,94%					24,67%		24,67%		
			13,22%		16,52%					12,25%		15,31%	
				6,73%							6,09%		
					3,43%							3,02%	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062	2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062

Tabla 6-8. Flujo de caja (Beneficios) por nodo del generador Hidráulico, Estrategia H-H

Beneficios (Flujo de Caja Neto)							Beneficios Multiplicados por la probabilidad						
					7,37						1,16		
				18,18						4,13			
			66,14		74,83				21,76		26,32		
		107,09		107,09					51,04		43,64		
	107,05		107,05		107,05			73,91		47,39		33,77	
93,26		107,01		107,01			93,26		45,75		29,33		
	133,70		133,70		133,70			41,39		26,54		18,91	
		105,31		101,13					10,09		8,29		
			80,26		76,03					2,38		2,41	
				57,89							0,53		
					37,89							0,11	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062	2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062

Tabla 6-9. Flujo de caja (Beneficios) por nodo de cada Aerogenerador, Estrategia E-E

Nordex N60/1800 kW													
Beneficios (Flujo de Caja Neto)							Beneficios Multiplicados por la probabilidad						
					6,80							0,11	
				7,20						0,27			
			9,30		33,50				0,79		3,50		
		11,50		34,89					2,22		6,63		
	93,80		93,80		93,80			41,20		30,44		24,99	
88,87		94,02		94,02			88,87		46,32		34,22		
	110,47		110,47		110,47			61,95		45,78		37,58	
		141,37		141,37					44,46		43,80		
			203,14		203,14					35,82		44,11	
				224,34							22,18		
					246,81							13,69	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062	2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062
Nordex N80/2800 kW													
Beneficios (Flujo de Caja Neto)							Beneficios Multiplicados por la probabilidad						

6.2 Resultados de las Opciones Invertir, Expandir y Diferir

En la siguiente Sección se presentan los resultados de las Juego de Opciones Invertir, Expandir y Diferir.

6.2.1 Opción de Invertir

La tabla 6-10, con una correlación igual a -1 entre los factores de planta hidráulico y eólico, muestra las matrices de pagos utilizando el factor de planta como variable de riesgo con $\sigma=12,53\%$. De acuerdo con los resultados, los jugadores consiguen sus mayores retribuciones en la estrategia Eólico -Eólico, {W;W}, en todas las diferentes clases de aerogeneradores. En este equilibrio los jugadores no tienen incentivos para cambiar sus estrategias, teniendo en cuenta las decisiones de sus competidores. Este resultado implica que la mejor estrategia para los generadores en un sistema dominado por la hidroelectricidad es invertir en otro tipo de tecnologías que proporcionen una canasta energética diversificada con recursos complementarios. De esta manera, se aumenta la seguridad de suministro al país.

Tabla 6-10. Matriz de pagos con $\rho = -1$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

		Correlación (ρ) = -1				
		Nordex N60/1800 kW		Nordex N80/2800 kW		
Jugador 1	Jugador 2					
		H	W			
	H	28	28	29	- 15	
	W	- 15	29	38	38	
Jugador 1	Jugador 2					
		H	W			
	H	28	28	28	- 22	
	W	- 22	28	36	36	
		Nordex N117/3000 kW		Nordex N149/4500 kW		
Jugador 1	Jugador 2					
		H	W			
	H	28	28	22	- 6	
	W	- 6	22	34	34	
Jugador 1	Jugador 2					
		H	W			
	H	28	28	22	- 4	
	W	- 4	22	33	33	

Este juego es analizado asumiendo diferentes coeficientes de correlación, { $\rho = -0,5$; $\rho = -0,35$; $\rho = -0,30$; $\rho = -0,2$; $\rho = 0,0$; $\rho = 0,20$; $\rho = 0,30$; $\rho = 0,35$; $\rho = 0,5$; $\rho = 1$ }, entre los factores de planta de los dos recursos, manteniendo constante el de la generación hidroeléctrica. Los resultados son presentados desde la tabla 6-11 hasta la tabla 6-13. El equilibrio de estrategias puras {W,W} se mantiene cuando los recursos están correlacionados negativamente hasta $\rho=-0,3$, excepto el aerogenerador N60/1800 kW que cambia de equilibrio a {H ;H} cuando $\rho=-0,2$.

Tabla 6-11. Matriz de pagos con $\rho = -0.5$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.5																			
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW														
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1									
					H										W				
					H	28	28	29	- 11						H	28	28	27	- 29
					W	- 11	29	<u>36</u>	<u>36</u>	W	- 29	27	<u>34</u>	<u>34</u>					
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW														
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1									
					H										W				
					H	28	28	29	4						H	28	28	30	31
					W	4	29	<u>33</u>	<u>33</u>	W	31	30	<u>32</u>	<u>32</u>					

Tabla 6-12. Matriz de pagos con $\rho = -0.35$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.35																			
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW														
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1									
					H										W				
					H	28	28	40	- 4						H	28	28	40	- 12
					W	- 4	40	<u>32</u>	<u>32</u>	W	- 12	40	<u>33</u>	<u>33</u>					
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW														
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1									
					H										W				
					H	28	28	25	3						H	28	28	30	33
					W	3	25	<u>30</u>	<u>30</u>	W	33	30	<u>32</u>	<u>32</u>					

Tabla 6-13. Matriz de pagos con $\rho = -0.30$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.30																					
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1											
					H		W								H		W				
					H	28	28	26	-						4	H	28	28	26	-	4
					E	-	4	26	31						31	W	-	4	26	32	32
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1											
					H		W								H		E				
					H	28	28	24	-						1	H	28	28	27	15	
					W	-	1	24	29						29	W	15	27	31	31	

A medida que va reduciéndose la correlación, los resultados presentan un cambio de equilibrio a Hidráulico-Hidráulico {H;H} (ver anexo C), y los pagos de la estrategia {E;E} presentan pérdidas significativas para los jugadores. En resumen, si la correlación es -0,2, cero (0) o positiva, se pierden los beneficios de la diversificación, excepto para las turbinas Nordex N60/1800 kW con correlación de -0,2.

Con base en estos resultados, a los inversionistas les favorece invertir en proyectos de generación con tecnologías no convencionales como la Eólica, puesto que en un sistema hidrodominado, cuanto más alta sea la correlación negativa entre los recursos, mayor será la rentabilidad para estos agentes y beneficioso para el sistema, pues se tendrá una canasta energética diversificada.

6.3 Resultados de la Opción de Expandir

Esta sección presenta las inversiones en Eólico donde aumenta su capacidad instalada en 250 MW con relación a la definición inicial del proyecto. Con este incremento el generador Eólico tiene una participación del 28% en la canasta eléctrica. La tabla 6-14 muestra los pagos de jugadores cuando los recursos, agua y viento, presentan una correlación $\rho = -1$. Estos alcanzan sus mayores retribuciones en la estrategia Eólico-Eólico, {W;W} en los diferentes aerogeneradores. Los pagos son mayores que en el caso anterior. Los resultados reiteran que la mejor estrategia para los inversionistas en un sistema dominado por la hidroelectricidad es invertir en otro tipo de tecnologías que proporcionen una canasta energética diversificada con recursos complementarios y a la vez aumentan la seguridad de suministro al país.

Tabla 6-14. Matriz de pagos con $\rho = -1$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -1																																																	
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																												
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>24</td><td>75</td></tr> <tr><td>W</td><td>75</td><td>24</td><td>110</td><td>110</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	24	75	W	75	24	110	110	Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>19</td><td>49</td></tr> <tr><td>W</td><td>49</td><td>19</td><td>78</td><td>78</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	19	49	W	49	19	78	78
					Jugador 2																																												
					H		W																																										
H	28	28	24	75																																													
W	75	24	110	110																																													
Jugador 2																																																	
H		W																																															
H	28	28	19	49																																													
W	49	19	78	78																																													
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																												
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>25</td><td>61</td></tr> <tr><td>W</td><td>61</td><td>25</td><td>74</td><td>74</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	25	61	W	61	25	74	74	Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>11</td><td>49</td></tr> <tr><td>W</td><td>49</td><td>11</td><td>71</td><td>71</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	11	49	W	49	11	71	71
					Jugador 2																																												
					H		W																																										
H	28	28	25	61																																													
W	61	25	74	74																																													
Jugador 2																																																	
H		W																																															
H	28	28	11	49																																													
W	49	11	71	71																																													

Tabla 6-15. Matriz de pagos con $\rho = -0.50$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.5																																																	
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																												
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>33</td><td>35</td></tr> <tr><td>W</td><td>35</td><td>33</td><td>61</td><td>61</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	33	35	W	35	33	61	61	Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>36</td><td>30</td></tr> <tr><td>W</td><td>30</td><td>36</td><td>48</td><td>48</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	36	30	W	30	36	48	48
					Jugador 2																																												
					H		W																																										
H	28	28	33	35																																													
W	35	33	61	61																																													
Jugador 2																																																	
H		W																																															
H	28	28	36	30																																													
W	30	36	48	48																																													
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																												
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>42</td><td>73</td></tr> <tr><td>W</td><td>73</td><td>42</td><td>72</td><td>72</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	42	73	W	73	42	72	72	Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2">H</td><td colspan="3">W</td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>30</td><td>123</td></tr> <tr><td>W</td><td>123</td><td>30</td><td>68</td><td>68</td></tr> </table>					Jugador 2					H		W			H	28	28	30	123	W	123	30	68	68
					Jugador 2																																												
					H		W																																										
H	28	28	42	73																																													
W	73	42	72	72																																													
Jugador 2																																																	
H		W																																															
H	28	28	30	123																																													
W	123	30	68	68																																													

Tabla 6-16. Matriz de pagos con $\rho = -0.35$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.35																																							
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																		
Jugador 2					Jugador 2																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>38</td> <td>28</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>28</td> <td>38</td> <td>48</td> <td>48</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	38	28	W	28	38	48	48	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>37</td> <td>15</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>15</td> <td>37</td> <td>40</td> <td>40</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	37	15	W	15	37	40	40
	H		W																																				
H	28	28	38	28																																			
W	28	38	48	48																																			
	H		W																																				
H	28	28	37	15																																			
W	15	37	40	40																																			
Jugador 1					Jugador 1																																		
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																		
Jugador 2					Jugador 2																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>33</td> <td>58</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>58</td> <td>33</td> <td>63</td> <td>63</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	33	58	W	58	33	63	63	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>31</td> <td>116</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>116</td> <td>31</td> <td>57</td> <td>57</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	31	116	W	116	31	57	57
	H		W																																				
H	28	28	33	58																																			
W	58	33	63	63																																			
	H		W																																				
H	28	28	31	116																																			
W	116	31	57	57																																			
Jugador 1					Jugador 1																																		

Tabla 6-17. Matriz de pagos con $\rho = -0.30$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.30																																							
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																		
Jugador 2					Jugador 2																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>35</td> <td>15</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>15</td> <td>35</td> <td>44</td> <td>44</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	35	15	W	15	35	44	44	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>30</td> <td>14</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>14</td> <td>30</td> <td>35</td> <td>35</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	30	14	W	14	30	35	35
	H		W																																				
H	28	28	35	15																																			
W	15	35	44	44																																			
	H		W																																				
H	28	28	30	14																																			
W	14	30	35	35																																			
Jugador 1					Jugador 1																																		
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																		
Jugador 2					Jugador 2																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>24</td> <td>74</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>74</td> <td>24</td> <td>50</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	24	74	W	74	24	50	50	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th>H</th> <td>28</td> <td>28</td> <td>33</td> <td>107</td> </tr> <tr> <th>W</th> <td>107</td> <td>33</td> <td>48</td> <td>48</td> </tr> </tbody> </table>						H		W		H	28	28	33	107	W	107	33	48	48
	H		W																																				
H	28	28	24	74																																			
W	74	24	50	50																																			
	H		W																																				
H	28	28	33	107																																			
W	107	33	48	48																																			
Jugador 1					Jugador 1																																		

Tabla 6-18. Matriz de pagos con $\rho = -0.20$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.2																			
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW														
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1									
					H		W								H		W		
					H	28	28	38	26						H	28	28	38	10
					E	26	38	<u>42</u>	<u>42</u>						W	10	38	<u>34</u>	<u>34</u>
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW														
Jugador 1					Jugador 2					Jugador 1									
					H		W								H		W		
					H	28	28	38	20						H	28	28	38	19
					W	20	38	<u>43</u>	<u>43</u>						W	19	38	<u>43</u>	<u>43</u>

Con relación al análisis de sensibilidad, El equilibrio Eólico -Eólico, {W;W} se sigue manteniendo con la correlación negativa entre los recursos hasta $\rho = -0,2$ (ver tabla 6-15 hasta tabla 6-18). Si la correlación es cero o positiva, se pierden los beneficios de la diversificación, excepto para las turbinas Nordex N60/1800 kW con correlación de cero.

6.4 Resultados de la Opción de Diferir

En esta sección se presentan los resultados de la Opción de Diferir en los siguientes cuatro escenarios:

Escenarios 1: Hay diversificación, el jugador 1 invierte en H y el 2 en E {H, W}. En este caso, si ambos generadores deciden invertir hoy, realizarán la inversión inicial en los años 0 a 2 y ambos proyectos empezarán a producir en el año 3.

Escenarios 2: Ambos jugadores 1 y 2 pueden invertir en H o en W. En este caso el Jugador 1 invierte mientras que el Jugador 2 espera hasta el año 3. Si el clima (variable de incertidumbre) evoluciona favorablemente en el año 3, el competidor entra; si no, abandona el proyecto.

Escenarios 3: Ambos jugadores 1 y 2 pueden invertir en H o en E. El Jugador 2 invierte mientras que el Jugador 1 espera hasta el año 3.

Escenarios 4: Jugadores 1 y 2 esperan. Ambos generadores esperan al año 3 para invertir.

Los beneficios del jugador 1 y 2 son calculados en los cuatros escenarios, desde sus decisiones en invertir en tiempo presente ($t=0$) o hasta esperar al tercer año para decidir invertir. Los resultados de la tabla 6-19, muestra que el mejor escenario es {Invertir ; Invertir} cuando ambos jugadores invierten en generación hidroeléctrica, puesto que al ser un sistema con capacidad instalada y solo con hidráulica, la opción esperar puede conllevar a que los jugadores pierdan ventaja competitiva con relación a sus competidores.

Tabla 6-19. Equilibrio en el Juego de Opciones para los aerogeneradores N60/1800, N80/2800, N117/3000, N149/4500 asumiendo que pueden usar la opción de invertir o esperar la instalación de nueva generación Hidráulica

Nordex N60/1800 kW				Nordex N80/2800 kW			
		Hn2				Hn2	
		Invertir	Esperar			Invertir	Esperar
Hn1	Invertir	4,6 ; 4,6	3,3 ; 0	Hn1	Invertir	4,6 ; 4,6	3,3 ; 0
	Esperar	0 ; 3,3	0,6 ; 0,6		Esperar	0 ; 3,3	0,6 ; 0,6
Nordex N117/3000 kW				Nordex N149/4500 kW			
		Hn2				Hn2	
		Invertir	Esperar			Invertir	Esperar
Hn1	Invertir	4,6 ; 4,6	3,3 ; 0	Hn1	Invertir	4,6 ; 4,6	3,3 ; 0
	Esperar	0 ; 3,3	0,6 ; 0,6		Esperar	0 ; 3,3	0,6 ; 0,6

La tabla 6-20 muestra los resultados cuando las estrategias de inversión están orientadas a la generación eólica por ambos jugadores. Cuando los generadores son N60/1300 y N80/2500. En N117/3000kW y N149/4500kW el escenario adecuado es el 4 (cuatro) {Esperar, Esperar}, donde cada inversionista mejor espera para hacer la inversión. Esto se debe a que la opción esperar está influenciado por la volatilidad de la turbina. Además de esto, influyen variables como la elevada inversión inicial, la incertidumbre en el clima, la regulación, entre otros. Por lo que para el jugador es mejor posponer la inversión para obtener más información sobre el futuro.

Tabla 6-20. Equilibrio en el Juego de Opciones para los aerogeneradores N60/1800, N80/2800, N117/3000, N149/4500 asumiendo que pueden usar la opción de invertir o esperar la instalación de nueva generación Eólica

Nordex N60/1800 kW				Nordex N80/2800 kW			
		En2				En2	
		Invertir	Esperar			Invertir	Esperar
En1	Invertir	7,9 ; 7,9	20,4 ; 16,6	En1	Invertir	8,1 ; 8,1	18,4 ; 13,5
	Esperar	16,6 ; 20,4	14,0 ; 14,0		Esperar	13,5 ; 18,4	5,8 ; 5,8
Nordex N117/3000 kW				Nordex N149/4500 kW			
		En2				En2	
		Invertir	Esperar			Invertir	Esperar
En1	Invertir	9,4 ; 9,4	22,2 ; 15,9	En1	Invertir	16,3 ; 16,3	23,1 ; 16,5
	Esperar	15,9 ; 22,2	33,4 ; 33,4		Esperar	16,5 ; 23,1	34,5 ; 34,5

La estrategia adecuada cuando los dos inversionistas desean invertir en proyectos de generación Hidráulico-Eólico es: N60/1800 kW {Esperar, Invertir}. Las turbinas N80/2800 kW, N117/3000kW y N149/4500kW el equilibrio es {Esperar, Invertir} (ver tabla 6-21).

Tabla 6-21. Equilibrio en el Juego de Opciones para los aerogeneradores N60/1800, N80/2800, N117/3000, N149/4500 asumiendo que pueden usar la opción de invertir o diferir la instalación de nueva generación Hidráulica-Eólica, Eólica Hidráulica

Nordex N60/1800 kW				Nordex N80/2800 kW			
		En2				En2	
		Invertir	Esperar			Invertir	Esperar
Hn1	Invertir	1,3 ; -5,3	2,6 ; 0	Hn1	Invertir	1,4 ; -11,7	2,7 ; -1,9
	Esperar	0 ; 2,32	0,4 ; 0,7		Esperar	0 ; 2,5	3,1 ; 3,5
Nordex N117/3000 kW				Nordex N149/4500 kW			
		En2				En2	
		Invertir	Esperar			Invertir	Esperar
Hn1	Invertir	1,6 ; -7,3	3,3 ; 4,6	Hn1	Invertir	1,27 ; -5,30	2,3 ; 4,9
	Esperar	0 ; 3,6	5,5 ; 11,9		Esperar	0 ; 3,94	4,7 ; 13,8

6.5 Análisis de Sensibilidad sobre las condiciones del sistema (sin capacidad y con capacidad instalada), Factor de Planta y Costos de las plantas

Esta sección es un análisis de sensibilidad a:

1. Condiciones iniciales: sin y con capacidad hidráulica instalada previamente.
2. Cambios en el factor de planta.
3. Cambios en la Inversión Inicial
4. Cambios en Costos Fijos
5. Cambios en Costos Variables
6. Cambios en el Costo Marginal

Sistema Energético sin capacidad Inicial

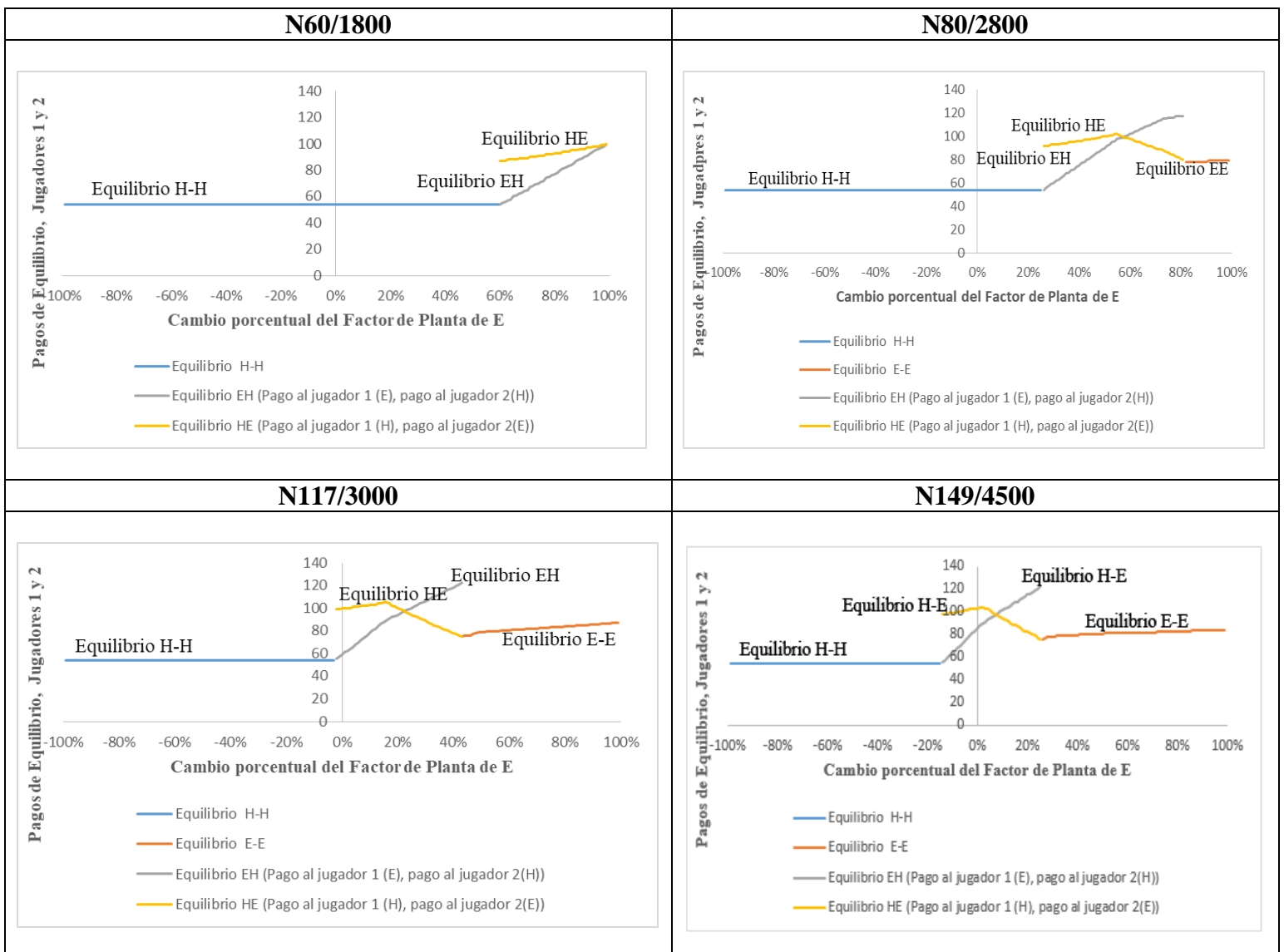
Variación de Factor de Planta

En esta sección se presenta la situación sin capacidad con el factor de planta hidráulico constante, solo varía el factor de planta eólico. Los resultados muestran los equilibrios en estrategias puras asumiendo variaciones porcentuales del factor de planta eólico entre -1 y 1. En el caso de un aerogenerador Nordex N60/1300, el equilibrio en estrategias puras es Hidráulico- Hidráulico {H;H} con un pago para cada jugador igual a 54. Esta situación se da con cambios porcentuales del factor de planta negativo hasta un 59% en variaciones positivas. En el momento en que esta variable presenta un cambio porcentual mayor al 60% se da cambio de equilibrio: Hidráulico-Eólico; Eólico-Hidráulico {H-W;W-H}, manteniéndose constante esta situación hasta llegar un cambio porcentual igual al 99%. El equilibrio EH muestra aumentos en sus pagos, esto es por la

disminución de los precios de E al variar positivamente su factor de planta. También se pueden mencionar que con este tipo de aerogenerador se presenta una mayor tendencia en mantenerse el equilibrio {H-H} (ver tabla 6-22).

La turbina N80/2500 los equilibrios en estrategias puras resultantes son {H;H}, {W;W}, {H-W;W-H}. La participación de Eólica se da a partir de un incremento del factor de planta igual a 26%. Con este cambio hasta un 82% el equilibrio es diversificado {H-W;W-H}. A partir del 83% hasta un 99%, se presenta un nuevo cambio de equilibrio, dándose {W;W}. N117/3000 los equilibrios presentes son {H;H}, {H-W;W-H} y {W;W}. La participación de eólica inicia a partir de la variación negativa de 3%. En N149/4500 el equilibrio {H;H} solo permanece hasta un cambio porcentual negativo igual 15%. El cambio porcentual -14% hasta 25% se presenta un nuevo cambio de equilibrio igual a {H-W;W-H}. Del 26% hasta el 99% el equilibrio cambia a {W;W}.

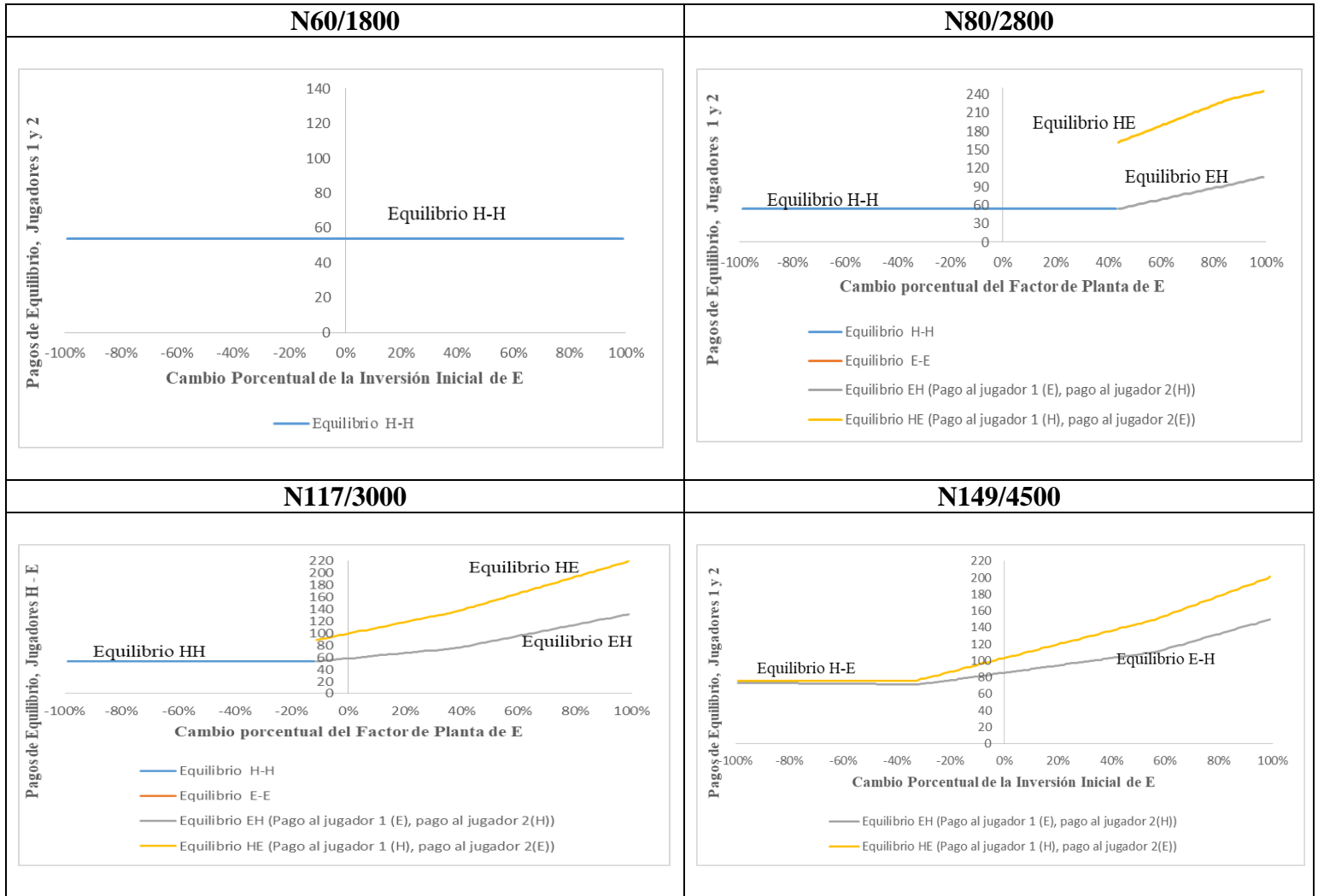
Tabla 6-22. Variación de Factor de Planta



Antes variaciones del factor de planta, la turbina N60/1300 presenta un porcentaje alto de Hidráulica, seguido de la eólica y las importaciones de energía. A medida que va mejorando la potencia del aerogenerador, la participación Eólico es mayor, inclusive se reducen las importaciones, ver Anexo E. Respecto a los comportamientos de los CMg en los diferentes aerogeneradores, a medida que los factores de planta van reduciéndose, mayor el valor de CMg y viceversa.

La tabla 6-23 muestra la situación donde la inversión inicial varía (incremento – reducción). El equilibrio H-H se da cuando el aerogenerador es igual a N60/1300. A medida que cambia la turbina a una potencia más alta el equilibrio cambia a {H-W; W-H}. Los pagos de {H-W; W-H} son altos inclusive van incrementándose a medida que hay un aumento en la potencia. Esto indica que ante una reducción de la inversión conlleva a incremento de la diversificación.

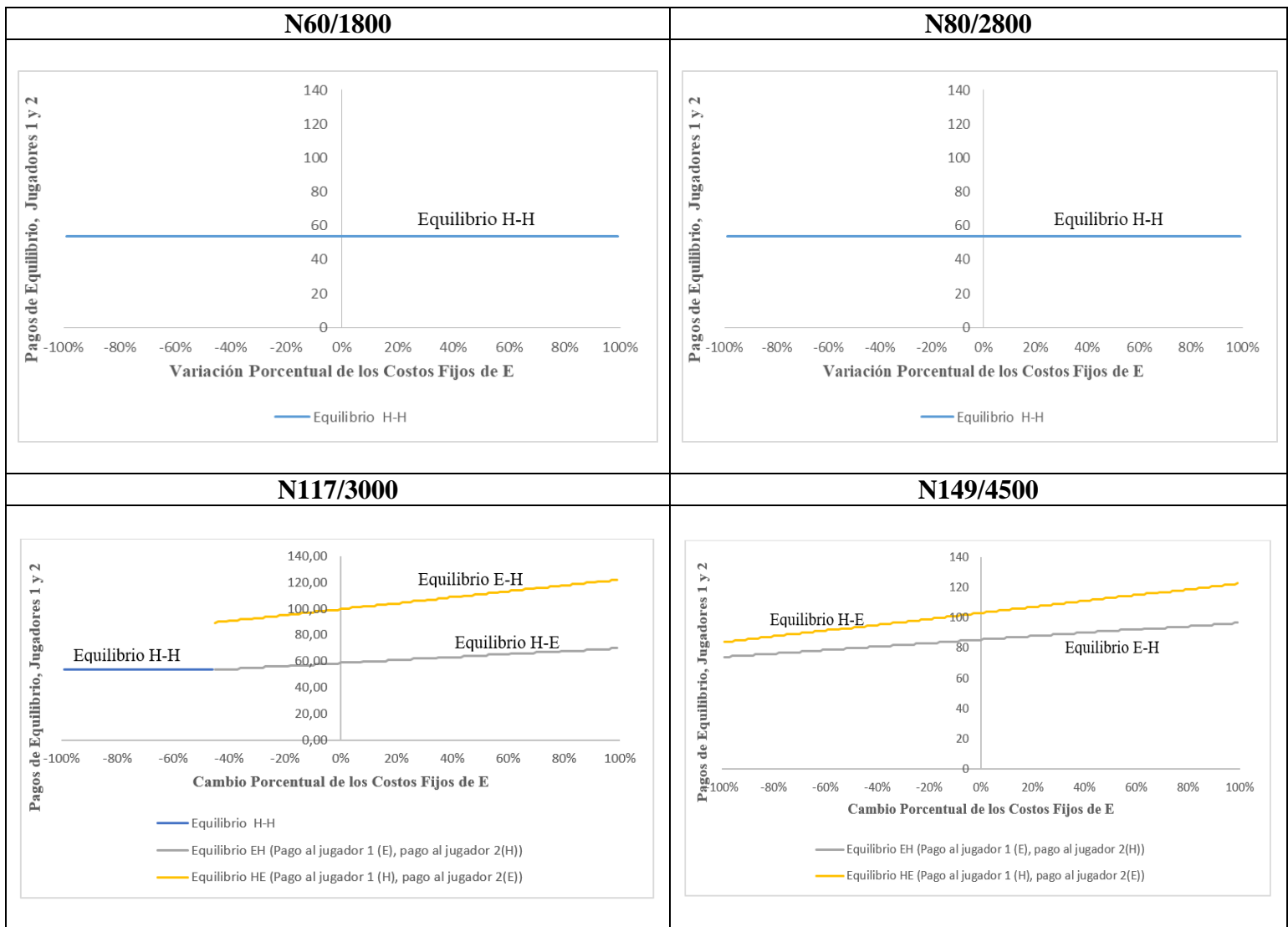
Tabla 6-23. Variación de Inversión Inicial



En relación con la generación, en la turbina N60/13000 presenta una mayor participación en Hidráulica e importaciones. Cuando se incrementa la potencia de los aerogeneradores, la participación de Eólica va aumentando. Con respecto a los CMg, estos van incrementándose a media que el cambio porcentual de la inversión inicial aumenta, ver anexo E.

La tabla 6-24 muestra los resultados de los cambios porcentuales de los costos fijos. El equilibrio H-H es para las turbinas N60/1300 y N80/2500. A medida que aumenta la potencia, el equilibrio cambia a {H-W;W-H}, mostrando los efectos de la diversificación.

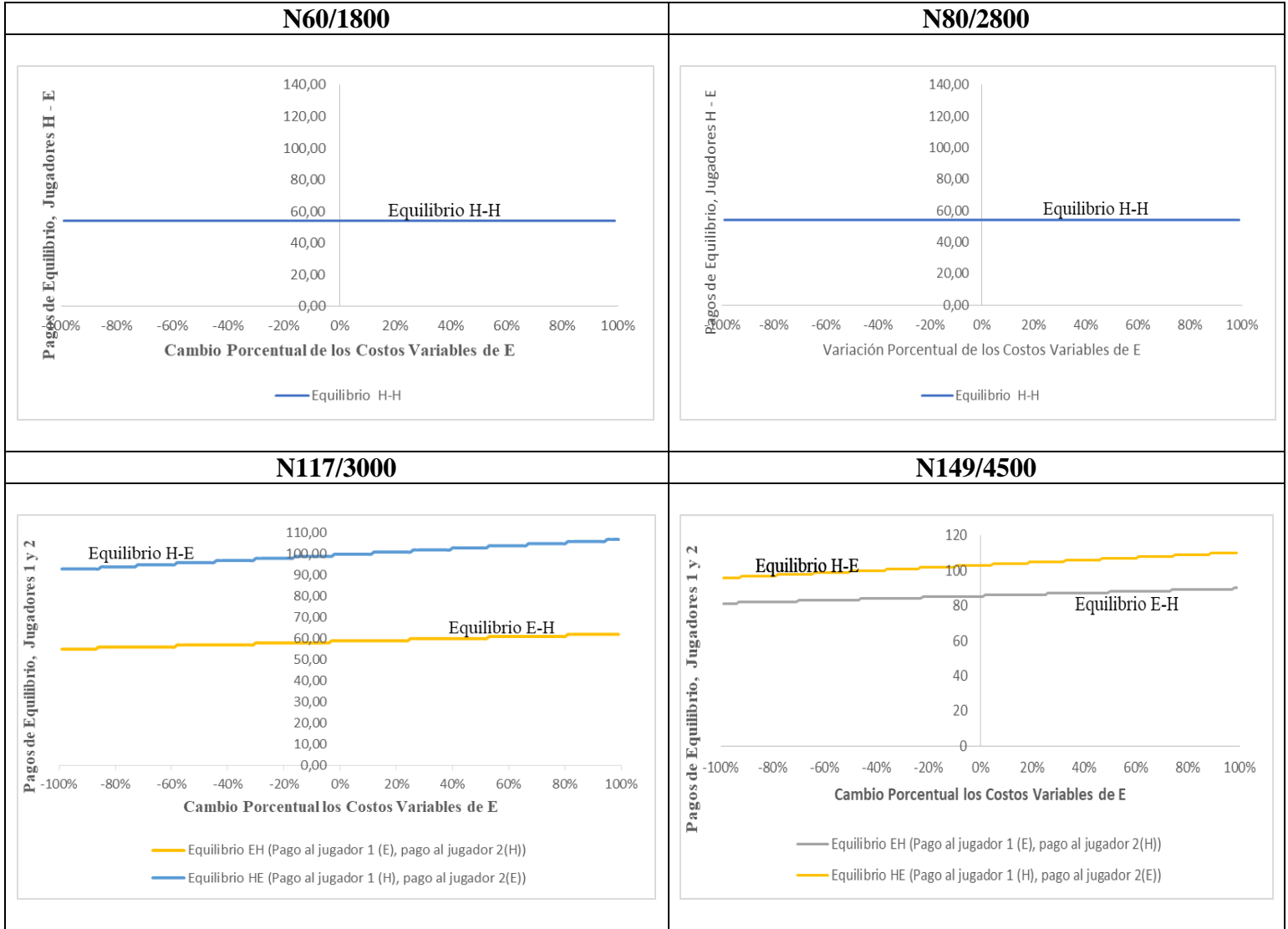
Tabla 6-24. Variación de Costos Fijos



Acerca del porcentaje de generación, hidráulica y las importaciones son altas en N60/13000, estás se van reduciendo a medida que mejora la potencia de los aerogeneradores. Los CMg incrementan a medida que el cambio porcentual de los costos fijos aumenta, ver anexo E.

La tabla 6-25 muestra los resultados de los cambios porcentuales de los costos variables. El equilibrio H-H es para las turbinas N60/1300 y N80/2500. A medida que aumenta la potencia, el equilibrio cambia a {H-W;W-H}, mostrando los efectos de la diversificación.

Tabla 6-25. Variación de Costos Variables

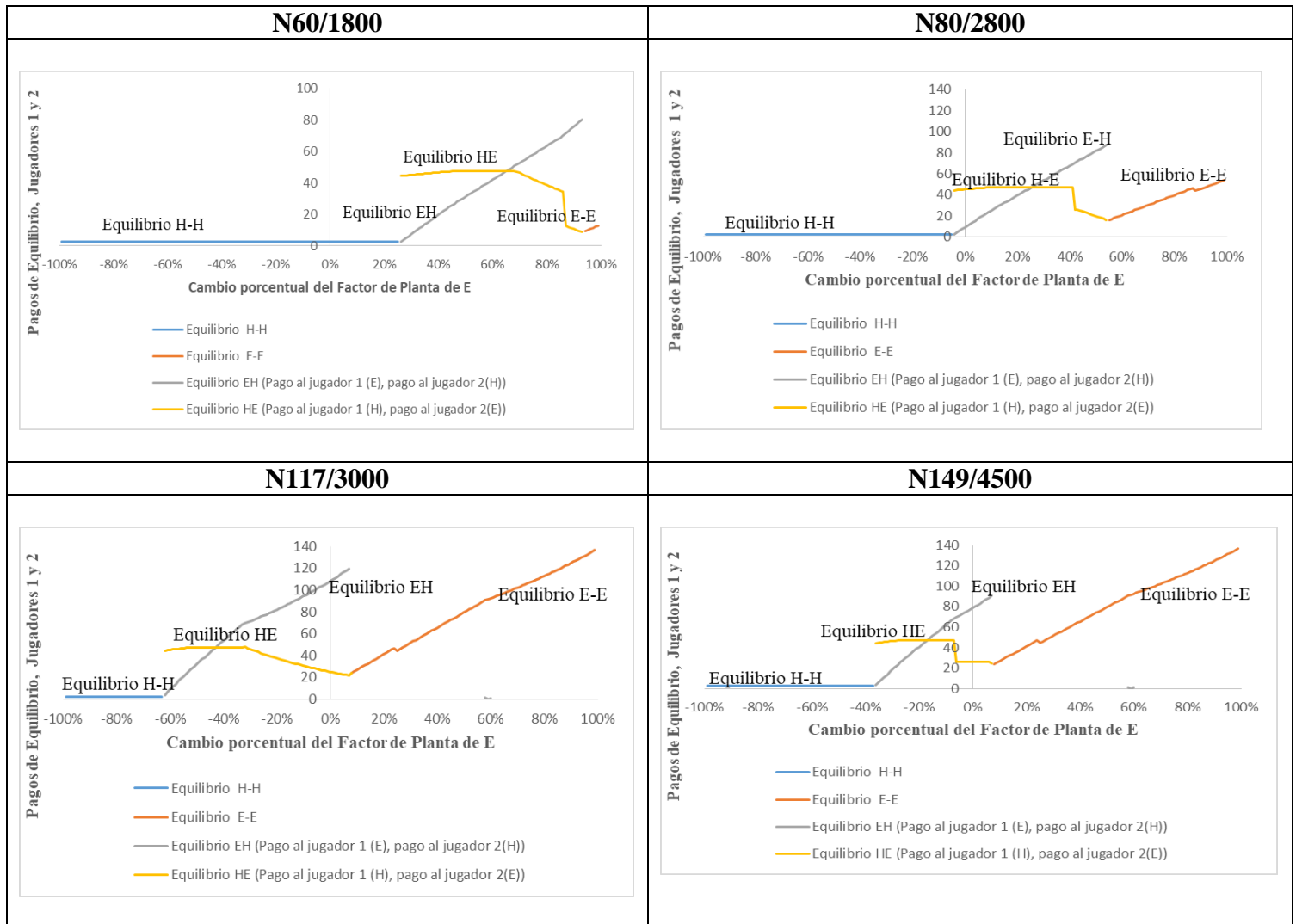


Acerca del porcentaje de generación, hidráulica y las importaciones son altas en N60/13000, éstas se van reduciendo a medida que mejora la potencia de los aerogeneradores. Los CMg incrementan a medida que el cambio porcentual de los costos variables aumenta, ver anexo E.

Sistema Energético con capacidad Inicial

En un sistema con capacidad hidrodominada, se observa la participación de la generación eólica en todos los aerogeneradores en estudio. A medida que mejora su potencia, el equilibrio {H;H} va reduciéndose, dando paso a los equilibrios {W;W} y {H-W;W-H}. Esto permite comprobar la diversificación es un punto importante para la canasta energética donde lidera la generación hidráulica, ver tabla 6-26.

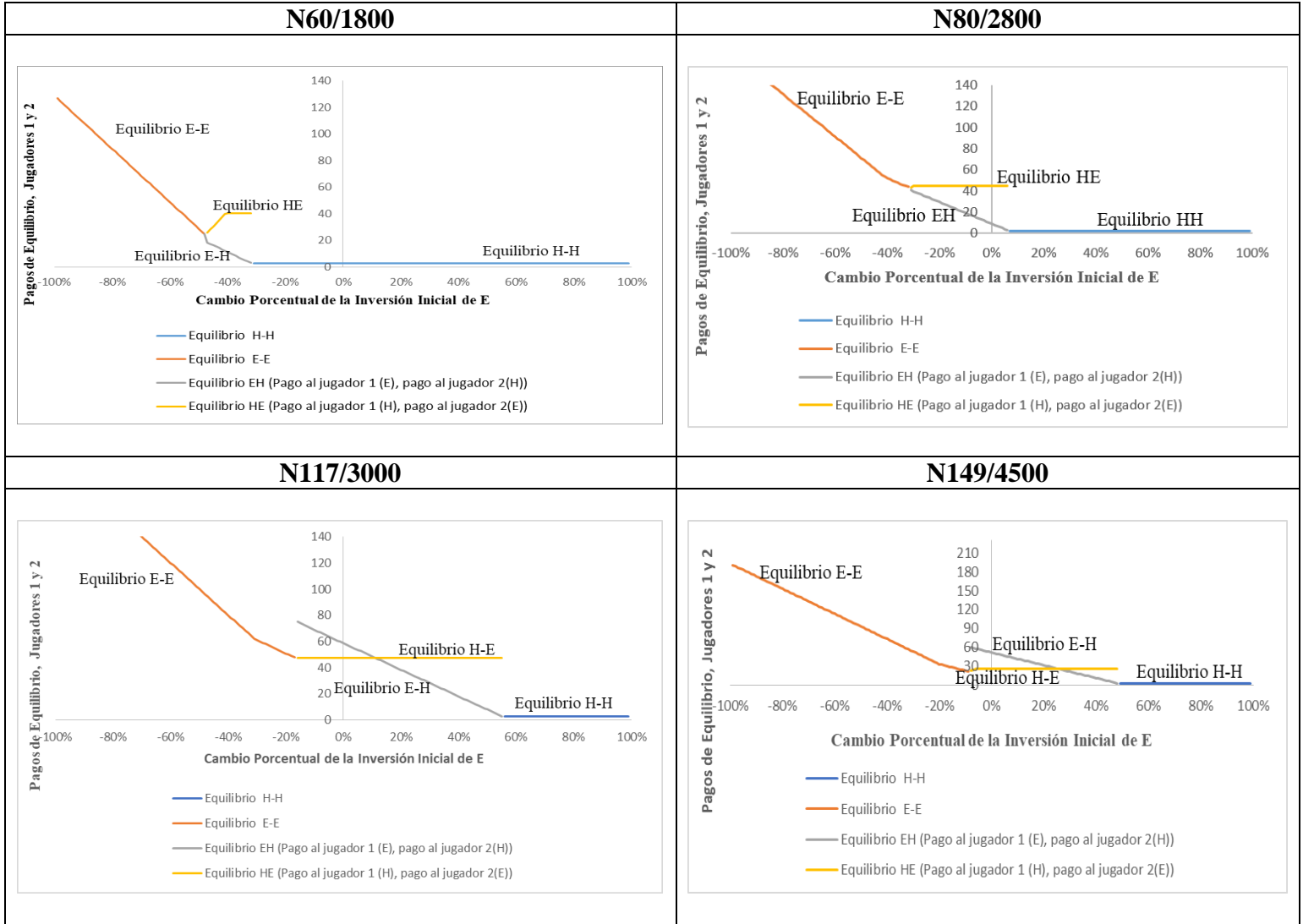
Tabla 6-26. Variación de Factor de Planta



El porcentaje de Generación como resultado del cambio porcentual del Factor de Planta Eólico, es alta para hidráulica en la potencia de los aerogeneradores N60/1800. Cuando se cambia de turbina a unas más potentes se incentiva la participación Eólica. Los CMg van aumentando a medida que el factor de planta eólico se reduce.

La tabla 6-27 presenta la situación donde la inversión inicial varía el equilibrio resultante es HH cuando los cambios porcentuales son positivos. A medida que cambia el aerogenerador a una potencia más alta el equilibrio este equilibrio va reduciéndose.

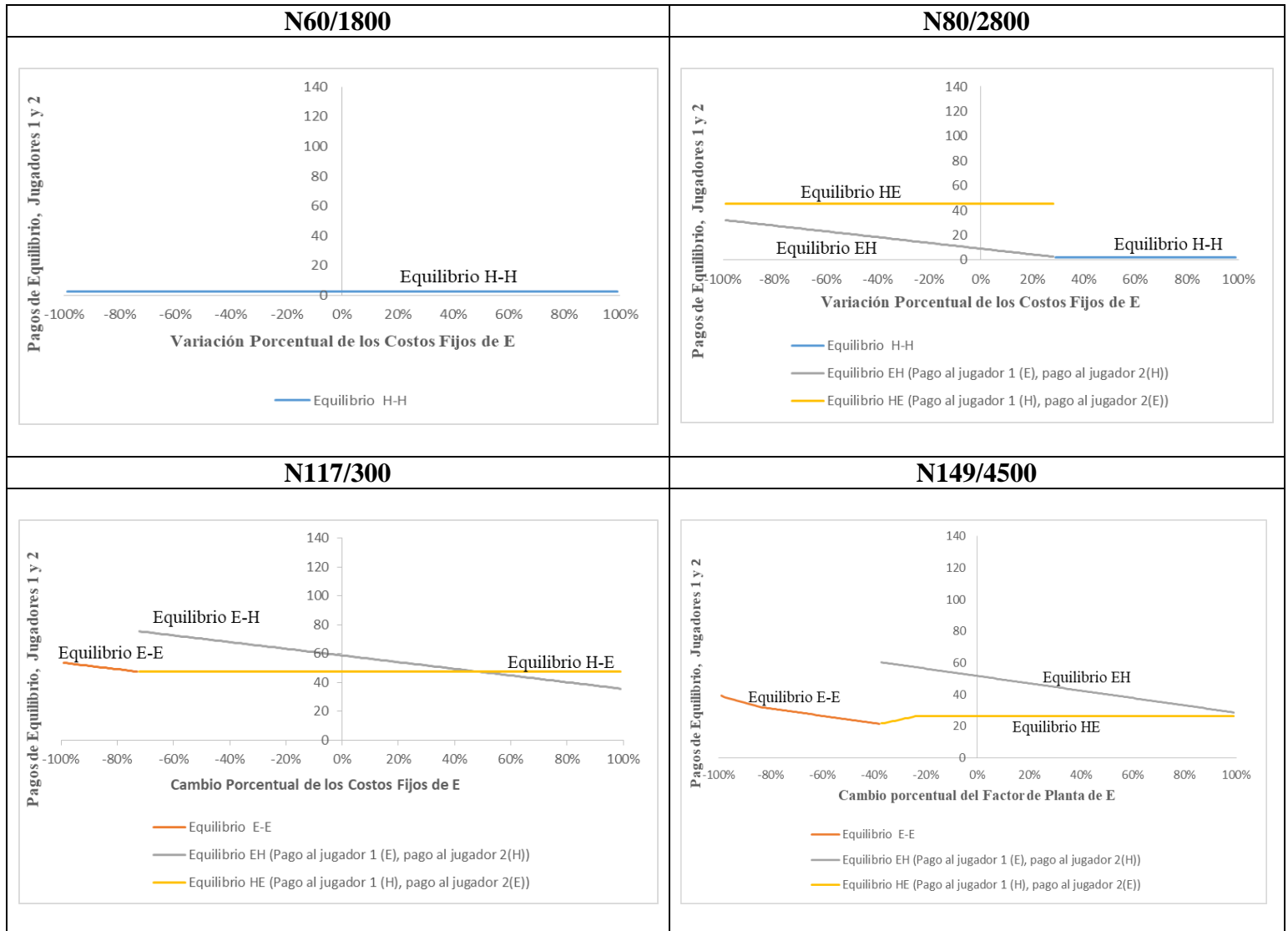
Tabla 6-27. Variación de Inversión Inicial



El porcentaje de participación de hidráulica y las importaciones van reduciendo a medida de la mejora en la potencia de los aerogeneradores. Los CMg van aumentando a medida que incremente la inversión inicial.

La turbina N60/1800 presenta el equilibrio {H-H} cuando los costos fijos presentan cambios porcentuales. El equilibrio cambia a {H-W;W-H} y {W;W}, cuando aumenta la potencia de los aerogeneradores, ver tabla 6-28.

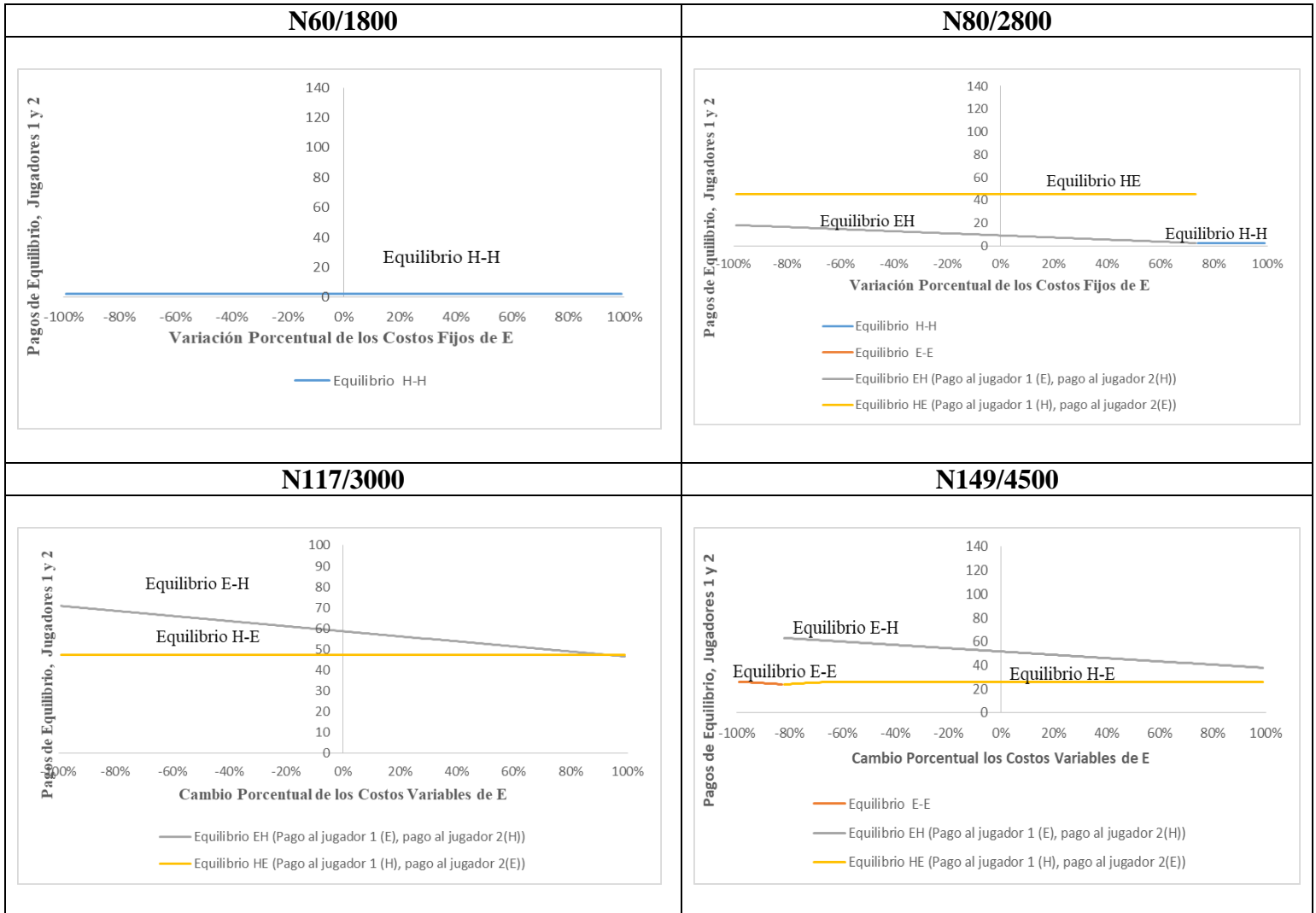
Tabla 6-28. Variación de Costos Fijos



El porcentaje de Generación, como resultado del cambio porcentual de los costos fijos es alta para hidráulica en la potencia de los aerogeneradores N60/1800. Aumento en la potencia de turbinas se incentiva a la participación Eólica. Los CMg van aumentando a medida que los cambios porcentuales de los costos fijos aumentan.

La tabla 6-29 presenta la situación donde los costos variables cambian, el equilibrio resultante es {H;H} para N60/1300. A medida que aumenta la potencia, se da un cambio de equilibrio a {H-W;W-H} y {W;W}, ver anexo E.

Tabla 6-29. Variación de Costos Variables



El porcentaje de Generación, como resultado del cambio porcentual de los costos variables es alta para hidráulica en la potencia de los aerogeneradores N60/1800. Aumento en la potencia de turbinas se incentiva a la participación Eólica. Los CMg van aumentando a medida que los cambios porcentuales de los costos variables aumentan.

La tabla 6-30 presenta los elementos importantes del análisis de sensibilidad sobre las condiciones del sistema. Los resultados muestran que en un sistema sin capacidad instalada entre mayor sea la potencia de la turbina, más diversificada es la canasta. Respecto al cambio porcentual de los costos

fijos y variables, el equilibrio H-H permanece en los aerogeneradores N-60-1300 y N80-2800, cuando estas cambian a un mayor tamaño el sistema presenta diversificación. Acerca de las variables que más afectan negativamente el CMg están la Inversión Inicial y los Factores de Planta. Con relación a los Costos Fijos y Variables, este último presente un menor impacto a los CMg. En cuanto al sistema con capacidad, el equilibrio se logra a partir de cambios porcentuales negativos mayores que el sistema sin capacidad. Con relación a los costos fijos y variables, solo en la turbina N60/1800 permanece el equilibrio H-H, las demás muestran equilibrios diversificados.

Tabla 6-30. Análisis de Sensibilidad sobre las condiciones del sistema

Cambio Porcentual	Capacidad Inicial = 0				Capacidad Inicial = 1173 MW			
	N60/1800	N80/2800	N117/3000	N149/4000	N60/1800	N80/2800	N117/3000	N149/4000
Factor de Planta	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a 60% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a 26% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a -28% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a -14% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a 26% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a -4% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a -28% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual del Factor de Planta superior a -36% .
Inversión Inicial	No hay diversificación, se mantiene el equilibrio H-H .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual de la Inversión inicial 44% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual de la Inversión inicial superior a -11% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual de la Inversión inicial superior a -16% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual de la Inversión inicial superior a -47% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio del porcentual de la Inversión inicial superior a -31% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, E-E hasta -17%. Luego el equilibrio cambia a HW-WH.	Equilibrio diversificado, mayores pagos, E-E hasta -9%. Luego el equilibrio cambia a HW-WH.
Costos Fijos	No hay diversificación, se mantiene el equilibrio H-H .	No hay diversificación, se mantiene el equilibrio H-H .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, a partir del cambio de los costos fijos de Planta superior a -45% .	Permanece el Equilibrio diversificado, en todos los cambios porcentuales.	No hay diversificación, se mantiene el equilibrio H-H .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, hasta el cambio de los costos fijos igual a 28% .	Equilibrio diversificado, mayores pagos, W-W hasta -17%. Luego el equilibrio cambia a HW-WH.	Equilibrio diversificado, mayores pagos, W-W hasta -38%. Luego el equilibrio cambia a HW-WH.
Costos Variables	No hay diversificación, se mantiene el equilibrio H-H .	No hay diversificación, se mantiene el	Permanece el Equilibrio diversificado, en todos los	Permanece el Equilibrio diversificado, en todos los	No hay diversificación, se mantiene el	Equilibrio diversificado, mayores	Permanece el Equilibrio diversificado	Equilibrio diversificado, mayores

		equilibrio H-H.	cambios porcentuales.	cambios porcentuales.	equilibrio H-H.	pagos, hasta el cambio del porcentual del Factor de Planta igual a 73%.	do, en todos los cambios porcentuales.	pagos, W-W hasta -83%. Luego el equilibrio cambia a HE-EH.
CMg	Menor Factor de Planta, Mayor CMg. Costos aumentan, incrementan CMg.	CMg presentan un mayor incremento, cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto.	CMg presentan un mayor incremento, cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto	CMg presentan un mayor incremento, cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto	CMg presentan un mayor incremento, cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto.	CMg presentan un mayor incremento , cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto.	CMg presentan un mayor incremento , cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto.	CMg presentan un mayor incremento , cuando el cambio porcentual de la inversión inicial es alto.
% Generación	Hidráulica. Importación.	Hidráulica, Eólica, Importación.	Hidráulica, Eólica, Importación	Hidráulica, Eólica, Importación	Eólica, Hidráulica nueva, Hidráulica inicialmente Instalada, Importación.	Eólica, Hidráulica nueva, Hidráulica inicialmente Instalada, Importación	Eólica, Hidráulica nueva, Hidráulica inicialmente Instalada, Importación	Eólica, Hidráulica nueva, Hidráulica inicialmente Instalada, Importación

7. Conclusiones

Después de realizar un análisis del desarrollo de la presente tesis, en el cual se cumplió con los objetivos propuestos se llega a las siguientes conclusiones.

Los inversionistas en proyectos de generación buscan alternativas de inversión que les permitan obtener rendimientos financieros, reducir el efecto invernadero y aportar a la seguridad energética en el sistema. Sin embargo, el mercado de la electricidad presenta altos riesgos e incertidumbres cuando se toman decisiones de inversión sobre futuras oportunidades de negocios. Ante esta situación surge el inconveniente de valorar inversiones en tecnologías de generación de electricidad teniendo en cuenta las incertidumbres que predominan en el sector como la incertidumbre en la disponibilidad de los recursos y la incertidumbre en las condiciones de mercado.

Según la literatura, el Valor Presente Neto (VPN) es la metodología más utilizada para valorar proyectos de inversión en tecnologías de generación de electricidad. Este método de valoración presenta un buen rendimiento cuando el proyecto no está expuesto a riesgo o incertidumbre, es decir, volatilidad igual a cero. Además de esto, no incluye la opción de flexibilidad estratégica (Opción de diferir, expandir, abandonar, etc.). Para un estudio adecuado, los inversionistas deben estar atentos a las condiciones del mercado para que revisen o adapten sus decisiones futuras, en respuesta a los acontecimientos inesperados. Con buenas condiciones en el mercado, las estrategias que tomen los inversionistas pueden invertir, expandirse, en caso contrario cuando las situaciones sean desfavorables para el proyecto esperar o abandonar. La herramienta usada para valorar esta flexibilidad son las Opciones Reales, que toma un Valor Presente Neto (VPN) ampliado, esto es, incorpore no solo el VPN tradicional, sino que incluya componentes de flexibilidad. Sin embargo, este enfoque no toma en cuenta el comportamiento estratégico de los competidores. Por tanto, se requiere una herramienta que incluya componentes de flexibilidad y valor de compromiso estratégico de las empresas, de esta manera, surge el Juego de Opciones.

Respecto a la disponibilidad de los recursos, se estudió la forma de representar su variabilidad y se analizó cómo la relación de complementariedad entre recursos es un factor que ayuda a diversificar la canasta de generación, trayendo beneficios tanto a inversionistas individuales como al sistema de generación. Por otra parte, los mercados de electricidad son oligopolios donde hay unas relaciones estratégicas entre los participantes, por lo que el beneficio de un inversionista depende del comportamiento de los demás agentes en el proceso de toma de decisiones.

Teniendo en cuenta estos dos factores, se observan las limitaciones en los métodos de valoración: VPN y Opciones Reales. Por tal motivo, se propone el método de Juegos de Opciones. El modelo de Juego de Opciones permite hacer una evaluación completa de los proyectos de inversión bajo incertidumbre y valorar la diversificación de fuentes de generación con su valor estratégico.

El mercado de la electricidad presenta altos riesgos e incertidumbres. Por tanto, los inversionistas en proyectos de generación buscan alternativas de inversión que les permitan obtener rendimientos, reducir el efecto invernadero y aportar a la seguridad energética en el sistema. Los riesgos e incertidumbres que predominan en el sector son: la volatilidad de los precios de la electricidad, la evolución de los precios de los combustibles, los cambios regulatorios, el crecimiento de la demanda, los cambios en el clima y el comportamiento estratégico de los competidores.

Los resultados muestran que el Juego de Opciones ayuda a los generadores de electricidad a tomar una decisión óptima para obtener altos beneficios de acuerdo con su perfil de riesgo y maximizar los beneficios teniendo en cuenta las incertidumbres que presenta este tipo de mercado. Tal vez esta metodología también podría ayudar a definir el importe de una subvención para fomentar las energías renovables.

Por otro lado, la diversificación y la complementariedad son elementos importantes en el mercado de electricidad. Para comprobar esta situación se propone un modelo con diferentes tipos de opciones: Inversión, Expansión y Diferir aplicado al mercado colombiano. El modelo general asume un sistema de generación hidrodominado con cuatro (4) plantas y dos (2) inversionistas que invierten en {Hidroeléctrica; Eólica}. Los resultados de las opciones de inversión y expansión muestran que cuando los recursos son complementarios, se da una matriz de generación en equilibrio {Eólico; Eólico} en varios tipos de aerogeneradores, para altos niveles de correlación negativa. Por lo que se confirma que los inversionistas se comportan diferente a la tendencia del mercado, por invertir en una tecnología alterna, para beneficiarse de los efectos de la diversificación. Así mismo, al darse un portafolio de generación diversificado, permite reducir los impactos negativos que tienen los eventos climáticos en la canasta energética, porque cuando el recurso hídrico se reduzca por el aumento de las temperaturas, la energía eólica suplirá la demanda. Este juego también se analizó asumiendo diferentes coeficientes de correlación entre los factores de planta, manteniendo constante los de generación hidroeléctrica, los resultados permanecieron sin ninguna variación.

Con relación a la opción diferir, cuando ambos jugadores invierten en {Hidráulica; Hidráulica} la mejor opción es invertir en el periodo cero por la mayor competencia que se presenta en el mercado al ser hidrodominado. En el caso de las estrategias {Eólico, Eólico}, cuando los generadores son N60/1300, resultan dos equilibrios {Esperar, Invertir}, {Invertir, Esperar}. N80/2500, N117/3000kW y N149/4500kW el escenario adecuado es {Esperar, Esperar}, donde cada inversionista mejor espera para hacer la inversión. En este caso, la opción está influenciado por una mayor volatilidad y por lo que para los inversionistas es mejor esperar, con el fin de obtener mejor información sobre el mercado, antes de tomar la decisión de invertir y de esta manera se introduce la flexibilidad de gestión. La estrategia {Eólico- Hidráulica; Hidráulica-Eólico}, con N60/1800 kW es {Invertir, Esperar} y N80/2800 kW, N117/3000kW y N149/4500kW es {Esperar, Esperar}.

Respecto al análisis de sensibilidad sobre las condiciones del sistema los resultados muestran que en un sistema sin capacidad instalada entre mayor sea la potencia de la turbina, más diversificada es la canasta. Respecto al cambio porcentual de los costos fijos y variables, el equilibrio H-H permanece en los aerogeneradores N-60-1300 y N80-2800, cuando estas cambian a un mayor tamaño el sistema presenta diversificación. Acerca de las variables que más afectan negativamente

el CMg están la Inversión Inicial y los Factores de Planta. Con relación a los Costos Fijos y Variables, este último presenta un menor impacto a los CMg. En cuanto al sistema con capacidad, el equilibrio se logra a partir de cambios porcentuales negativos mayores que el sistema sin capacidad. Con relación a los costos fijos y variables, solo en la turbina N60/1800 permanece el equilibrio H-H, las demás muestran equilibrios diversificados.

Los resultados del equilibrio en las opciones de invertir y expandir sugieren que la energía eólica puede competir con la generación hidroeléctrica convencional y contribuir a la diversificación y seguridad de un sistema hidrodominado. Además de esto, la complementariedad entre estos dos tipos de energía es una combinación adecuada en estos tipos de mercado porque reduce la dependencia de las centrales hidroeléctricas y el riesgo económico.

Por otro lado, los resultados muestran que la teoría de juegos y la diversificación, se complementan para representar interrelaciones complejas entre agentes generadores de electricidad y recursos energéticos. Es importante mencionar que entender la relación entre la combinación de tecnologías, la disponibilidad de recursos y los beneficios, son elementos claves para analizar las elecciones tecnológicas estratégicas en la generación de electricidad.

Un elemento clave en las variables de entrada del modelo de Opciones de Reales es la volatilidad. El modelo propuesto utilizó el factor de planta, como una variable adecuada para representar la volatilidad de las variaciones del clima. Esto se debe a que es un indicador realista, porque mide cuál es la disponibilidad de las plantas. Además, su incorporación en el flujo de caja es directa, pues afecta los ingresos operacionales. Los resultados muestran que los factores de planta representan mejor la incertidumbre que los caudales, debido a que no tienen los valores extremos asociados a los caudales y porque representa las restricciones operativas. Los resultados muestran que el factor de capacidad es una variable más apropiada para modelar la volatilidad, y al mismo tiempo incorporar el análisis de diversificación

Los Mecanismos regulatorios no son considerados en la tesis. Sin embargo, los resultados obtenidos sumados a los incentivos pueden dar mayores herramientas para la toma de decisiones de los inversionistas.

Para futuras investigaciones, en la presente propuesta se podría incluir las restricciones de transmisión y operativas, la curva de aprendizaje de la energía eólica y mecanismos (incentivos) para incentivar la participación de energía renovable.

A. Anexo: Evolución del Factor de con la volatilidad del recurso del caudal y viento.

Factor de planta Hidráulico con $\sigma_H = 111,42\%$

						13747,79%
				4511,72%		
			1480,65%		1480,65%	
		485,91%		485,91%		
	159,47%		159,47%		159,47%	
52,33%		52,33%		52,33%		
	17,17%		17,17%		17,17%	
		5,64%		5,64%		
			1,85%		1,85%	
				0,61%		
					0,20%	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062

Factor de Planta Eólico por Aerogenerador con $\sigma_w=266,26\%$

Nordex N60/1800 kW							Nordex N80/2800 kW						
						0%							0%
				0%		0%					0%		0%
		0%		0%		0%				0%			0%
	3%		3%			3%				0%			0%
36,92%		37%		37%		37%	37,91%		38%		38%		38%
	529%		529%			529%		544%		544%			544%
		7585%		7585%					7801%		7801%		
			108722%			108722%				111814%			111814%
				1558374%							1602694%		
					22336963%							22972224%	
2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062	2019	2020	2021	2022	2023	2024	... 2062

Nordex N117/3000 kW						Nordex N149/4500 kW					
					0%						0%
				0%						0%	
			0%		0%				0%		0%
		0%		0%				0%		0%	
	4%		4%		4%			4%		4%	
55,34%		55%		55%		55,68%		56%		56%	
	793%		793%		793%		798%		798%		798%
		11370%		11370%				11439%		11439%	
			162966%		162966%				163967%		163967%
				2335872%						2350224%	
					33481245%						33686948%
2019	2020	2021	2022	2023	2024 ... 2062	2019	2020	2021	2022	2023	2024 ... 2062

B. Anexo: Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Hidráulico-Hidráulico, Aerogenerador N60/1600 kW

Generador	Generación Electricidad	Cmg	
2.022	Hidro 1	2.864.040	34,91
7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	35,55
7.220.349,41	Hn 1	2.336.630	37,90
46,95	Hn 2	2.336.630	37,90
	Hidro 3	1.381.950	46,95
	Hidro 4	881.243	50,95

Generador	Generación Electricidad	Cmg	
2.021	Hidro 1	2.526.772	39,10
7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	39,83
7.148.860,80	Hn 1	2.061.469	42,50
52,75	Hn 2	2.061.469	42,50
	Hidro 3	1.219.211	52,75
	Hidro 4	777.468	57,29

Generador	Generación Electricidad	Cmg	Generador	Generación Electricidad	Cmg		
2.020	Hidro 1	2.229.219	43,86	2.022	Hidro 1	2.229.219	43,86
7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	44,68	7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	44,68
7.078.080,00	Hn 1	1.818.711	47,71	7.220.349,41	Hn 1	1.818.711	47,71
59,33	Hn 2	1.818.711	47,71	59,33	Hn 2	1.818.711	47,71
	Hidro 3	1.075.637	59,33		Hidro 3	1.075.637	59,33
	Hidro 4	685.914	64,47		Hidro 4	685.914	64,47

Generador	Generación Electricidad	Cmg	Generador	Generación Electricidad	Cmg		
2.019	Hidro 1	1.966.707	46,90	2.021	Hidro 1	1.966.707	49,25
7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	47,79	7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	50,19
7.008.000,00	Hn 1	1.604.540	51,06	7.148.860,80	Hn 1	1.604.540	53,62
59,58	Hn 2	1.604.540	51,06	66,79	Hn 2	1.604.540	53,62
	Hidro 3	948.971	59,58		Hidro 3	948.971	66,79
	Hidro 4	605.141	69,19		Hidro 4	605.141	72,62

Generador	Generación Electricidad	Cmg	Generador	Generación Electricidad	Cmg		
2.020	Hidro 1	1.735.108	55,37	2.022	Hidro 1	1.735.108	55,37
7.078.080,00	Hidro 2	1.638.039	56,42	7.220.349,41	Hidro 2	1.638.039	56,42
7.078.080,00	Hn 1	1.415.589	60,31	7.220.349,41	Hn 1	1.415.589	60,31
81,85	Hn 2	1.415.589	60,31	81,85	Hn 2	1.415.589	60,31
	Hidro 3	837.220	75,24		Hidro 3	837.220	75,24
	Hidro 4	533.879	81,85		Hidro 4	533.879	81,85

Generador	Generación Electricidad	Cmg	
2.021	Hidro 1	1.530.782	62,30
7.148.860,80	Hidro 2	1.445.144	63,49
6.683.344,70	Hn 1	1.248.890	67,90
156,00	Hn 2	1.248.890	67,90
465.516,10	Hidro 3	738.629	84,83
	Hidro 4	471.010	92,31

Generador	Generación Electricidad	Cmg	
2.022	Hidro 1	1.350.518	70,15
7.220.349,41	Hidro 2	1.274.964	71,50
5.896.315,44	Hn 1	1.101.821	76,50
156,00	Hn 2	1.101.821	76,50
1.324.033,97	Hidro 3	651.648	95,69
	Hidro 4	415.544	104,17

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Eólico-Eólico, Aerogenerador N60/1600 kW

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.022	Hidro 1	2.864.040	34,91
7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	35,55
7.220.349,41	Hidro 3	1.381.950	44,04
50,95	Hidro 4	881.243	50,95
	Wn 1	563.320	159,91
	Wn 2	563.320	159,91

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.021	Hidro 1	2.526.772	39,10
7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	39,83
7.148.860,80	Hidro 3	1.219.211	49,45
140,63	Hidro 4	777.468	57,29
	Wn 1	710.835	127,85
	Wn 2	710.835	127,85

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.020	Hidro 1	2.229.219	43,86	2.022	Hidro 1	2.229.219	43,86
7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	44,68	7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	44,68
7.078.080,00	Hidro 3	1.075.637	55,59	7.220.349,41	Hidro 3	1.075.637	55,59
112,68	Hidro 4	685.914	64,47	112,68	Hidro 4	685.914	64,47
	Wn 1	896.980	102,44		Wn 1	896.980	102,44
	Wn 2	896.980	102,44		Wn 2	896.980	102,44

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.019	Hidro 1	1.966.707	46,90	2.021	Hidro 1	1.966.707	49,25
7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	47,79	7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	50,19
7.008.000,00	Hidro 3	948.971	59,58	7.148.860,80	Hidro 3	948.971	62,55
86,14	Hidro 4	605.141	69,19	90,53	Hidro 4	605.141	72,62
	Wn 1	1.131.871	78,31		Wn 1	1.131.871	82,30
	Wn 2	1.131.871	78,31		Wn 2	1.131.871	82,30

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.020	Hidro 1	1.735.108	55,37	2.022	Hidro 1	1.735.108	55,37
7.078.080,00	Hidro 2	1.638.039	56,42	7.220.349,41	Hidro 2	1.638.039	56,42
7.078.080,00	Wn 1	1.428.272	66,35	7.220.349,41	Wn 1	1.428.272	66,35
81,85	Wn 2	1.428.272	66,35	81,85	Wn 2	1.428.272	66,35
	Hidro 3	837.220	70,43		Hidro 3	837.220	70,43
	Hidro 4	533.879	81,85		Hidro 4	533.879	81,85

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.021	Wn 1	1.802.291	53,70
7.148.860,80	Wn 2	1.802.291	53,70
7.148.860,80	Hidro 1	1.530.782	62,30
79,37	Hidro 2	1.445.144	63,49
	Hidro 3	738.629	79,37
	Hidro 4	471.010	92,31

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.022	Wn 1	1.839.600	52,72
7.220.349,41	Wn 2	1.839.600	52,72
7.220.349,41	Hidro 1	1.350.518	70,15
104,17	Hidro 2	1.274.964	71,50
	Hidro 3	651.648	89,51
	Hidro 4	415.544	104,17

...

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Hidráulico-Eólico, Eólico- Hidráulico, Aerogenerador N60/1600 kW

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.022	Hidro 1	2.864.040	34,91
7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	35,55
7.220.349,41	Hn 1	2.336.630	37,90
44,04	Hidro 3	1.381.950	44,04
	Hidro 4	881.243	50,95
	Wn 2	563.320	159,91

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.021	Hidro 1	2.526.772	39,10
7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	39,83
7.148.860,80	Hn 1	2.061.469	42,50
49,45	Hidro 3	1.219.211	49,45
	Hidro 4	777.468	57,29
	Wn 2	710.835	127,85

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.020	Hidro 1	2.229.219	43,86	2.022	Hidro 1	2.229.219	43,86
7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	44,68	7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	44,68
7.078.080,00	Hn 1	1.818.711	47,71	7.220.349,41	Hn 1	1.818.711	47,71
55,59	Hidro 3	1.075.637	55,59	55,59	Hidro 3	1.075.637	55,59
	Hidro 4	685.914	64,47		Hidro 4	685.914	64,47
	Wn 2	896.980	102,44		Wn 2	896.980	102,44

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.019	Hidro 1	1.966.707	46,90	2.021	Hidro 1	1.966.707	49,25
7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	47,79	7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	50,19
7.008.000,00	Hn 1	1.604.540	51,06	7.148.860,80	Hn 1	1.604.540	53,62
86,14	Hidro 3	948.971	59,58	90,53	Hidro 3	948.971	62,55
	Hidro 4	605.141	69,19		Hidro 4	605.141	72,62
	Wn 2	1.131.871	78,31		Wn 2	1.131.871	82,30

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.020	Hidro 1	1.735.108	55,37	2.022	Hidro 1	1.735.108	55,37
7.078.080,00	Hidro 2	1.638.039	56,42	7.220.349,41	Hidro 2	1.638.039	56,42
7.078.080,00	Hn 1	1.415.589	60,31	7.220.349,41	Hn 1	1.415.589	60,31
81,85	Wn 2	1.428.272	66,35	81,85	Wn 2	1.428.272	66,35
	Hidro 3	837.220	70,43		Hidro 3	837.220	70,43
	Hidro 4	533.879	81,85		Hidro 4	533.879	81,85

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.021	Wn 2	1.802.291	53,70
7.148.860,80	Hidro 1	1.530.782	62,30
7.148.860,80	Hidro 2	1.445.144	63,49
92,31	Hn 1	1.248.890	67,90
	Hidro 3	738.629	79,37
	Hidro 4	471.010	92,31

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.022	Wn 2	1.839.600	52,72
7.220.349,41	Hidro 1	1.350.518	70,15
6.634.094,61	Hidro 2	1.274.964	71,50
156,00	Hn 1	1.101.821	76,50
586.254,79	Hidro 3	651.648	89,51
	Hidro 4	415.544	104,17

...

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Eólico-Eólico, Aerogenerador N80/2800 kW

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.022	Hidro 1	2.864.040	34,91
7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	35,55
7.220.349,41	Hidro 3	1.381.950	44,04
50,95	Hidro 4	881.243	50,95
	Wn 1	515.665	174,19
	Wn 2	515.665	174,19

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.021	Hidro 1	2.526.772	39,10
7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	39,83
7.148.860,80	Hidro 3	1.219.211	49,45
147,55	Hidro 4	777.468	57,29
	Wn 1	676.114	134,14
	Wn 2	676.114	134,14

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.020	Hidro 1	2.229.219	43,86	2.022	Hidro 1	2.229.219	43,86
7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	44,68	7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	44,68
7.078.080,00	Hidro 3	1.075.637	55,59	7.220.349,41	Hidro 3	1.075.637	55,59
113,95	Hidro 4	685.914	64,47	113,95	Hidro 4	685.914	64,47
	Wn 1	886.488	103,59		Wn 1	886.488	103,59
	Wn 2	886.488	103,59		Wn 2	886.488	103,59

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.019	Hidro 1	1.966.707	46,90	2.021	Hidro 1	1.966.707	49,25
7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	47,79	7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	50,19
7.008.000,00	Hidro 3	948.971	59,58	7.148.860,80	Hidro 3	948.971	62,55
84,03	Hidro 4	605.141	69,19	88,32	Hidro 4	605.141	72,62
	Wn 1	1.162.319	76,39		Wn 1	1.162.319	80,29
	Wn 2	1.162.319	76,39		Wn 2	1.162.319	80,29

	Generador	Generación Electricidad	Cmg		Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.020	Hidro 1	1.735.108	55,37	2.022	Hidro 1	1.735.108	55,37
7.078.080,00	Hidro 2	1.638.039	56,42	7.220.349,41	Hidro 2	1.638.039	56,42
7.078.080,00	Wn 1	1.523.975	62,52	7.220.349,41	Wn 1	1.523.975	62,52
70,43	Wn 2	1.523.975	62,52	70,43	Wn 2	1.523.975	62,52
	Hidro 3	837.220	70,43		Hidro 3	837.220	70,43
	Hidro 4	533.879	81,85		Hidro 4	533.879	81,85

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.021	Wn 1	1.839.600	52,72
7.148.860,80	Wn 2	1.839.600	52,72
7.148.860,80	Hidro 1	1.530.782	62,30
79,37	Hidro 2	1.445.144	63,49
	Hidro 3	738.629	79,37
	Hidro 4	471.010	92,31

	Generador	Generación Electricidad	Cmg
2.022	Wn 1	1.839.600	52,72
7.220.349,41	Wn 2	1.839.600	52,72
7.220.349,41	Hidro 1	1.350.518	70,15
104,17	Hidro 2	1.274.964	71,50
	Hidro 3	651.648	89,51
	Hidro 4	415.544	104,17

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Hidráulico-Eólico, Eólico- Hidráulico, Aerogenerador N80/2800 kW

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.022	Hidro 1	2.864.040	34,91						
		7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	35,55						
		7.220.349,41	Hn 1	2.336.630	37,90						
		44,04	Hidro 3	1.381.950	44,04						
			Hidro 4	881.243	50,95						
			Wn 2	515.665	174,19						
		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.021	Hidro 1	2.526.772	39,10						
		7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	39,83						
		7.148.860,80	Hn 1	2.061.469	42,50						
		49,45	Hidro 3	1.219.211	49,45						
			Hidro 4	777.468	57,29						
			Wn 2	676.114	134,14						
		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.020	Hidro 1	2.229.219	43,86			2.022	Hidro 1	2.229.219	43,86
		7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	44,68			7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	44,68
		7.078.080,00	Hn 1	1.818.711	47,71			7.220.349,41	Hn 1	1.818.711	47,71
		55,59	Hidro 3	1.075.637	55,59			55,59	Hidro 3	1.075.637	55,59
			Hidro 4	685.914	64,47				Hidro 4	685.914	64,47
			Wn 2	886.488	103,59				Wn 2	886.488	103,59
		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.019	Hidro 1	1.966.707	46,90			2.021	Hidro 1	1.966.707	49,25
		7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	47,79			7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	50,19
		7.008.000,00	Hn 1	1.604.540	51,06			7.148.860,80	Hn 1	1.604.540	53,62
		84,03	Hidro 3	948.971	59,58			88,32	Hidro 3	948.971	62,55
			Hidro 4	605.141	69,19				Hidro 4	605.141	72,62
			Wn 2	1.162.319	76,39				Wn 2	1.162.319	80,29
		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.020	Hidro 1	1.735.108	55,37			2.022	Hidro 1	1.735.108	55,37
		7.078.080,00	Hidro 2	1.638.039	56,42			7.220.349,41	Hidro 2	1.638.039	56,42
		7.078.080,00	Hn 1	1.415.589	60,31			7.220.349,41	Hn 1	1.415.589	60,31
		70,43	Wn 2	1.523.975	62,52			81,85	Wn 2	1.523.975	62,52
			Hidro 3	837.220	70,43				Hidro 3	837.220	70,43
			Hidro 4	533.879	81,85				Hidro 4	533.879	81,85
		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.021	Wn 2	1.839.600	52,72						
		7.148.860,80	Hidro 1	1.530.782	62,30						
		7.148.860,80	Hidro 2	1.445.144	63,49						
		92,31	Hn 1	1.248.890	67,90						
			Hidro 3	738.629	79,37						
			Hidro 4	471.010	92,31						
		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg		
		2.022	Wn 2	1.839.600	52,72						
		7.220.349,41	Hidro 1	1.350.518	70,15						
		6.634.094,61	Hidro 2	1.274.964	71,50						
		156,00	Hn 1	1.101.821	76,50						
		586.254,79	Hidro 3	651.648	89,51						
			Hidro 4	415.544	104,17						

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Eólico-Eólico, Aerogenerador N117/3000 kW

				Generador			
				Generación Electricidad	Cmg		
				2.022	Hidro 1	2.864.040	36,92
				7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	37,60
				7.220.349,41	Hidro 3	1.381.950	46,64
				53,99	Hidro 4	881.243	53,99
					Wn 1	661.576	142,87
					Wn 2	661.576	142,87

				Generador			
				Generación Electricidad	Cmg		
				2.021	Hidro 1	2.526.772	41,39
				7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	42,16
				7.148.860,80	Hidro 3	1.219.211	52,40
				116,42	Hidro 4	777.468	60,74
					Wn 1	905.552	105,83
					Wn 2	905.552	105,83

				Generador			Generador				
				Generación Electricidad	Cmg			Generación Electricidad	Cmg		
				2.020	Hidro 1	2.229.219	46,45	2.022	Hidro 1	2.229.219	46,45
				7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	47,33	7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	47,33
				7.078.080,00	Hidro 3	1.075.637	58,93	7.220.349,41	Hidro 3	1.075.637	58,93
				86,65	Hidro 4	685.914	68,38	86,65	Hidro 4	685.914	68,38
					Wn 1	1.239.500	78,78		Wn 1	1.239.500	78,78
					Wn 2	1.239.500	78,78		Wn 2	1.239.500	78,78

				Generador			Generador				
				Generación Electricidad	Cmg			Generación Electricidad	Cmg		
				2.019	Hidro 1	1.966.707	49,72	2.021	Hidro 1	1.966.707	52,19
				7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	50,67	7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	53,18
				7.008.000,00	Wn 1	1.696.603	56,12	7.148.860,80	Wn 1	1.696.603	59,01
				63,22	Wn 2	1.696.603	56,12	66,34	Wn 2	1.696.603	59,01
					Hidro 3	948.971	63,22		Hidro 3	948.971	66,34
					Hidro 4	605.141	73,45		Hidro 4	605.141	77,05

				Generador			Generador				
				Generación Electricidad	Cmg			Generación Electricidad	Cmg		
				2.020	Wn 1	1.839.600	54,84	2.022	Wn 1	1.839.600	54,84
				7.078.080,00	Wn 2	1.839.600	54,84	7.220.349,41	Wn 2	1.839.600	54,84
				7.078.080,00	Hidro 1	1.735.108	58,69	7.220.349,41	Hidro 1	1.735.108	58,69
				74,73	Hidro 2	1.638.039	59,82	74,73	Hidro 2	1.638.039	59,82
					Hidro 3	837.220	74,73		Hidro 3	837.220	74,73
					Hidro 4	533.879	86,87		Hidro 4	533.879	86,87

				Generador			
				Generación Electricidad	Cmg		
				2.021	Wn 1	1.839.600	54,84
				7.148.860,80	Wn 2	1.839.600	54,84
				7.148.860,80	Hidro 1	1.530.782	66,07
				84,24	Hidro 2	1.445.144	67,34
					Hidro 3	738.629	84,24
					Hidro 4	471.010	98,01

				Generador			
				Generación Electricidad	Cmg		
				2.022	Wn 1	1.839.600	54,84
				7.220.349,41	Wn 2	1.839.600	54,84
				7.220.349,41	Hidro 1	1.350.518	74,42
				110,63	Hidro 2	1.274.964	75,87
					Hidro 3	651.648	95,02
					Hidro 4	415.544	110,63

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Hidráulico-Eólico, Eólico-Hidráulico, Aerogenerador N117/3000 kW

		Generador			Generación Electricidad			Cmg		
		2.022			Hidro 1	2.864.040	34,91			
		7.220.349,41			Hidro 2	2.703.814	35,55			
		7.220.349,41			Hn 1	2.336.630	37,90			
		44,04			Hidro 3	1.381.950	44,04			
					Hidro 4	881.243	50,95			
					Wn 2	661.576	136,97			
		2.021			Hidro 1	2.526.772	39,10			
		7.148.860,80			Hidro 2	2.385.414	39,83			
		7.148.860,80			Hn 1	2.061.469	42,50			
		49,45			Hidro 3	1.219.211	49,45			
					Hidro 4	777.468	57,29			
					Wn 2	905.552	101,52			
		2.020			Hidro 1	2.229.219	43,86			
		7.078.080,00			Hidro 2	2.104.508	44,68			
		7.078.080,00			Hn 1	1.818.711	47,71			
		55,59			Hidro 3	1.075.637	55,59			
					Hidro 4	685.914	64,47			
					Wn 2	1.239.500	75,63			
		2.022			Hidro 1	2.229.219	43,86			
		7.220.349,41			Hidro 2	2.104.508	44,68			
		7.220.349,41			Hn 1	1.818.711	47,71			
		55,59			Hidro 3	1.075.637	55,59			
					Hidro 4	685.914	64,47			
					Wn 2	1.239.500	75,63			
		2.019			Hidro 1	1.966.707	46,90			
		7.008.000,00			Hidro 2	1.856.681	47,79			
		7.008.000,00			Hn 1	1.604.540	51,06			
		59,58			Wn 2	1.696.603	53,91			
					Hidro 3	948.971	59,58			
					Hidro 4	605.141	69,19			
		2.021			Hidro 1	1.966.707	49,25			
		7.148.860,80			Hidro 2	1.856.681	50,19			
		7.148.860,80			Hn 1	1.604.540	53,62			
		62,55			Wn 2	1.696.603	56,71			
					Hidro 3	948.971	62,55			
					Hidro 4	605.141	72,62			
		2.020			Wn 2	1.839.600	52,72			
		7.078.080,00			Hidro 1	1.735.108	55,37			
		7.078.080,00			Hidro 2	1.638.039	56,42			
		70,43			Hn 1	1.415.589	60,31			
					Hidro 3	837.220	70,43			
					Hidro 4	533.879	81,85			
		2.022			Wn 2	1.839.600	52,72			
		7.220.349,41			Hidro 1	1.735.108	55,37			
		7.220.349,41			Hidro 2	1.638.039	56,42			
		70,43			Hn 1	1.415.589	60,31			
					Hidro 3	837.220	70,43			
					Hidro 4	533.879	81,85			
		2.021			Wn 2	1.839.600	52,72			
		7.148.860,80			Hidro 1	1.530.782	62,30			
		7.148.860,80			Hidro 2	1.445.144	63,49			
		92,31			Hn 1	1.248.890	67,90			
					Hidro 3	738.629	79,37			
					Hidro 4	471.010	92,31			
		2.022			Wn 2	1.839.600	52,72			
		7.220.349,41			Hidro 1	1.350.518	70,15			
		6.634.094,61			Hidro 2	1.274.964	71,50			
		156,00			Hn 1	1.101.821	76,50			
		586.254,79			Hidro 3	651.648	89,51			
					Hidro 4	415.544	104,17			

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Eólico-Eólico, Aerogenerador N149/4500 kW

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.022	Hidro 1	2.864.040	36,92				
7.220.349,41		Hidro 2	2.703.814	37,60					
7.220.349,41		Hidro 3	1.381.950	46,64					
53,99		Hidro 4	881.243	53,99					
		Wn 1	617.566	152,66					
		Wn 2	617.566	152,66					

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.021	Hidro 1	2.526.772	41,39			2.023	Hidro 1
7.148.860,80		Hidro 2	2.385.414	42,16	7.292.552,90		Hidro 2		
7.148.860,80		Hidro 3	1.219.211	52,40	7.292.552,90		Hidro 3		
121,36		Hidro 4	777.468	60,74	121,36		Hidro 4		
		Wn 1	866.725	110,33			Wn 1		
		Wn 2	866.725	110,33			Wn 2		

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.020	Hidro 1	2.229.219	46,45			2.022	Hidro 1
7.078.080,00		Hidro 2	2.104.508	47,33	7.220.349,41		Hidro 2	2.104.508	47,33
7.078.080,00		Hidro 3	1.075.637	58,93	7.220.349,41		Hidro 3	1.075.637	58,93
88,19		Hidro 4	685.914	68,38	88,19		Hidro 4	685.914	68,38
		Wn 1	1.216.408	80,17			Wn 1	1.216.408	80,17
		Wn 2	1.216.408	80,17			Wn 2	1.216.408	80,17

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.019	Hidro 1	1.966.707	49,72			2.021	Hidro 1
7.008.000,00		Hidro 2	1.856.681	50,67	7.148.860,80		Hidro 2	1.856.681	53,18
7.008.000,00		Wn 1	1.707.172	55,80	7.148.860,80		Wn 1	1.707.172	58,68
63,22		Wn 2	1.707.172	55,80	66,34		Wn 2	1.707.172	58,68
		Hidro 3	948.971	63,22			Hidro 3	948.971	66,34
		Hidro 4	605.141	73,45			Hidro 4	605.141	77,05

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.020	Wn 1	1.839.600	54,84			2.022	Wn 1
7.078.080,00		Wn 2	1.839.600	54,84	7.220.349,41		Wn 2	1.839.600	54,84
7.078.080,00		Hidro 1	1.735.108	58,69	7.220.349,41		Hidro 1	1.735.108	58,69
74,73		Hidro 2	1.638.039	59,82	74,73		Hidro 2	1.638.039	59,82
		Hidro 3	837.220	74,73			Hidro 3	837.220	74,73
		Hidro 4	533.879	86,87			Hidro 4	533.879	86,87

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.021	Wn 1	1.839.600	54,84			2.023	Wn 1
7.148.860,80		Wn 2	1.839.600	54,84	7.292.552,90		Wn 2	7.292.552,90	
7.148.860,80		Hidro 1	1.530.782	66,07	7.292.552,90		Hidro 1	7.292.552,90	
84,24		Hidro 2	1.445.144	67,34	84,24		Hidro 2		
		Hidro 3	738.629	84,24			Hidro 3		
		Hidro 4	471.010	98,01			Hidro 4		

		Generador	Generación Electricidad	Cmg			Generador	Generación Electricidad	Cmg
		2.022	Wn 1	1.839.600	54,84				
7.220.349,41		Wn 2	1.839.600	54,84					
7.220.349,41		Hidro 1	1.350.518	74,42					
110,63		Hidro 2	1.274.964	75,87					
		Hidro 3	651.648	95,02					
		Hidro 4	415.544	110,63					...

Despacho cuando los jugadores 1 y 2 invierten en Hidráulico-Eólico, Eólico-Hidráulico, Aerogenerador N149/4500 kW

	Generador	Generación Electricidad	Comg
2.022	Hidro 1	2.864.040	36,92
7.220.349,41	Hidro 2	2.703.814	37,60
7.220.349,41	Hidro 3	1.381.950	46,64
53,99	Hidro 4	881.243	53,99
	Wn 1	617.566	152,66
	Wn 2	617.566	152,66

	Generador	Generación Electricidad	Comg
2.021	Hidro 1	2.526.772	41,39
7.148.860,80	Hidro 2	2.385.414	42,16
7.148.860,80	Hidro 3	1.219.211	52,40
121,36	Hidro 4	777.468	60,74
	Wn 1	866.725	110,33
	Wn 2	866.725	110,33

	Generador	Generación Electricidad	Comg		Generador	Generación Electricidad	Comg
2.020	Hidro 1	2.229.219	46,45	2.022	Hidro 1	2.229.219	46,45
7.078.080,00	Hidro 2	2.104.508	47,33	7.220.349,41	Hidro 2	2.104.508	47,33
7.078.080,00	Hidro 3	1.075.637	58,93	7.220.349,41	Hidro 3	1.075.637	58,93
88,19	Hidro 4	685.914	68,38	88,19	Hidro 4	685.914	68,38
	Wn 1	1.216.408	80,17		Wn 1	1.216.408	80,17
	Wn 2	1.216.408	80,17		Wn 2	1.216.408	80,17

	Generador	Generación Electricidad	Comg		Generador	Generación Electricidad	Comg
2.019	Hidro 1	1.966.707	49,72	2.021	Hidro 1	1.966.707	52,19
7.008.000,00	Hidro 2	1.856.681	50,67	7.148.860,80	Hidro 2	1.856.681	53,18
7.008.000,00	Wn 1	1.707.172	55,80	7.148.860,80	Wn 1	1.707.172	58,68
63,22	Wn 2	1.707.172	55,80	66,34	Wn 2	1.707.172	58,68
	Hidro 3	948.971	63,22		Hidro 3	948.971	66,34
	Hidro 4	605.141	73,45		Hidro 4	605.141	77,05

	Generador	Generación Electricidad	Comg		Generador	Generación Electricidad	Comg
2.020	Wn 1	1.839.600	54,84	2.022	Wn 1	1.839.600	54,84
7.078.080,00	Wn 2	1.839.600	54,84	7.220.349,41	Wn 2	1.839.600	54,84
7.078.080,00	Hidro 1	1.735.108	58,69	7.220.349,41	Hidro 1	1.735.108	58,69
74,73	Hidro 2	1.638.039	59,82	74,73	Hidro 2	1.638.039	59,82
	Hidro 3	837.220	74,73		Hidro 3	837.220	74,73
	Hidro 4	533.879	86,87		Hidro 4	533.879	86,87

	Generador	Generación Electricidad	Comg
2.021	Wn 1	1.839.600	54,84
7.148.860,80	Wn 2	1.839.600	54,84
7.148.860,80	Hidro 1	1.530.782	66,07
84,24	Hidro 2	1.445.144	67,34
	Hidro 3	738.629	84,24
	Hidro 4	471.010	98,01

	Generador	Generación Electricidad	Comg
2.022	Wn 1	1.839.600	54,84
7.220.349,41	Wn 2	1.839.600	54,84
7.220.349,41	Hidro 1	1.350.518	74,42
110,63	Hidro 2	1.274.964	75,87
	Hidro 3	651.648	95,02
	Hidro 4	415.544	110,63

C. Anexo: Opción Invertir: Matriz de pagos con correlaciones positivas

Matriz de pagos con $\rho = -0.20$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = -0.2																																																					
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW																																																				
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">36</td><td style="text-align: center;">1</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">1</td><td style="text-align: center;">36</td><td style="text-align: center;"><u>29</u></td><td style="text-align: center;"><u>29</u></td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	28	28	36	1						W	1	36	<u>29</u>	<u>29</u>	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">41</td><td style="text-align: center;">- 27</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 27</td><td style="text-align: center;">41</td><td style="text-align: center;">6</td><td style="text-align: center;">6</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	41	- 27						W	- 27	41	6	6
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	28	28	36	1																																																	
W	1	36	<u>29</u>	<u>29</u>																																																	
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	41	- 27																																																	
W	- 27	41	6	6																																																	
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW																																																				
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">30</td><td style="text-align: center;">- 9</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 9</td><td style="text-align: center;">30</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">10</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	30	- 9						W	- 9	30	10	10	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">29</td><td style="text-align: center;">11</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">11</td><td style="text-align: center;">29</td><td style="text-align: center;">27</td><td style="text-align: center;">27</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	29	11						W	11	29	27	27
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	30	- 9																																																	
W	- 9	30	10	10																																																	
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	29	11																																																	
W	11	29	27	27																																																	

Matriz de pagos con $\rho = 0$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0																																																					
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW																																																				
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">43</td><td style="text-align: center;">- 32</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 32</td><td style="text-align: center;">43</td><td style="text-align: center;">- 2</td><td style="text-align: center;">- 2</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	43	- 32						W	- 32	43	- 2	- 2	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">48</td><td style="text-align: center;">- 36</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 36</td><td style="text-align: center;">48</td><td style="text-align: center;">- 10</td><td style="text-align: center;">- 10</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	48	- 36						W	- 36	48	- 10	- 10
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	43	- 32																																																	
W	- 32	43	- 2	- 2																																																	
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	48	- 36																																																	
W	- 36	48	- 10	- 10																																																	
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW																																																				
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">32</td><td style="text-align: center;">- 15</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 15</td><td style="text-align: center;">32</td><td style="text-align: center;">4</td><td style="text-align: center;">4</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	- 15						W	- 15	32	4	4	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;"><u>28</u></td><td style="text-align: center;">27</td><td style="text-align: center;">11</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">11</td><td style="text-align: center;">27</td><td style="text-align: center;">25</td><td style="text-align: center;">25</td></tr> </table>	Jugador 2							H				H	<u>28</u>	<u>28</u>	27	11						W	11	27	25	25
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	- 15																																																	
W	- 15	32	4	4																																																	
Jugador 2																																																					
		H																																																			
H	<u>28</u>	<u>28</u>	27	11																																																	
W	11	27	25	25																																																	

Matriz de pagos con $\rho = 0.20$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0.2																																																																											
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																																																						
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>37</td><td>- 47</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>- 47</td><td>37</td><td>- 7</td><td>- 7</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	37	- 47										W	- 47	37	- 7	- 7			Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>48</td><td>- 45</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>- 45</td><td>48</td><td>- 20</td><td>- 20</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	48	- 45										W	- 45	48	- 20	- 20		
							Jugador 2																																																																				
							H	W																																																																			
H	28	28	37	- 47																																																																							
W	- 47	37	- 7	- 7																																																																							
		Jugador 2																																																																									
		H	W																																																																								
H	28	28	48	- 45																																																																							
W	- 45	48	- 20	- 20																																																																							
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																																																						
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>28</td><td>- 26</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>- 26</td><td>28</td><td>- 13</td><td>- 13</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	28	- 26										W	- 26	28	- 13	- 13			Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>29</td><td>2</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>2</td><td>29</td><td>19</td><td>19</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	29	2										W	2	29	19	19		
							Jugador 2																																																																				
							H	W																																																																			
H	28	28	28	- 26																																																																							
W	- 26	28	- 13	- 13																																																																							
		Jugador 2																																																																									
		H	W																																																																								
H	28	28	29	2																																																																							
W	2	29	19	19																																																																							

Matriz de pagos con $\rho = 0.30$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0.3																																																																											
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																																																						
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>37</td><td>- 35</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>- 35</td><td>37</td><td>- 12</td><td>- 12</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	37	- 35										W	- 35	37	- 12	- 12			Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>43</td><td>- 45</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>- 45</td><td>43</td><td>- 24</td><td>- 24</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	43	- 45										W	- 45	43	- 24	- 24		
							Jugador 2																																																																				
							H	W																																																																			
H	28	28	37	- 35																																																																							
W	- 35	37	- 12	- 12																																																																							
		Jugador 2																																																																									
		H	W																																																																								
H	28	28	43	- 45																																																																							
W	- 45	43	- 24	- 24																																																																							
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																																																						
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>33</td><td>- 33</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>- 33</td><td>33</td><td>- 18</td><td>- 18</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	33	- 33										W	- 33	33	- 18	- 18			Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="2"></td><th colspan="2">Jugador 2</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><th>H</th><th>W</th><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>H</th><td>28</td><td>28</td><td>29</td><td>18</td><td colspan="2"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr> <tr><th>W</th><td>18</td><td>29</td><td>19</td><td>19</td><td colspan="2"></td></tr> </table>							Jugador 2						H	W			H	28	28	29	18										W	18	29	19	19		
							Jugador 2																																																																				
							H	W																																																																			
H	28	28	33	- 33																																																																							
W	- 33	33	- 18	- 18																																																																							
		Jugador 2																																																																									
		H	W																																																																								
H	28	28	29	18																																																																							
W	18	29	19	19																																																																							

Matriz de pagos con $\rho = 0.35$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0.35																																																			
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">46</td><td style="text-align: center;">- 39</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 39</td><td style="text-align: center;">46</td><td style="text-align: center;">- 23</td><td style="text-align: center;">- 23</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	46	- 39						W	- 39	46	- 23	- 23	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">48</td><td style="text-align: center;">- 45</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 45</td><td style="text-align: center;">48</td><td style="text-align: center;">- 25</td><td style="text-align: center;">- 25</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	48	- 45						W	- 45	48	- 25	- 25
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	46	- 39																																															
W	- 39	46	- 23	- 23																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	48	- 45																																															
W	- 45	48	- 25	- 25																																															
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">34</td><td style="text-align: center;">- 39</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 39</td><td style="text-align: center;">34</td><td style="text-align: center;">- 25</td><td style="text-align: center;">- 25</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	34	- 39						W	- 39	34	- 25	- 25	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">30</td><td style="text-align: center;">- 27</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 27</td><td style="text-align: center;">30</td><td style="text-align: center;">8</td><td style="text-align: center;">8</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	30	- 27						W	- 27	30	8	8
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	34	- 39																																															
W	- 39	34	- 25	- 25																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	30	- 27																																															
W	- 27	30	8	8																																															

Matriz de pagos con $\rho = 0.50$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0.5																																																			
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">40</td><td style="text-align: center;">- 55</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 55</td><td style="text-align: center;">40</td><td style="text-align: center;">- 39</td><td style="text-align: center;">- 39</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	40	- 55						W	- 55	40	- 39	- 39	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">45</td><td style="text-align: center;">- 53</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 53</td><td style="text-align: center;">45</td><td style="text-align: center;">- 27</td><td style="text-align: center;">- 27</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	45	- 53						W	- 53	45	- 27	- 27
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	40	- 55																																															
W	- 55	40	- 39	- 39																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	45	- 53																																															
W	- 53	45	- 27	- 27																																															
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">29</td><td style="text-align: center;">- 53</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 53</td><td style="text-align: center;">29</td><td style="text-align: center;">- 45</td><td style="text-align: center;">- 45</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	29	- 53						W	- 53	29	- 45	- 45	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">40</td><td style="text-align: center;">- 33</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 33</td><td style="text-align: center;">40</td><td style="text-align: center;">- 15</td><td style="text-align: center;">- 15</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	40	- 33						W	- 33	40	- 15	- 15
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	29	- 53																																															
W	- 53	29	- 45	- 45																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	40	- 33																																															
W	- 33	40	- 15	- 15																																															

Matriz de pagos con $\rho = 1$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

		Correlación (ρ) = 1																																			
		Nordex N60/1800 kW				Nordex N80/2800 kW																															
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="4">Jugador 2</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="border: none; vertical-align: middle;">Jugador 1</td> <td style="border: none;">H</td> <td><u>28</u></td> <td><u>28</u></td> <td>37</td> <td>- 97</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="border: none;">W</td> <td>- 97</td> <td>37</td> <td>- 80</td> <td>- 80</td> </tr> </tbody> </table>										Jugador 2						H		W		Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	37	- 97						W	- 97	37	- 80	- 80
		Jugador 2																																			
		H		W																																	
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	37	- 97																																
	W	- 97	37	- 80	- 80																																
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="4">Jugador 2</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="border: none; vertical-align: middle;">Jugador 1</td> <td style="border: none;">H</td> <td><u>28</u></td> <td><u>28</u></td> <td>40</td> <td>- 84</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="border: none;">W</td> <td>- 84</td> <td>40</td> <td>- 64</td> <td>- 64</td> </tr> </tbody> </table>										Jugador 2						H		W		Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	40	- 84						W	- 84	40	- 64	- 64
		Jugador 2																																			
		H		W																																	
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	40	- 84																																
	W	- 84	40	- 64	- 64																																
		Nordex N117/3000 kW				Nordex N149/4500 kW																															
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="4">Jugador 2</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="border: none; vertical-align: middle;">Jugador 1</td> <td style="border: none;">H</td> <td><u>28</u></td> <td><u>28</u></td> <td>41</td> <td>- 88</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="border: none;">W</td> <td>- 88</td> <td>41</td> <td>- 77</td> <td>- 77</td> </tr> </tbody> </table>										Jugador 2						H		W		Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	41	- 88						W	- 88	41	- 77	- 77
		Jugador 2																																			
		H		W																																	
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	41	- 88																																
	W	- 88	41	- 77	- 77																																
		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="4">Jugador 2</th> </tr> <tr> <th colspan="2" style="border: none;"></th> <th colspan="2">H</th> <th colspan="2">W</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3" style="border: none; vertical-align: middle;">Jugador 1</td> <td style="border: none;">H</td> <td><u>28</u></td> <td><u>28</u></td> <td>32</td> <td>- 88</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="border: none;">W</td> <td>- 88</td> <td>32</td> <td>- 85</td> <td>- 85</td> </tr> </tbody> </table>										Jugador 2						H		W		Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	- 88						W	- 88	32	- 85	- 85
		Jugador 2																																			
		H		W																																	
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	- 88																																
	W	- 88	32	- 85	- 85																																

D. Anexo: Opción Expandir: Matriz de pagos con correlaciones positivas

Matriz de pagos con $\rho = 0$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0																																																																													
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																																																								
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>25</td><td>9</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>9</td><td>25</td><td><u>34</u></td><td><u>34</u></td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	28	28	25	9								W	9	25	<u>34</u>	<u>34</u>		Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td><u>28</u></td><td><u>28</u></td><td>36</td><td>12</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>12</td><td>36</td><td>14</td><td>14</td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	<u>28</u>	<u>28</u>	36	12								W	12	36	14	14	
							Jugador 2																																																																						
	H		W																																																																										
H	28	28	25	9																																																																									
W	9	25	<u>34</u>	<u>34</u>																																																																									
		Jugador 2																																																																											
	H		W																																																																										
H	<u>28</u>	<u>28</u>	36	12																																																																									
W	12	36	14	14																																																																									
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																																																								
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td><u>28</u></td><td><u>28</u></td><td>28</td><td>56</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>56</td><td>28</td><td>24</td><td>24</td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	<u>28</u>	<u>28</u>	28	56								W	56	28	24	24		Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td><u>28</u></td><td><u>28</u></td><td>23</td><td>66</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>66</td><td>23</td><td>22</td><td>22</td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	<u>28</u>	<u>28</u>	23	66								W	66	23	22	22	
							Jugador 2																																																																						
	H		W																																																																										
H	<u>28</u>	<u>28</u>	28	56																																																																									
W	56	28	24	24																																																																									
		Jugador 2																																																																											
	H		W																																																																										
H	<u>28</u>	<u>28</u>	23	66																																																																									
W	66	23	22	22																																																																									

Matriz de pagos con $\rho = 0.20$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0.2																																																																													
Nordex N60/1800 kW					Nordex N80/2800 kW																																																																								
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td>28</td><td>28</td><td>37</td><td>19</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>19</td><td>37</td><td><u>32</u></td><td><u>32</u></td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	28	28	37	19								W	19	37	<u>32</u>	<u>32</u>		Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td><u>28</u></td><td><u>28</u></td><td>44</td><td>- 3</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>- 3</td><td>44</td><td>8</td><td>8</td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	<u>28</u>	<u>28</u>	44	- 3								W	- 3	44	8	8	
							Jugador 2																																																																						
	H		W																																																																										
H	28	28	37	19																																																																									
W	19	37	<u>32</u>	<u>32</u>																																																																									
		Jugador 2																																																																											
	H		W																																																																										
H	<u>28</u>	<u>28</u>	44	- 3																																																																									
W	- 3	44	8	8																																																																									
Nordex N117/3000 kW					Nordex N149/4500 kW																																																																								
Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td><u>28</u></td><td><u>28</u></td><td>32</td><td>52</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>52</td><td>32</td><td>20</td><td>20</td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	52								W	52	32	20	20		Jugador 1 <table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5"></td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">Jugador 2</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td colspan="1"></td><td colspan="2">H</td><td colspan="2">W</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>H</td><td><u>28</u></td><td><u>28</u></td><td>39</td><td>70</td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="1"></td></tr> <tr><td>W</td><td>70</td><td>39</td><td>19</td><td>19</td><td colspan="1"></td></tr> </table>												Jugador 2				H		W			H	<u>28</u>	<u>28</u>	39	70								W	70	39	19	19	
							Jugador 2																																																																						
	H		W																																																																										
H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	52																																																																									
W	52	32	20	20																																																																									
		Jugador 2																																																																											
	H		W																																																																										
H	<u>28</u>	<u>28</u>	39	70																																																																									
W	70	39	19	19																																																																									

Matriz de pagos con $\rho = 0.30$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

		Correlación (ρ) = 0.3								
		Nordex N60/1800 kW				Nordex N80/2800 kW				
		Jugador 2								
		H		W		H		W		
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	31	11	H	<u>28</u>	<u>28</u>	31	7
	W	11	31	18	18	W	7	31	7	7
		Nordex N117/3000 kW				Nordex N149/4500 kW				
		Jugador 2								
		H		W		H		W		
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	35	53	H	<u>28</u>	<u>28</u>	32	79
	W	53	35	17	17	W	79	32	9	89

Matriz de pagos con $\rho = 0.35$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

		Correlación (ρ) = 0.35								
		Nordex N60/1800 kW				Nordex N80/2800 kW				
		Jugador 2								
		H		W		H		W		
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	37	- 10	H	<u>28</u>	<u>28</u>	37	- 10
	W	- 10	37	10	10	W	- 10	37	5	5
		Nordex N117/3000 kW				Nordex N149/4500 kW				
		Jugador 2								
		H		W		H		W		
Jugador 1	H	<u>28</u>	<u>28</u>	29	39	H	<u>28</u>	<u>28</u>	39	- 10
	W	39	29	8	8	W	- 10	39	5	5

Matriz de pagos con $\rho = 0.50$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 0.5																																																			
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">0,2</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">0,2</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 27</td><td style="text-align: center;">- 27</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	35	0,2						W	0,2	35	- 27	- 27	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">31</td><td style="text-align: center;">- 16</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 16</td><td style="text-align: center;">31</td><td style="text-align: center;">- 20</td><td style="text-align: center;">- 20</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	31	- 16						W	- 16	31	- 20	- 20
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	35	0,2																																															
W	0,2	35	- 27	- 27																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	31	- 16																																															
W	- 16	31	- 20	- 20																																															
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">34</td><td style="text-align: center;">52</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">52</td><td style="text-align: center;">34</td><td style="text-align: center;">- 24</td><td style="text-align: center;">- 24</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	34	52						W	52	34	- 24	- 24	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">86</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">86</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">- 53</td><td style="text-align: center;">- 53</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	28	86						W	86	28	- 53	- 53
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	34	52																																															
W	52	34	- 24	- 24																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	28	86																																															
W	86	28	- 53	- 53																																															

Matriz de pagos con $\rho = 1$ entre los Factores de Planta Hidráulico y Eólico

Correlación (ρ) = 1																																																			
Nordex N60/1800 kW	Nordex N80/2800 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 76</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 76</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 72</td><td style="text-align: center;">- 72</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	35	- 76						W	- 76	35	- 72	- 72	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 75</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 75</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 73</td><td style="text-align: center;">- 73</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	35	- 75						W	- 75	35	- 73	- 73
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	35	- 76																																															
W	- 76	35	- 72	- 72																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	35	- 75																																															
W	- 75	35	- 73	- 73																																															
Nordex N117/3000 kW	Nordex N149/4500 kW																																																		
<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 78</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 78</td><td style="text-align: center;">35</td><td style="text-align: center;">- 74</td><td style="text-align: center;">- 74</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	35	- 78						W	- 78	35	- 74	- 74	<table border="1" style="margin: auto;"> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;">Jugador 2</td></tr> <tr><td colspan="2"></td><td style="text-align: center;">H</td><td colspan="2" style="text-align: center;">W</td></tr> <tr><td style="text-align: center;">H</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">28</td><td style="text-align: center;">36</td><td style="text-align: center;">- 81</td></tr> <tr><td colspan="5" style="text-align: center;"> </td></tr> <tr><td style="text-align: center;">W</td><td style="text-align: center;">- 81</td><td style="text-align: center;">36</td><td style="text-align: center;">- 75</td><td style="text-align: center;">- 75</td></tr> </table>	Jugador 2							H	W		H	28	28	36	- 81						W	- 81	36	- 75	- 75
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	35	- 78																																															
W	- 78	35	- 74	- 74																																															
Jugador 2																																																			
		H	W																																																
H	28	28	36	- 81																																															
W	- 81	36	- 75	- 75																																															

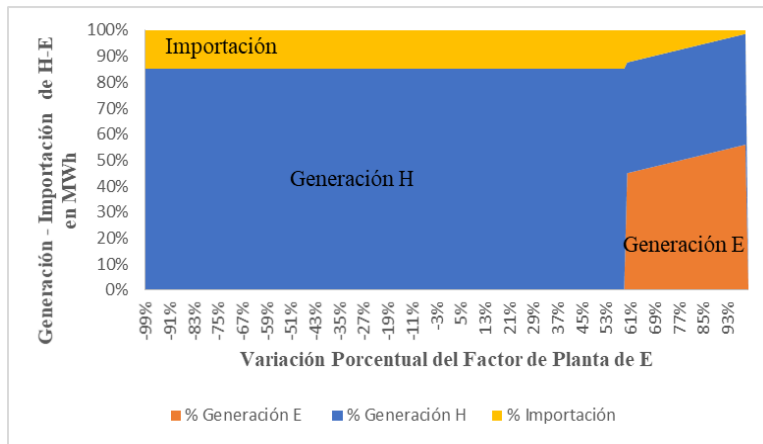
E. Anexo: Análisis de Sensibilidad sobre las condiciones del sistema (sin capacidad y con capacidad instalada), Factor de Planta y Costos de las plantas

Sin Capacidad

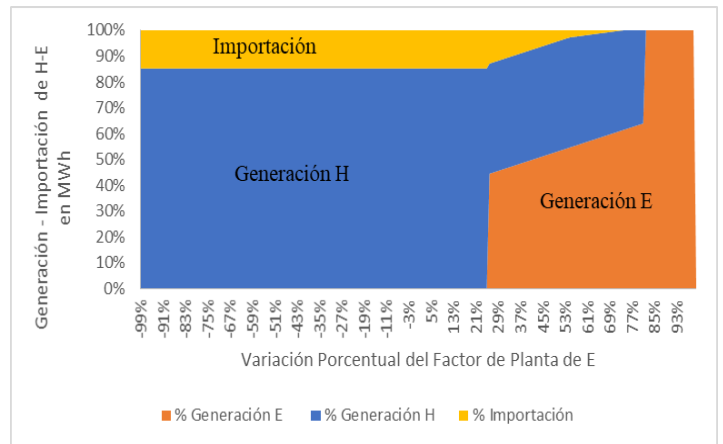
Factor de Planta

Porcentaje de Generación como resultado de la variación de Factor de Planta

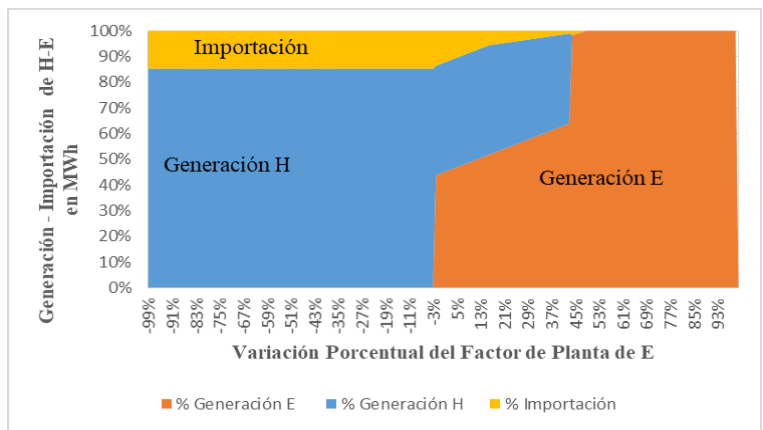
N60/1800



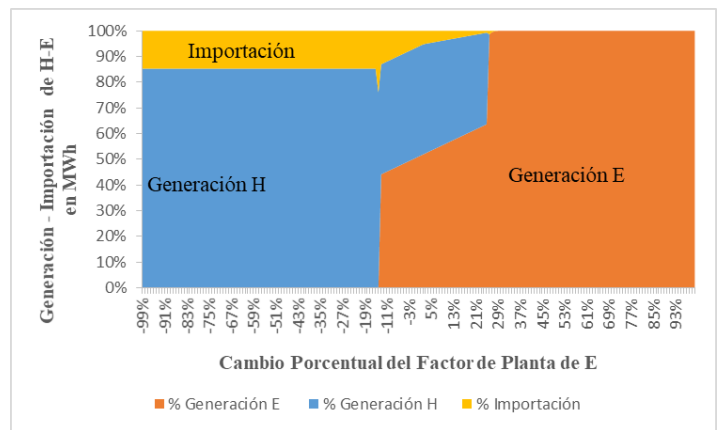
N80/2800



N117/3000

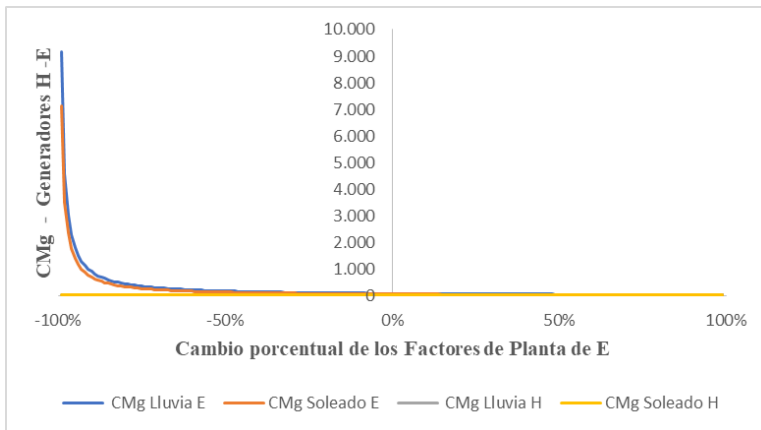


N149/4500

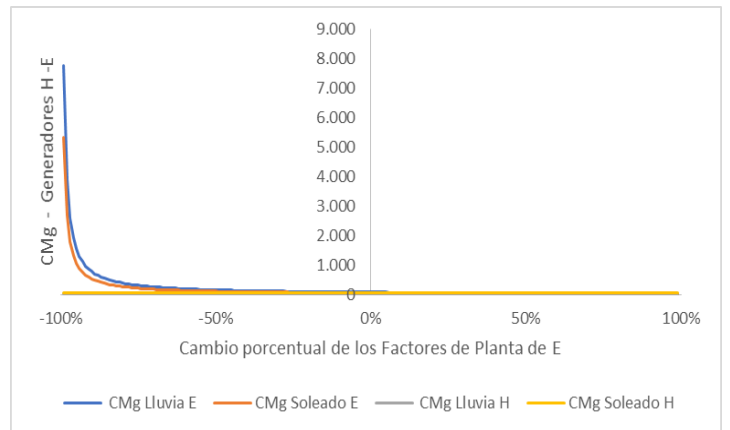


CMg como resultado de la variación de Factor de Planta

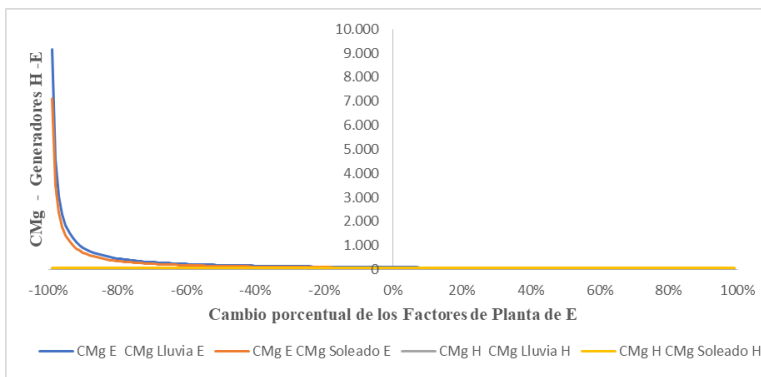
N60/1800



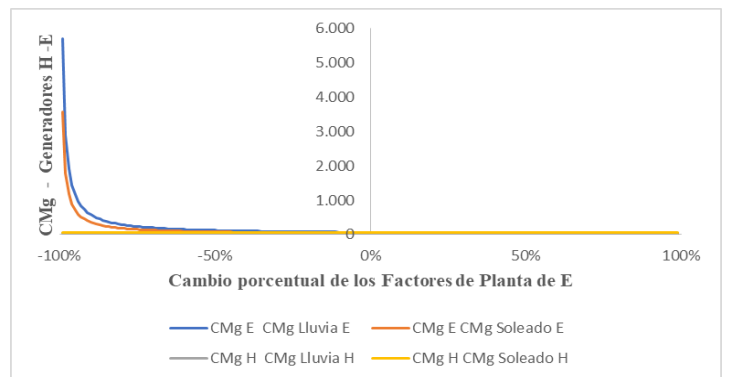
N80/2800



N117/3000



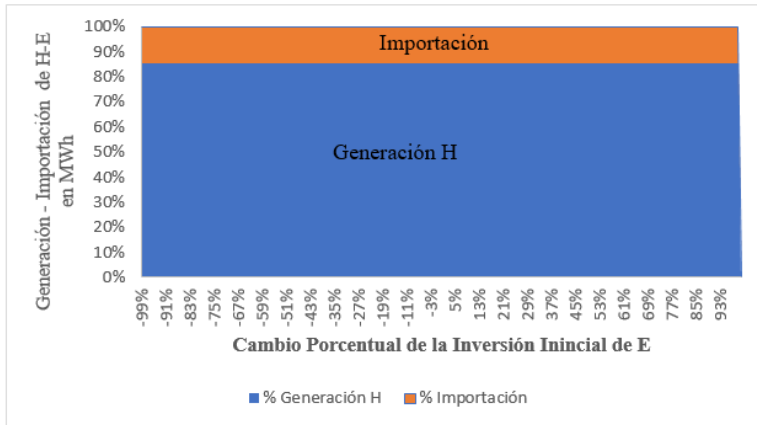
N149/4500



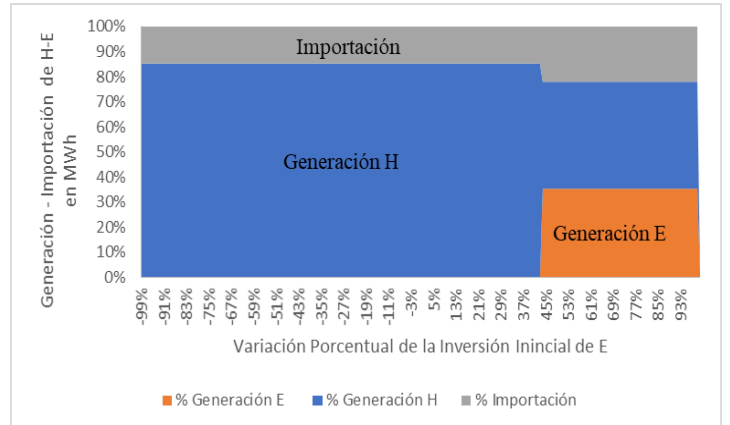
Inversión Inicial

Porcentaje de Generación resultado de la variación de la inversión inicial

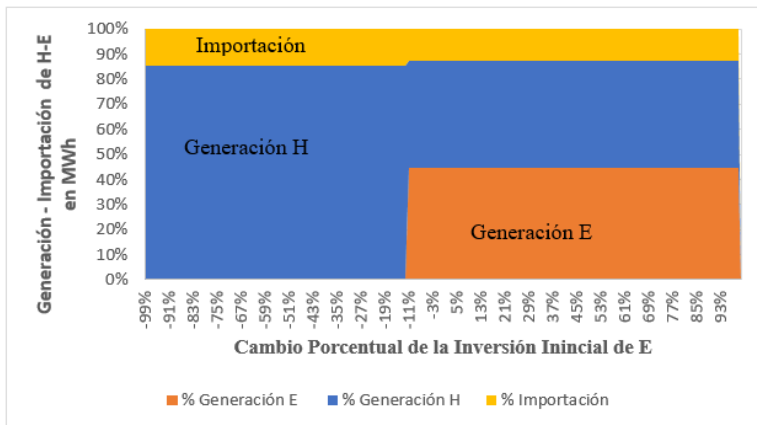
N60/1800



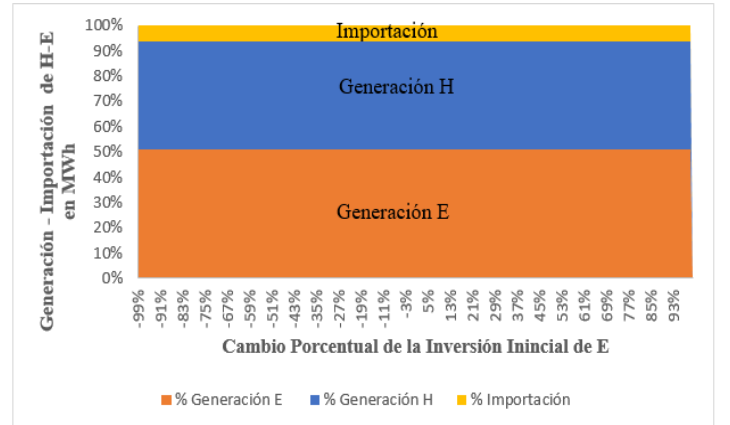
N80/2800



N117/3000

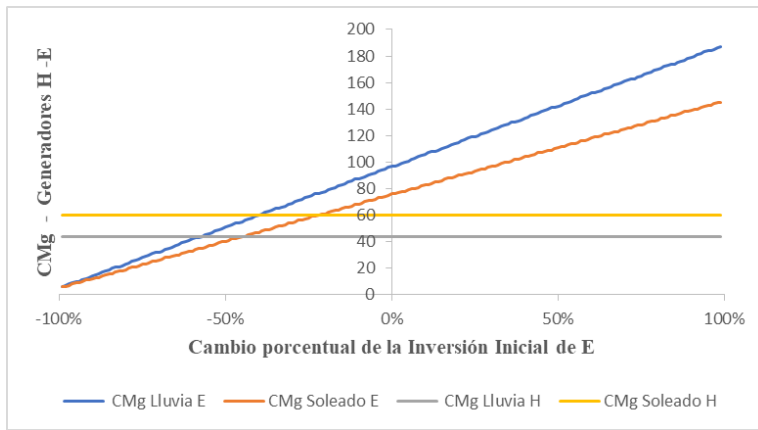


N149/4500

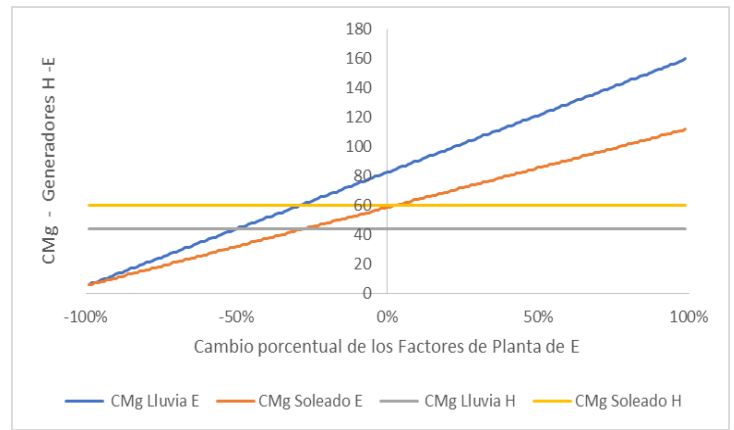


CMg como resultado de la variación de la inversión inicial

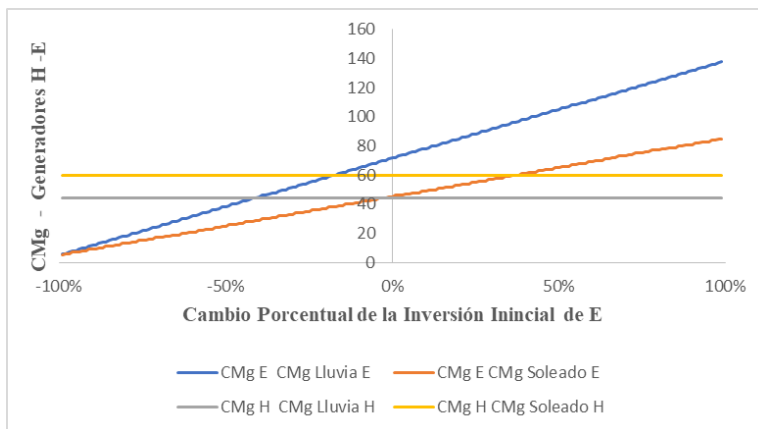
N60/1800



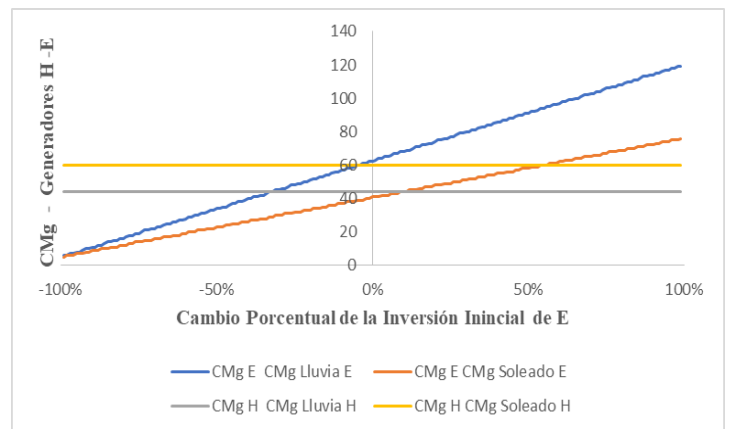
N80/2800



N117/3000



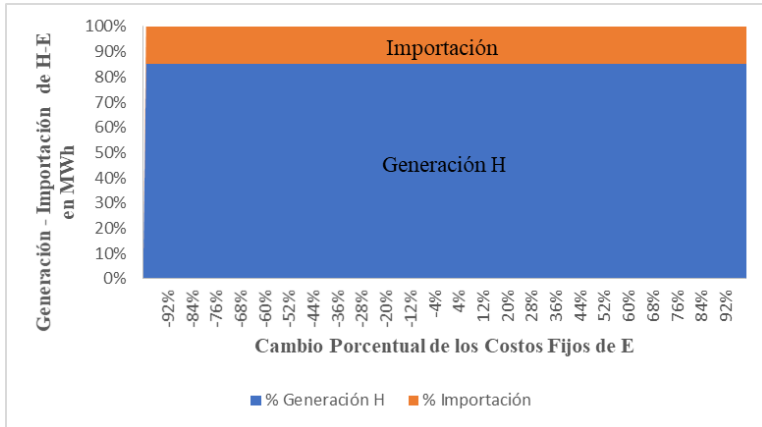
N149/4500



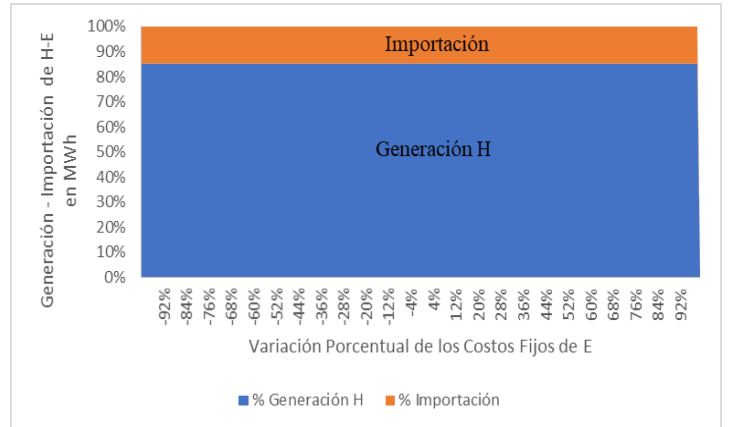
Costos Fijos

Porcentaje de Generación como resultado de la variación de los Costos Fijos

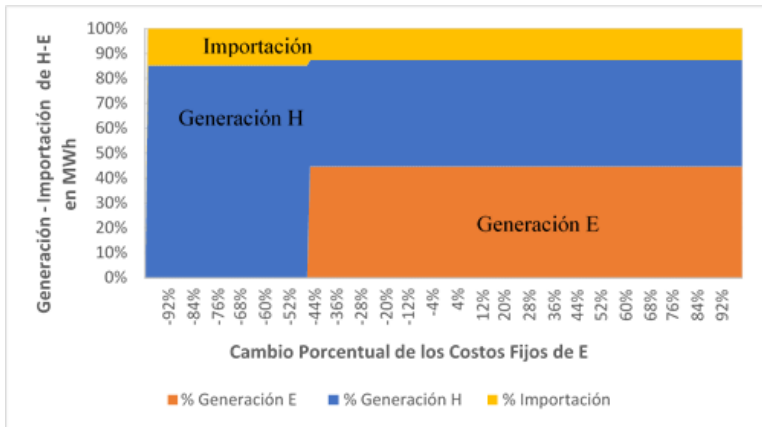
N60/1800



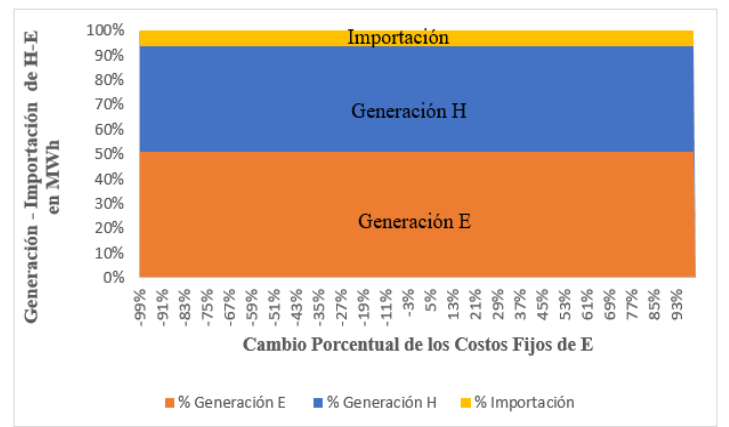
N80/2800



N117/3000

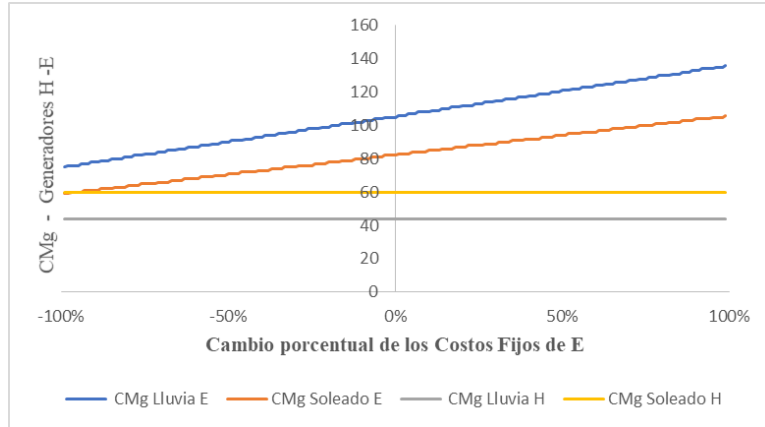


N149/4500

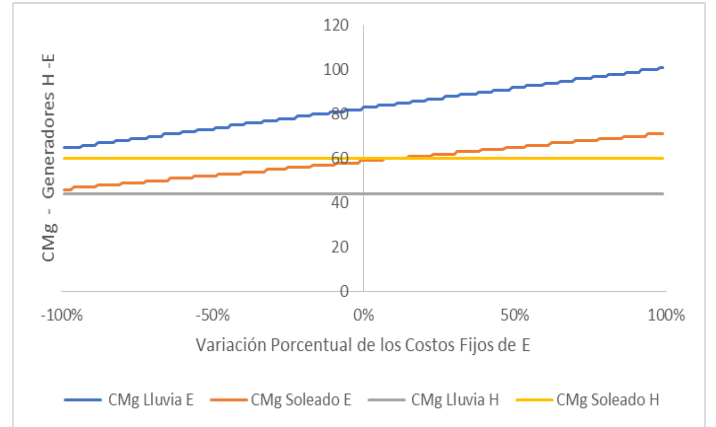


CMg como resultado de la variación los Costos Fijos

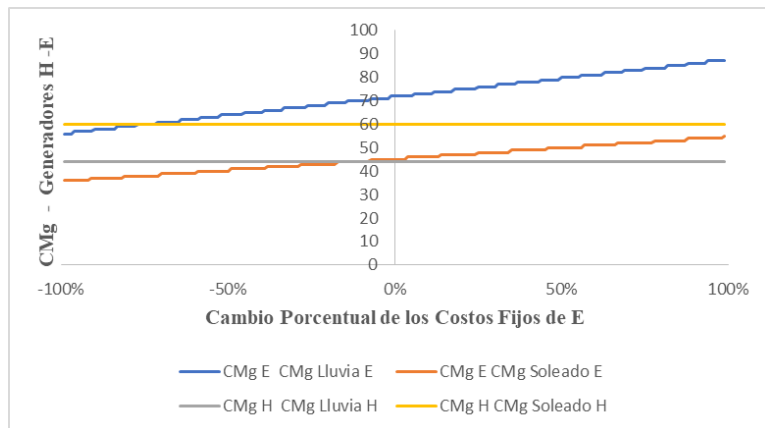
N60/1800



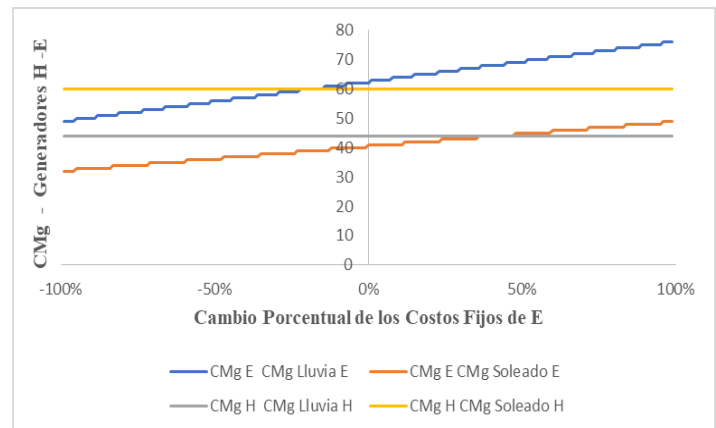
N80/2800



N117/3000



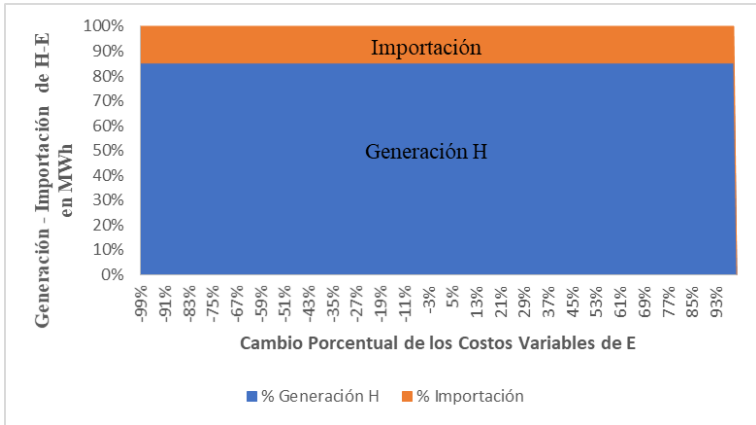
N149/4500



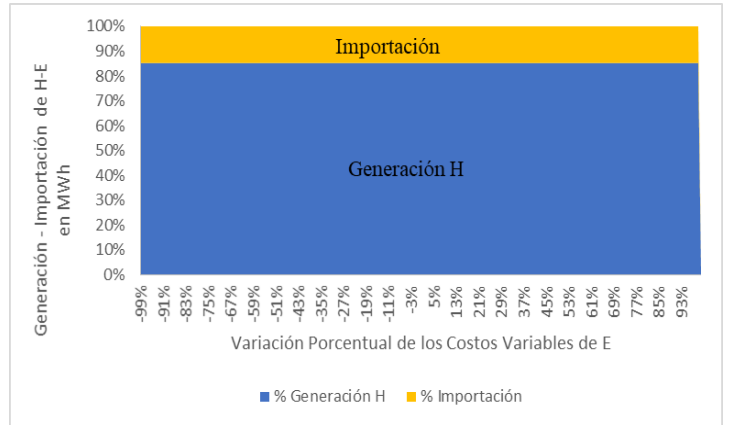
Costos Variables

Porcentaje de Generación como resultado de la variación de los Costos Variables

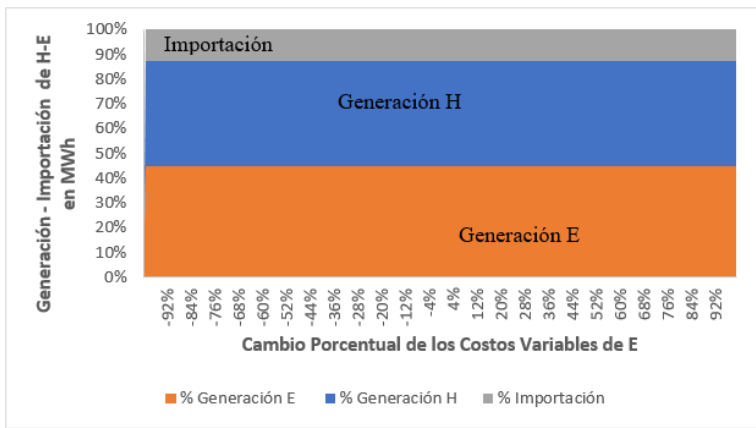
N60/1800



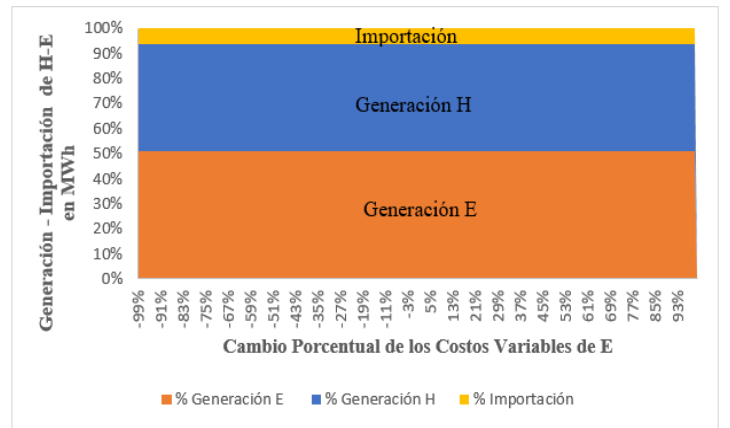
N80/2800



N117/3000

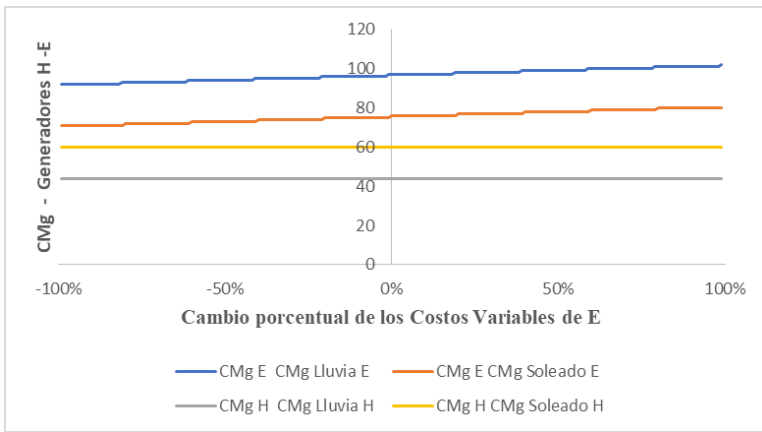


N149/4500

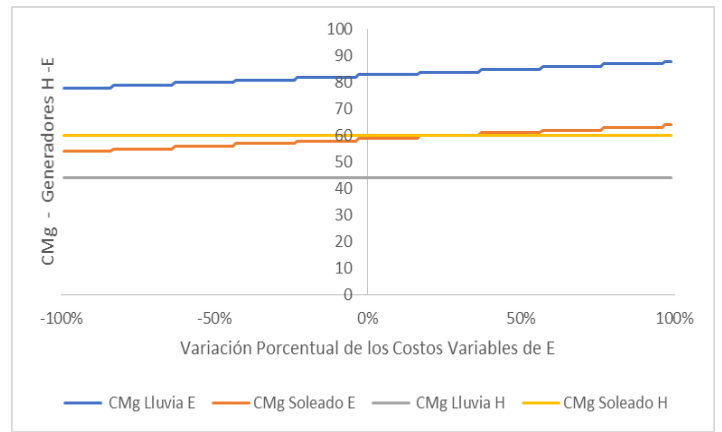


CMg como resultado de la variación de los Costos Variables

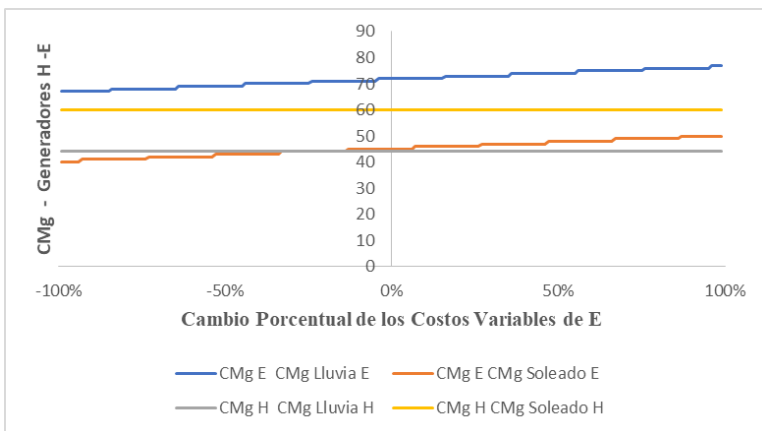
N60/1800



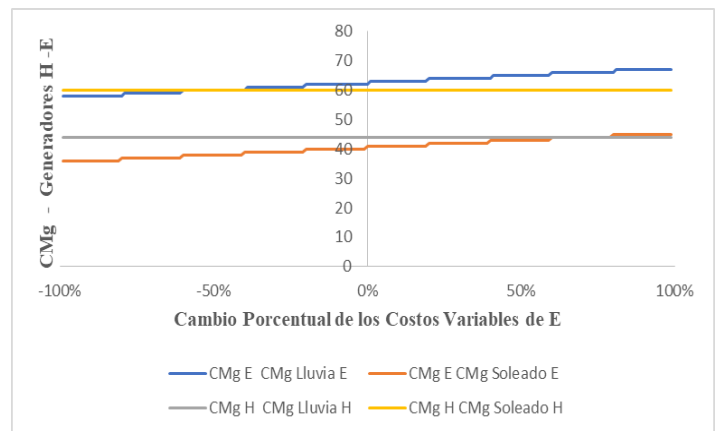
N80/2800



N117/3000



N149/4500

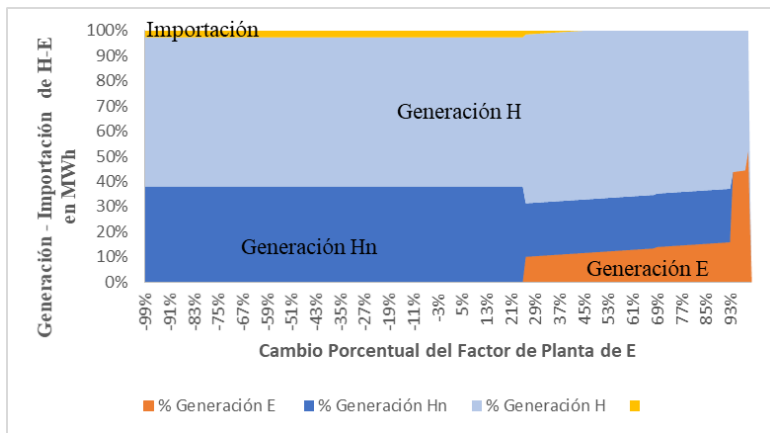


Con capacidad

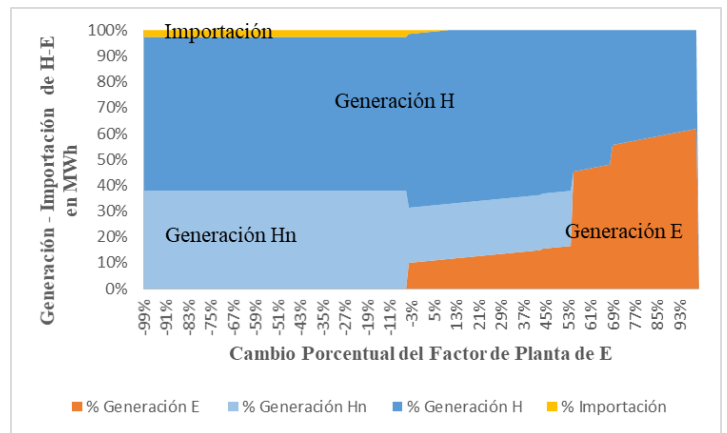
Factor de Planta

Porcentaje de Generación como resultado de la variación de Factor de Planta

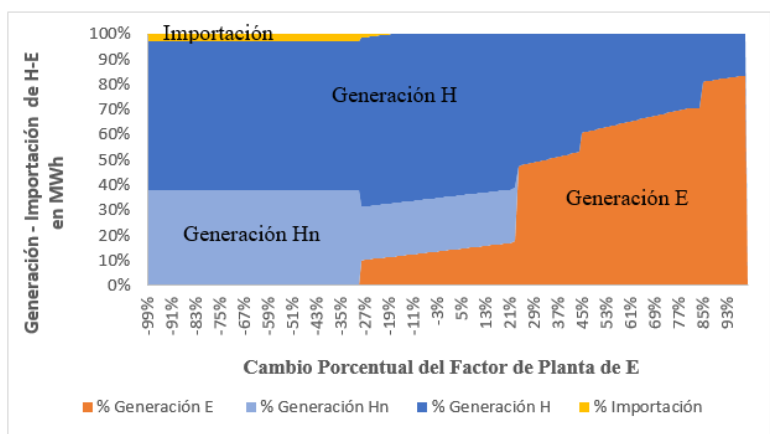
N60/1800



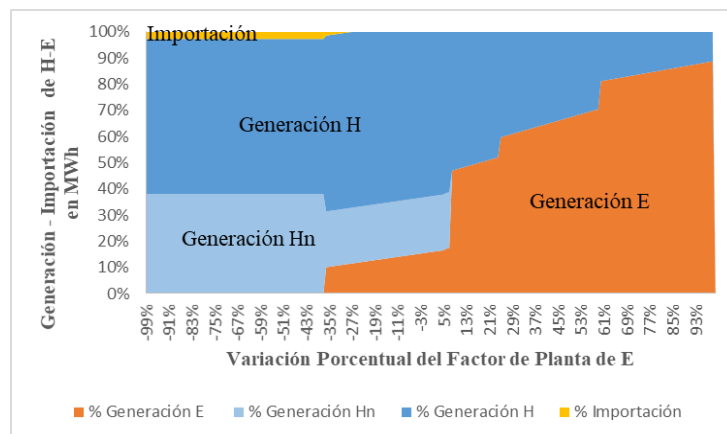
N80/2800



N117/3000

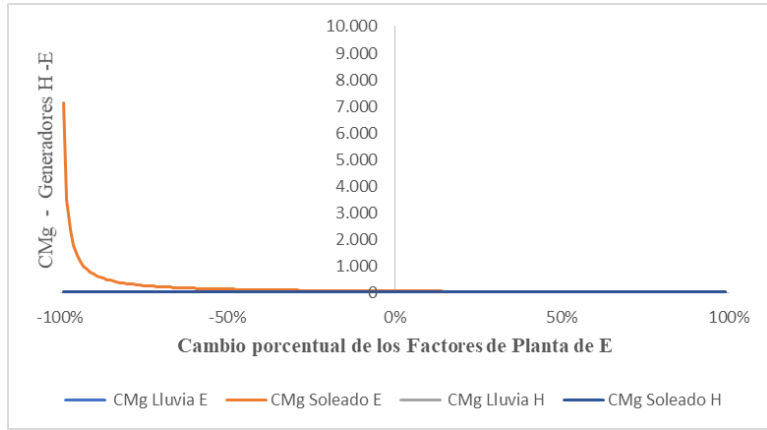


N149/4500

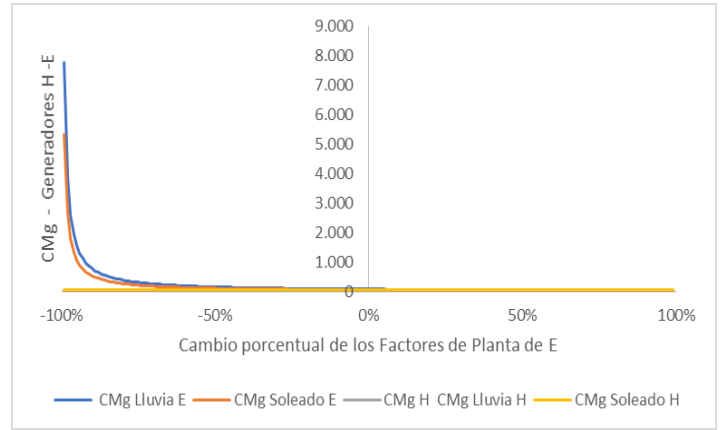


CMg como resultado de la variación de Factor de Planta

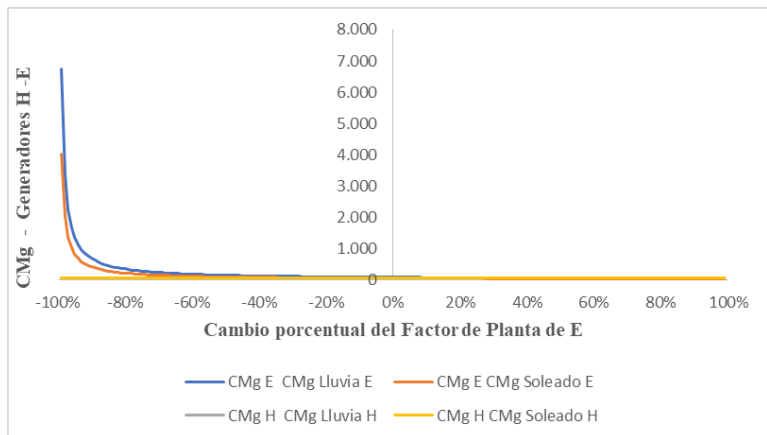
N60/1800



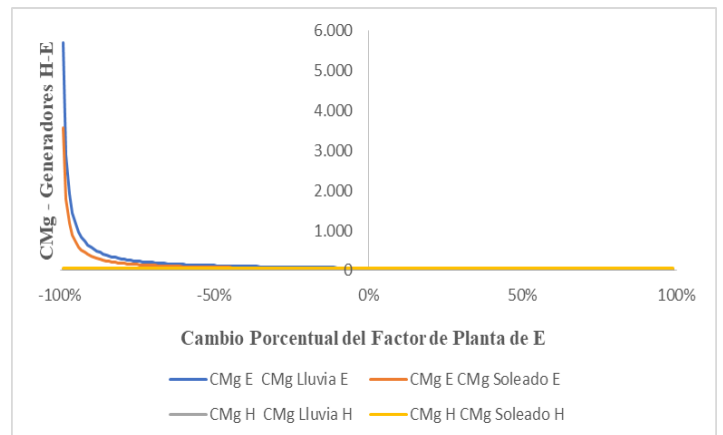
N80/2800



N117/3000



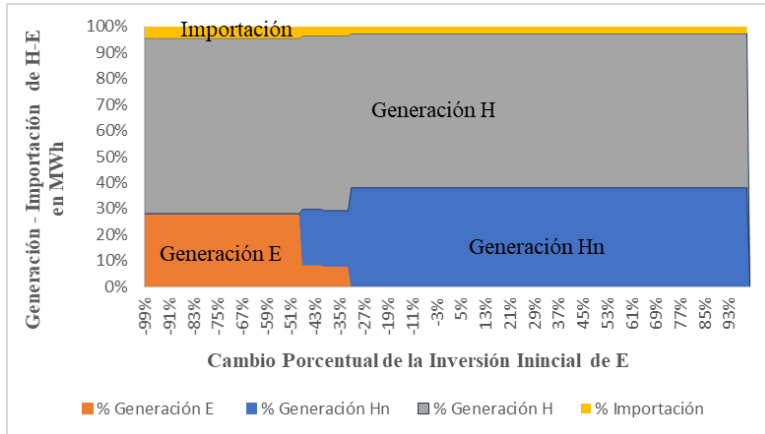
N149/4500



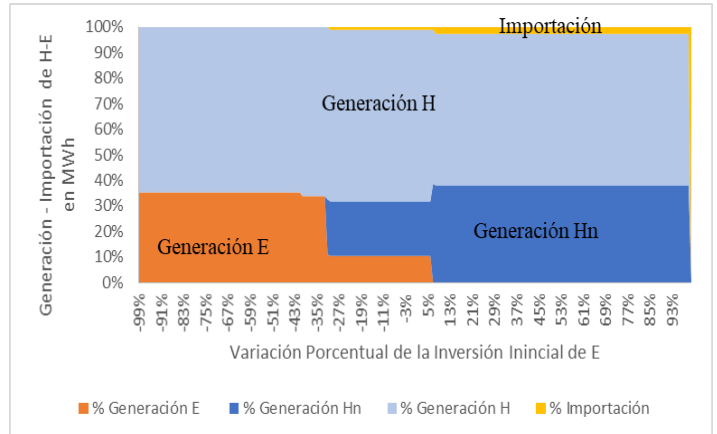
Inversión Inicial

Porcentaje de Generación resultado de la variación de la inversión inicial

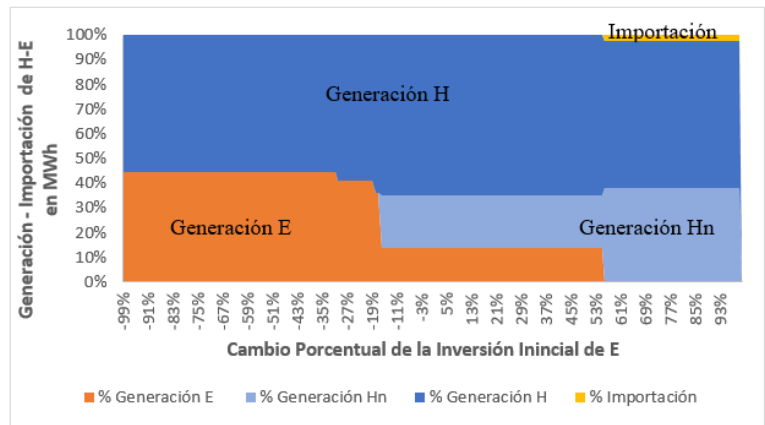
N60/1800



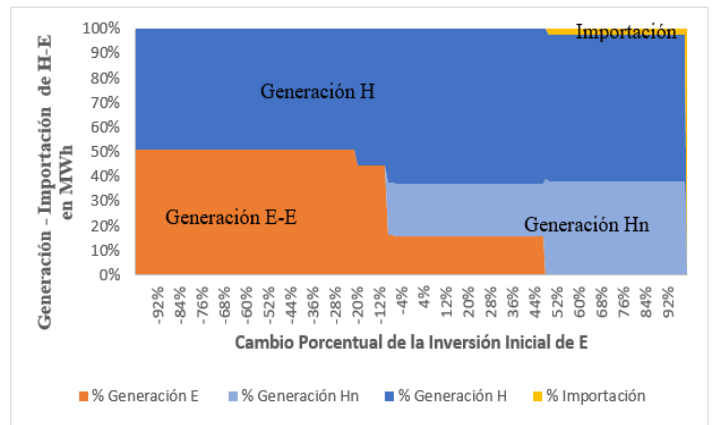
N80/2800



N117/3000

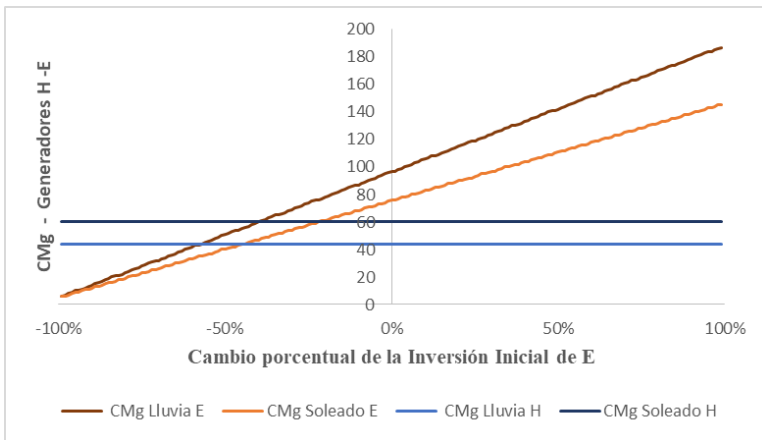


N149/4500

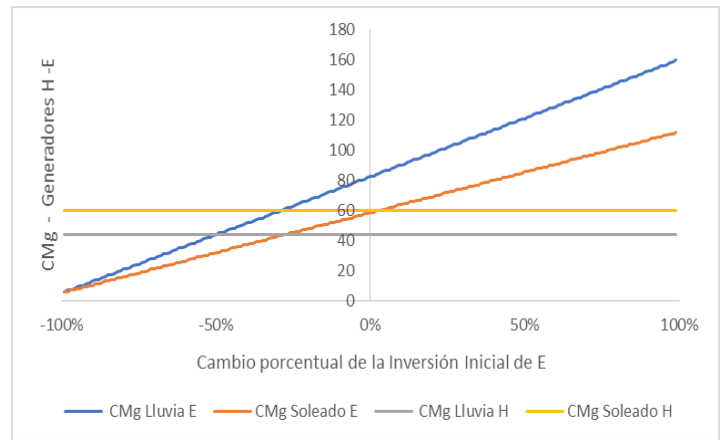


CMg como resultado de la variación de la inversión inicial

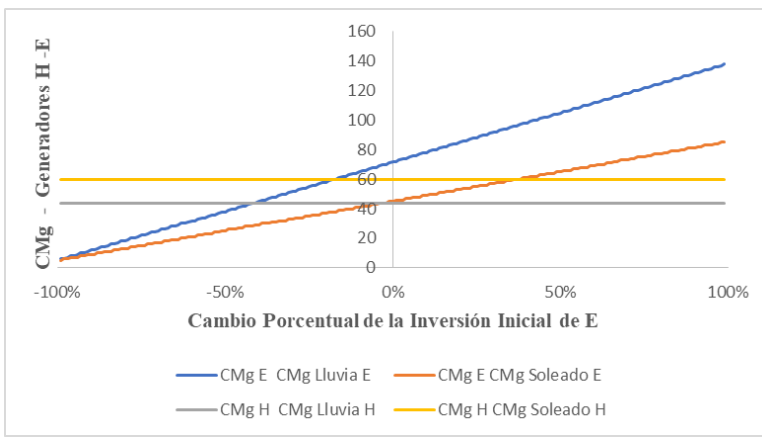
N60/1800



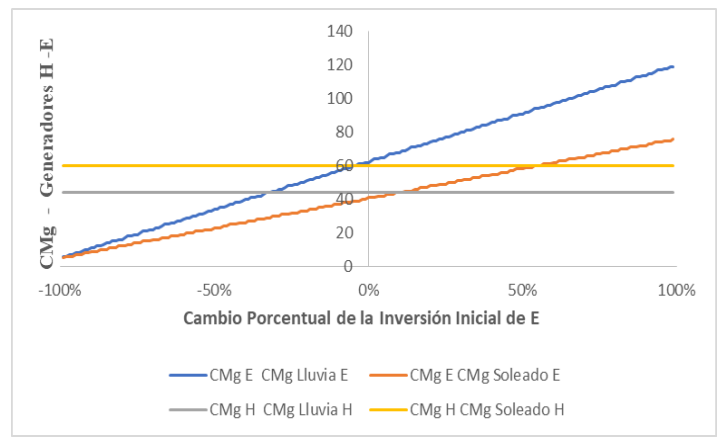
N80/2800



N117/3000



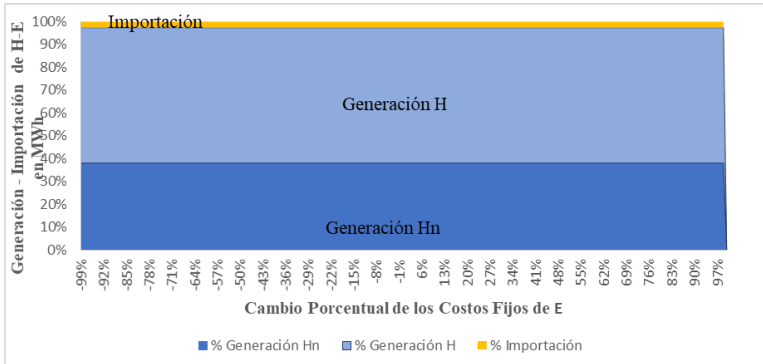
N149/4500



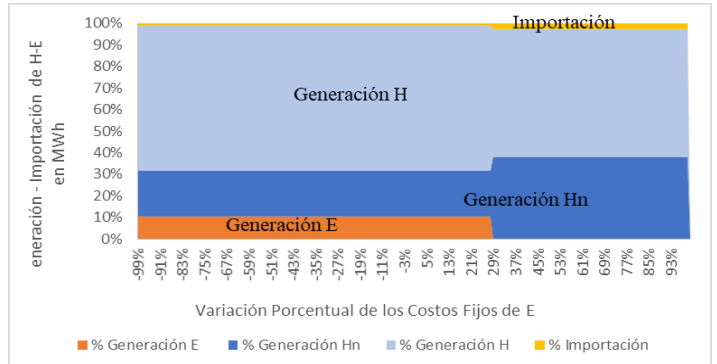
Costos Fijos

Variación de Costos Fijos

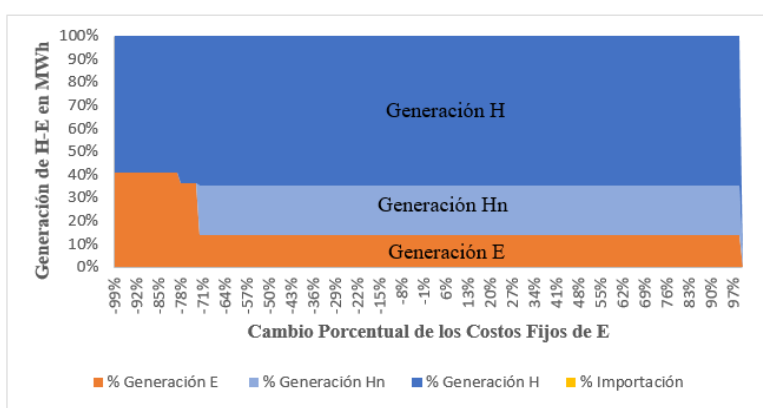
N60/1800



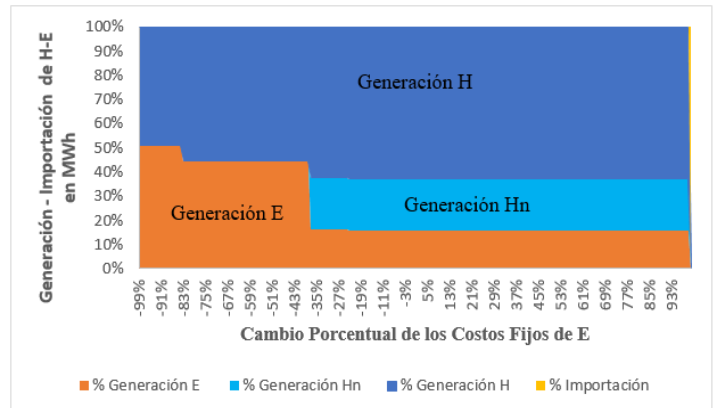
N80/2800



N117/3000

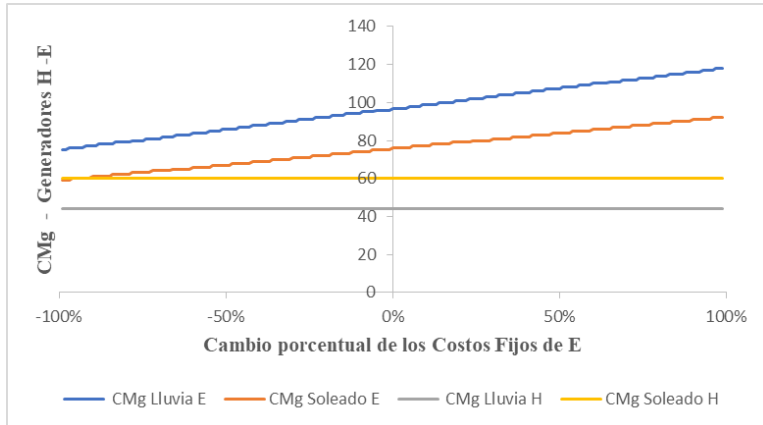


N149/4500

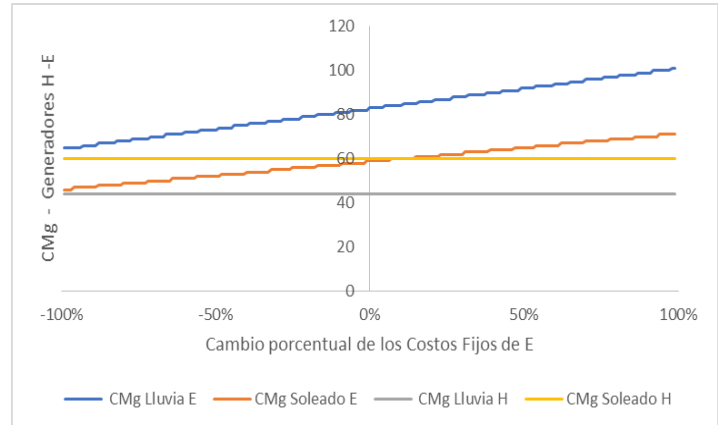


CMg como resultado de la variación los Costos Fijos

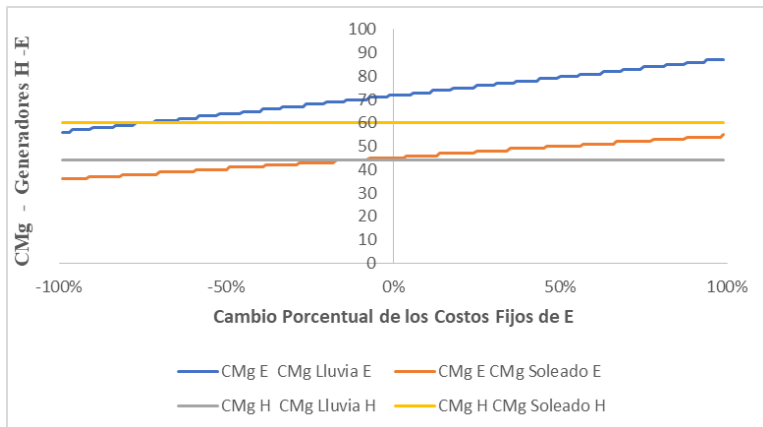
N60/1800



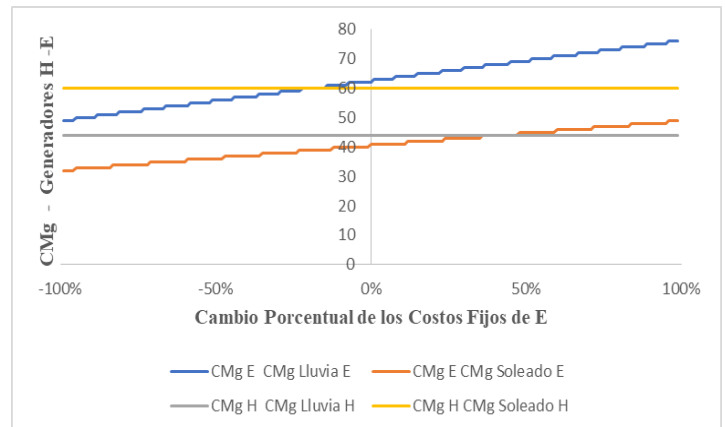
N80/2800



N117/3000



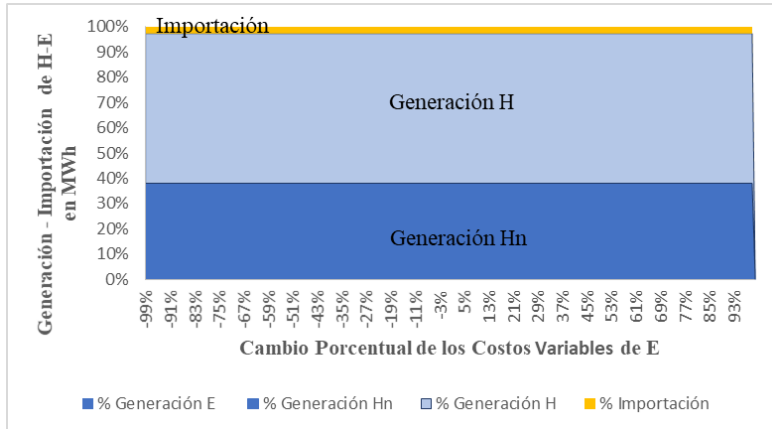
N149/4500



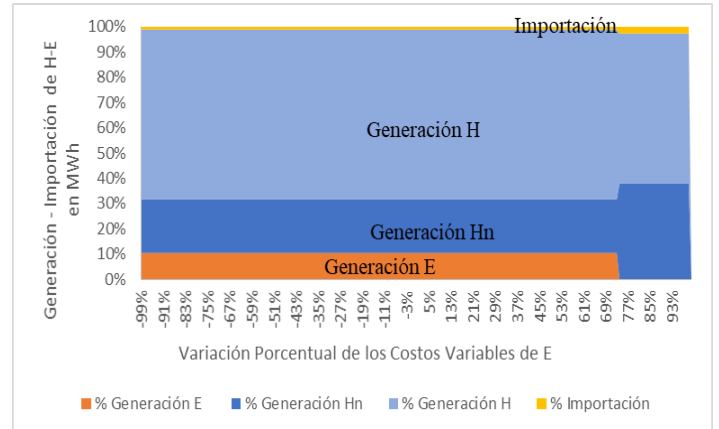
Costos Variables

Porcentaje de Generación como resultado de la variación de los Costos Variables

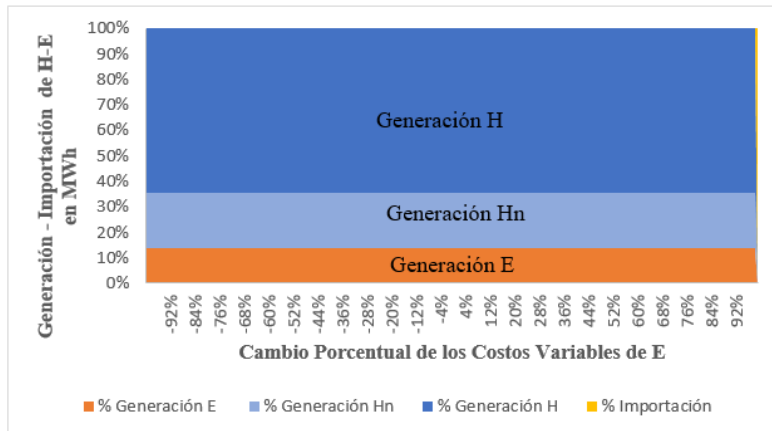
N60/1800



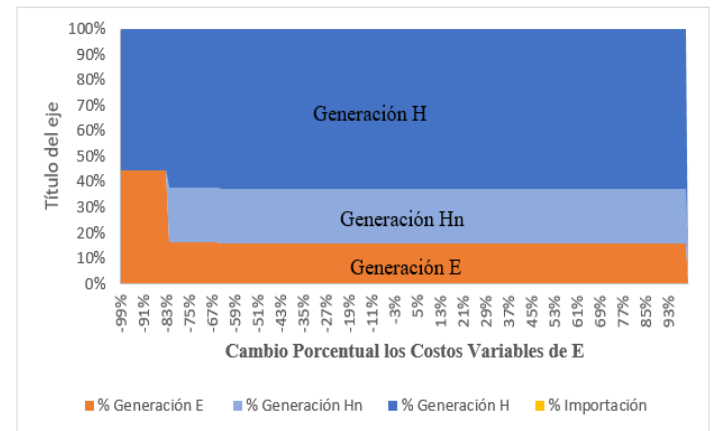
N80/2800



N117/3000

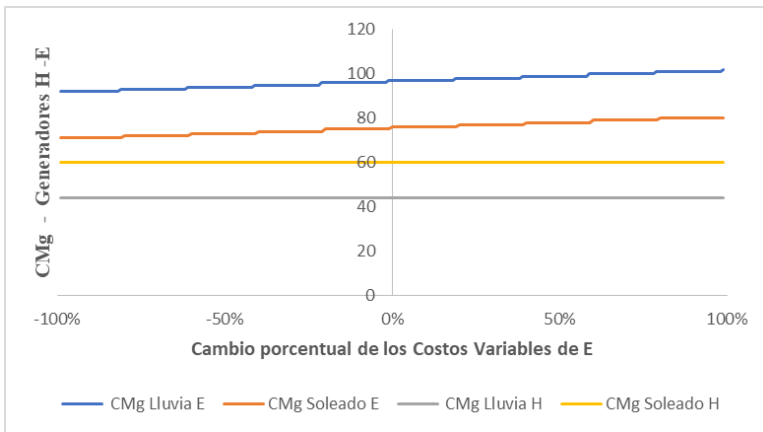


N149/4500

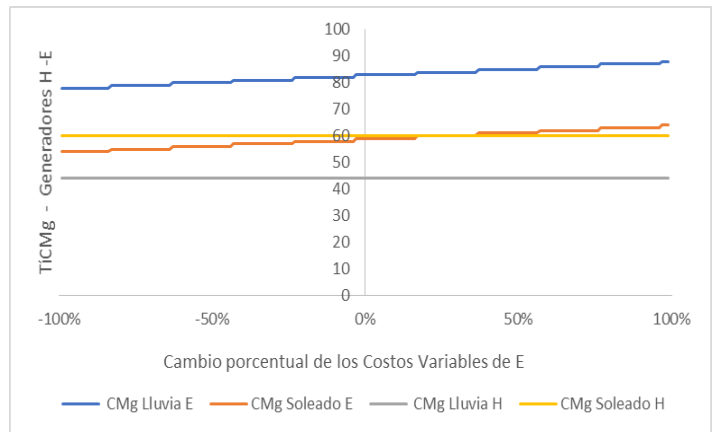


CMg como resultado de la variación de los Costos Variables

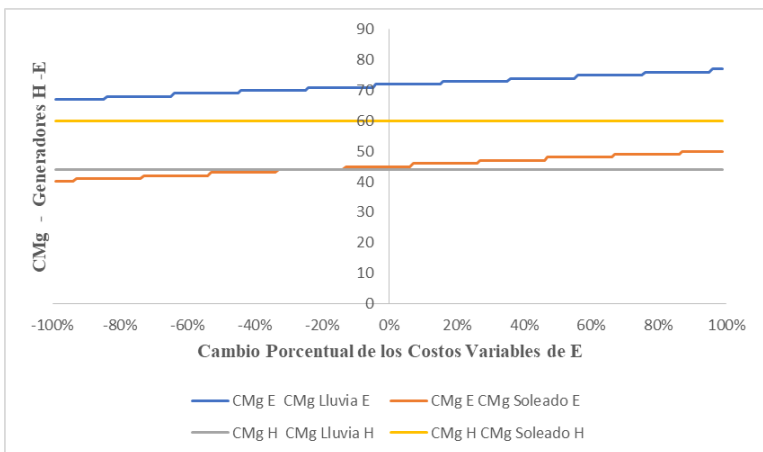
N60/1800



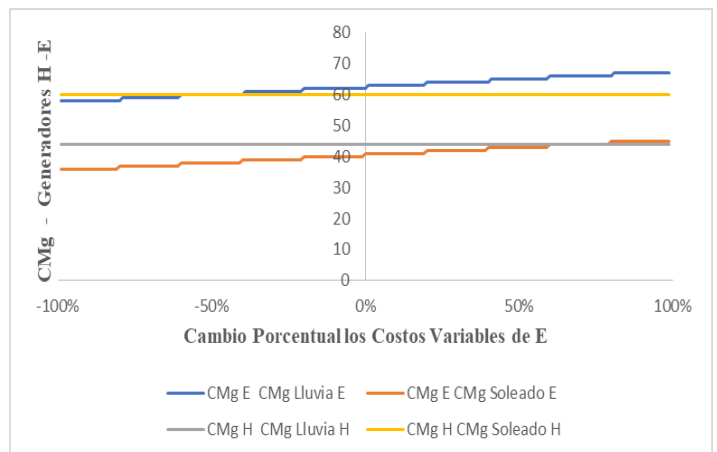
N80/2800



N117/3000



N149/4500



Bibliografía

- Abapour, S., Nazari-Heris, M., Mohammadi-Ivatloo, B., & Tarafdar Hagh, M. (2018). Game Theory Approaches for the Solution of Power System Problems: A Comprehensive Review. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 7. <https://doi.org/10.1007/s11831-018-9299-7>
- Amram, M., & Kulatilaka, N. (1999). *Real Options Managing Strategic Investment in an Uncertain World*. Harvard Business School Press.
- Aslani, A., & Wong, K.-F. V. (2014). Analysis of renewable energy development to power generation in the United States. *Renewable Energy*, 63, 153–161. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.047>
- Awan, S., Ali, M., Asif, M., & Amjad, U. (2012). Hydro and Wind Power Integration: A Case Study of Dargai Station in Pakistan. *Energy and Power Engineering*, 04(04), 203–209. <https://doi.org/10.4236/epe.2012.44028>
- Awerbuch, S., & Berger, M. (2003). Applying portfolio theory to EU electricity planning and policy-making. *IEA/EET Working Paper*, 3(February), 69. <https://awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/iea-portfolio.pdf>
- Barría-Quezada, C. E. (2008). *INVERSIONES BAJO INCERTIDUMBRE EN GENERACIÓN ELÉCTRICA : APLICACIÓN DE OPCIONES REALES Y GENERACIÓN ELÉCTRICA : APLICACIÓN DE*. PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE ESCUELA DE INGENIERIA.
- Barroso, L., Rudrick, H., Sensfuss, F., & Linares, P. (2010). The green effect. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(5), 22–35. <https://doi.org/10.1109/MPE.2010.937595>
- Bauknecht, D., Brunekreeft, G., & Meyer, R. (2013). From Niche to Mainstream: The Evolution of Renewable Energy in the German Electricity Market. In F. P. Sioshansi (Ed.), *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches* (1St ed., pp. 169–198). Academic Pres. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397891-2.00007-9>
- Bélanger, C., & Gagnon, L. (2002). Adding wind energy to hydropower. *Energy Policy*, 30(14), 1279–1284. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00089-7](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00089-7)
- Beluco, A., Risso, A., & Canales, F. A. (2019). Simplified evaluation of energetic complementarity based on monthly average data. *MethodsX*, 6(February), 1194–1198. <https://doi.org/10.1016/j.mex.2019.05.019>
- Bøckman, T., Fleten, S. E., Juliussen, E., Langhammer, H. J., & Revdal, I. (2008). Investment timing and optimal capacity choice for small hydropower projects. *European Journal of Operational Research*, 190(1), 255–267. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2007.05.044>
- Branson, J. (2008). *Exploring wind-hydro correlation. Report to New Zealand Steel and the Major Electricity Users' Group*. https://nzier.org.nz/static/media/filer_public/0f/00/0f00dc1a-56ee-4528-8c27-8ab4637b8620/0810_exploring_wind-hydro_correlation_final.pdf
- Bruno, S., Ahmed, S., Shapiro, A., & Street, A. (2014). Risk neutral and risk averse approaches

- to multistage renewable investment planning under uncertainty. In *European Journal of Operational Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.10.013>
- Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., Fraunholz, C., & Fichtner, W. (2019). A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms. *Energy Economics*, 80, 1059–1078. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.030>
- Bunn, D. W., & Oliveira, F. S. (2007). Agent-based analysis of technological diversification and specialization in electricity markets. *European Journal of Operational Research*, 181(3), 1265–1278. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2005.11.056>
- CAISO Operations and Maintenance Cost Report. (2018). *Externally-Authored Report Variable Operations and Maintenance Cost* (pp. 1–21).
- Carrión, M., & Arroyo, J. M. (2006). A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(3), 1371–1378. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.876672>
- Chade Ricosti, J. F., & Sauer, I. L. (2013). An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 742–753. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.010>
- Chattopadhyay, D. (2010). Modeling greenhouse gas reduction from the Australian electricity sector. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 729–740. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2038021>
- Chawda, S., Bhakar, R., & Mathuria, P. (2017). Uncertainty and risk management in electricity market: Challenges and opportunities. *2016 National Power Systems Conference, NPSC 2016*. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858971>
- Chinmoy, L., Iniyar, S., & Goic, R. (2019). Modeling wind power investments, policies and social benefits for deregulated electricity market – A review. *Applied Energy*, 242(March), 364–377. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.088>
- Christensen, J. L., & Hain, D. S. (2017). Knowing where to go: The knowledge foundation for investments in renewable energy. *Energy Research and Social Science*, 25, 124–133. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.12.025>
- Chuang, A., Wu, F., & Varaiya, P. (2001). A game-theoretic model for generation expansion planning: problem formulation and numerical comparisons. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(4), 885–891. <https://doi.org/10.1109/59.962441>
- Chun, K. S. (2003). *Game Theory and Real Options: Analysis of Land Value and Strategic Decisions*. Massachusetts Institute of Technology.
- Consejo Nacional de Operación. (2018). *Acuerdo 1046 Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio en el factor de conversión de las plantas de generación Guadalupe III y IV y La Tasajera* (pp. 1–2). Consejo Nacional de Operación.
- Copeland, T. E., & Antikarov, V. (2001). *Real Options: A Practitioner's Guide* (2001 Texere (ed.)). Cengage Learning. <https://books.google.com.co/books?id=fnhPAAAAMAAJ>
- Costello, K. (2007). Diversity of Generation Technologies : Implications. *The Electricity Journal*, 20(5), 10–21.
- de Jong, P., Sánchez, A. S., Esquerre, K., Kalid, R. A., & Torres, E. A. (2013). Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 526–535. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113000981>
- Denault, M., Dupuis, D., & Couture-Cardinal, S. (2009). Complementarity of hydro and wind

- power: Improving the risk profile of energy inflows. *Energy Policy*, 37(12), 5376–5384. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.064>
- Dixit, A. K., & Nalebuff, B. J. (1991). *Thinking Strategically: The competitive edge in business, politics and every life*. Castle House.
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton University Press.
- Enardata. (2020). *Cuota de energías renovables en la producción de electricidad*. Anuario Estadístico Mundial de Energía 2020. <https://datos.enerdata.net/energias-renovables/produccion-electricidad-renovable.html>
- Escribano Francés, G., Marín-Quemada, J. M., & San Martín González, E. (2013). RES and risk: Renewable energy's contribution to energy security. A portfolio-based approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 549–559. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.015>
- Esmaili, M., & Ahmadian, M. (2018). The effect of research and development incentive on wind power investment, a system dynamics approach. *Renewable Energy*, 126, 765–773. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.009>
- Euroelectric. (2011). Flexible generation: Backing up renewables. In *Renewable Action Plan*.
- Fabra, N., & Fabra, J. (2010). Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos. *Cuadernos Económicos de ICE*, N° 79, 17–43.
- Fang, R., Shang, R., Wang, Y., & Guo, X. (2017). Identification of vulnerable lines in power grids with wind power integration based on a weighted entropy analysis method. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(31), 20269–20276. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.039>
- Filomena, T. P., Campos-Náñez, E., & Duffey, M. R. (2014). Technology selection and capacity investment under uncertainty. *European Journal of Operational Research*, 232(1), 125–136. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2013.07.019>
- Gaudard, L., & Romerio, F. (2014). Reprint of “The future of hydropower in Europe: Interconnecting climate, markets and policies.” *Environmental Science and Policy*, 43, 5–14. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2014.05.005>
- Genc, T. S., & Sen, S. (2008). An analysis of capacity and price trajectories for the Ontario electricity market using dynamic Nash equilibrium under uncertainty. *Energy Economics*, 30(1), 173–191. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.02.005>
- Gong, P., & Li, X. (2016). Study on the investment value and investment opportunity of renewable energies under the carbon trading system. *Chinese Journal of Population Resources and Environment*, 14(4), 271–281. <https://doi.org/10.1080/10042857.2016.1258796>
- González, C. (2012). *Definición de la composición en las fuentes hidráulica y eólica para la generación de energía eléctrica en el contexto colombiano aplicando la teoría de portafolio*. 1–83. <https://doi.org/7033>
- Graabak, I., & Korpås, M. (2016). Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources—A Review. *Energies*, 9(6), 449. <https://doi.org/10.3390/en9060449>
- Grenadier, S. R. (2000). Option exercise games: the intersection of real options and game theory. *Journal of Applied Corporate Finance*, 13(2), 99–107. <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6622.2000.tb00057.x/abstract>
- Gude, V. G. (2018). Geothermal Source for Water Desalination—Challenges and Opportunities. In *Renewable Energy Powered Desalination Handbook: Application and Thermodynamics* (Vol. 1, pp. 141–176). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815244-7.00004-0>

- Gugler, K., Haxhimusa, A., Liebensteiner, M., & Schindler, N. (2020). Investment opportunities, uncertainty, and renewables in European electricity markets. *Energy Economics*, 85, 104575. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104575>
- Hu, J., Harmsen, R., Crijns-Graus, W., Worrell, E., & van den Broek, M. (2018). Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(September 2016), 2181–2195. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.028>
- Huisman, K. J. M. (2001). Technology investment: a game theoretic real options approach. In *Technovation*. Springer Science and Business Media, LLC. <https://doi.org/10.1007/978-1-4757-323-2>
- Humphreys, H. B., & McClain, K. T. (1998). Reducing the Impacts of Energy Price Volatility Through Dynamic Portfolio Selection. *International Association for Energy Economics Stable U*, 19(3), 107–131. <https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol19-No3-6>
- Hyland, M. (2016). Restructuring European electricity markets - A panel data analysis. *Utilities Policy*, 38, 33–42. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.11.004>
- International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable Power Generation Costs in 2019. In *Irena*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf
- IRENA. (2018). Power generation costs in 2017. In *International Renewable Energy Agency*.
- Isaza, C. F., & Botero, B. S. (2016). Wind power reliability valuation in a Hydro-Dominated power market: The Colombian case. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 1359–1372. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.159>
- Jansen, J. C., Beurskens, L. W. M., & van Tilburg, X. (2006). Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix Reference case and two renewables cases : year 2030 - SE and GE scenario. *Energy Research Centre of the Netherlands*, February, 5–67. <https://publicaties.ecn.nl/PdfFetch.aspx?nr=ECN-C--05-100>
- Jaramillo, O. A., Borja, M. A., & Huacuz, J. M. (2004). Using hydropower to complement wind energy: A hybrid system to provide firm power. *Renewable Energy*, 29(11), 1887–1909. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2004.02.010>
- Khare, V., Nema, S., & Baredar, P. (2016). Solar-wind hybrid renewable energy system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 23–33. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.223>
- Kolokathis, C. (2020). *Limpio , asequible y fiable : Acertar con la transformación del sistema eléctrico en España*. <https://fundacionrenovables.org/documento/limpio-asequible-y-fiable-acertar-con-la-transformacion-del-sistema-electrico-en-espana/>
- Koltsaklis, N. E., Dagoumas, A. S., Kopanos, G. M., Pistikopoulos, E. N., & Georgiadis, M. C. (2014). A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system. *Applied Energy*, 115, 456–482. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2013.10.042>
- Ländner, E. M., März, A., Schöpf, M., & Weibelzahl, M. (2019). From energy legislation to investment determination: Shaping future electricity markets with different flexibility options. *Energy Policy*, 129(May 2018), 1100–1110. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.012>
- Langary, D., Sadati, N., & Ranjbar, A. M. (2014). Direct approach in computing robust Nash strategies for generating companies in electricity markets. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 54, 442–453.

- <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.031>
- Lave, M., & Ellis, A. (2016). Comparison of solar and wind power generation impact on net load across a utility balancing area. *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 1837–1842. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2016.7749939>
- Lee, S.-C. (2011). Using real option analysis for highly uncertain technology investments: The case of wind energy technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(9), 4443–4450. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.107>
- Lo Prete, C., & Hobbs, B. F. (2016). A cooperative game theoretic analysis of incentives for microgrids in regulated electricity markets. *Applied Energy*, *169*, 524–541. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.099>
- Locatelli, G., Invernizzi, D. C., & Mancini, M. (2016). Investment and risk appraisal in energy storage systems: A real options approach. *Energy*, *104*, 114–131. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.098>
- Lopes, V. S., & Borges, C. L. T. (2014). Impact of the Combined Integration of Wind Generation and Small Hydropower Plants on the System Reliability. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, *PP*(99), 1–9. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2335895>
- Lopez, S., Baum, G. F., Olsina, F. G., Blanco, G. A., & Rehtanz, C. (2017). Option games applied for investment in power generation capacity. *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981085>
- Lysen, E. H. (1983). Introduction to Wind Energy. In *Consultancy Services Wind Energy Developing Countries*.
- Martínez-Ceseña, E. A., & Mutale, J. (2011). Application of an advanced real options approach for renewable energy generation projects planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(4), 2087–2094. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.016>
- Martinez Romero, S., & Hughes, W. (2015). *Bringing variable renewable energy up to scale : options for grid integration using natural gas and energy storage*. (pp. 1–96). <http://documents.worldbank.org/curated/en/2015/02/24141471/bringing-variable-renewable-energy-up-scale-options-grid-integration-using-natural-gas-energy-storage>
- Mascareñas, J. (2018). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. In *Monografías de Juan Mascareñas sobre Finanzas Corporativas* (pp. 1–48).
- Mei, S., Wei, W., & Liu, F. (2017). On engineering game theory with its application in power systems. *Control Theory and Technology*, *15*(1), 1–12. <https://doi.org/10.1007/s11768-017-6186-y>
- Menniti, D., Musmanno, R., Scorino, N., Sorrentino, N., & Violi, A. (2007). Managing price risk while bidding in a multimarket environment. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES*, 1–10. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385968>
- Milanesi, G. S. (2014). Valoración probabilística versus borrosa, opciones reales y el modelo binomial. Aplicación para proyectos de inversión en condiciones de ambigüedad. *Estudios Gerenciales*, *30*(132), 211–219. <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.01.018>
- Mokate, karen M. (2004). Evaluación Financiera de proyectos de inversión. In *Angewandte Chemie International Edition*, *6*(11), 951–952.
- Moreno, R. L. (2015). *Evaluación de un proyecto de generación de energía eólica en Colombia mediante opciones reales* [Universidad Nacional de Colombia]. <http://bdigital.unal.edu.co/51430/1/1037597453.2015.pdf>
- Mulder, M. (2015). Competition in the Dutch Electricity Market : An Empirical Analysis over 2006 – 2011. *Energy Journal*, *36*(2), 1–28.

- Murphy, F. H., & Smeers, Y. (2003). *Generation Capacity Expansion in Imperfectly Competitive Restructured Electricity Markets*. May 2002, 1–56.
- Murto, P., & Keppo, J. (2002). a Game Model of Irreversible Investment Under Uncertainty. In *International Game Theory Review* (Vol. 04, Issue 02).
<https://doi.org/10.1142/s0219198902000604>
- OLADE. (2019). Generación eléctrica mundial y para América Latina y el Caribe (ALC) y su impacto en el sector energético por la pandemia producida por el COVID – 19. In *Olade* (Issue 1). http://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/01/Generacion-electrica-mundial-y-para-America-Latina-y-el-Caribe-ALC_01-12-2020.pdf
- Oliveira, F. S., & Costa, M. L. G. (2018). Capacity expansion under uncertainty in an oligopoly using indirect reinforcement-learning. *European Journal of Operational Research*, 267(3), 1039–1050. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2017.11.013>
- Pereira, E., Nunes, A. C., Sousa, J. C., & Mendes, V. (2015). Hydrological risk integration in a hydro power plant real options analysis. *International Conference on the European Energy Market, EEM*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216633>
- Pindyck, R. S., & Rubinfeld, D. L. (2013). *Microeconomía*. PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- Pineau, P. O., Rasata, H., & Zaccour, G. (2011). Impact of some parameters on investments in oligopolistic electricity markets. *European Journal of Operational Research*, 213(1), 180–195. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2011.02.033>
- Pinheiro, D., Geraldo, E., Paulo, A., Traça, A., & Almeida, D. (2017). *Portfolio optimization of renewable energy assets : Hydro , wind , and photovoltaic energy in the regulated market in Brazil*. 64, 238–250.
- Pringles, R., Olsina, F., & Garces, F. (2015). Real Option Valuation of Power Transmission Investments by Stochastic Simulation. *Energy Economics*, 47, 215–226.
<http://www.sciencedirect.com/science/journal/01409883%5Cnhttp://ezproxy.lib.ucalgary.ca/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=ecn&AN=1483171&site=ehost-live%5Cnhttp://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.11.011>
- Ramírez C., J. J. . (2015). *MERRA-based study of the wind / solar resource and their complementarity to the hydro resource for power generation in Colombia External Advisor : Contents Motivation and Research question Methodology Results and analysis Main conclusions* (Issue September, pp. 1–170).
- REN21. (2020). Renewables 2020 Global Status Report. In *REN21 Renewables Now*.
https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR_2020_Press_Release_ES.pdf
- Reuter, W. H., Fuss, S., Szolgayová, J., & Obersteiner, M. (2012). Investment in wind power and pumped storage in a real options model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(4), 2242–2248. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.025>
- Rodríguez, C. P., & Anders, G. J. (2004). Energy Price Forecasting in the Ontario Competitive Power System Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 366–374.
<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821470>
- Rodríguez, C. P., & Anders, G. J. (2004). Bidding Strategy Design for Different Types of Electric Power Market Participants. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), 964–971.
- Roques, F., Hiroux, C., & Saguan, M. (2010). Optimal wind power deployment in Europe-A portfolio approach. *Energy Policy*, 38(7), 3245–3256.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.048>
- Ruíz-Murcia, J. F., Serna-Cuenca, J., & Zapata-Lesmes, H. J. (2017). *Atlas de viento de Colombia* (pp. 1–158). IDEAM - UPME. www.imprenta.gov.co

- Schwartz, E. (2013). The real options approach to valuation: Challenges and opportunities. *Latin American Journal of Economics*, 50(2), 163–177. <https://doi.org/10.7764/LAJE.50.2.163>
- Shah, S. A. A., Solangi, Y. A., & Ikram, M. (2019). Analysis of barriers to the adoption of cleaner energy technologies in Pakistan using Modified Delphi and Fuzzy Analytical Hierarchy Process. *Journal of Cleaner Production*, 235, 1037–1050. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.07.020>
- Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2004). Strategic investment: Real options and games. In *Strategic Investment: Real Options and Games*. Princeton University Press.
- Smit, H. T. J., Trigeorgis, L., Baldwin, C., Dixit, A., Kester, C., McGrath, R., Myers, S. C., Perotti, E., Salinger, M., & Triantis, A. (2004). *Quantifying the strategic options value of technology investments* (pp. 1–59).
- Srivastava, A. K., Kamalasan, S., Patel, D., Sankar, S., & Al-Omit, K. S. (2011). Electricity markets: an overview and comparative study. *International Journal of Energy Sector Management*, 5(2), 169–200. <https://doi.org/http://dx.doi.org.ezproxy.lib.ryerson.ca/10.1108/17506221111145977>
- Streimikiene, D., & Siksnyte, I. (2014). Electricity market opening impact on investments in electricity sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 891–904. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.093>
- Su, W., & Huang, A. Q. (2014). A game theoretic framework for a next-generation retail electricity market with high penetration of distributed residential electricity suppliers. *Applied Energy*, 119, 341–350. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.01.003>
- Sunderkötter, M., & Weber, C. (2012). Valuing fuel diversification in power generation capacity planning. *Energy Economics*, 34(5), 1664–1674. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.02.003>
- Suomalainen, K., Pritchard, G., Sharp, B., Yuan, Z., & Zakeri, G. (2015). Correlation analysis on wind and hydro resources with electricity demand and prices in New Zealand. *Applied Energy*, 137, 445–462. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.015>
- Támara Ayús, A. L., Forero Corrales, J., Gil Osorio, I., & Almonacid Hurtado, P. M. (2019). Las opciones reales como metodología de evaluación de un proyecto en el sector de energía. *Ecos de Economía*, 23(48), 61–79. <https://doi.org/10.17230/ecos.2019.48.4>
- Tande, J. O. G., & Vogstad, K.-O. (1999). OPERATIONAL IMPLICATIONS OF WIND. In E. Petersen, P. H. Hensen, K. Rave, P. Helm, & H. Ehmman (Eds.), *1999 European Wind Energy Conference: Wind Energy for the Next Millennium* (Issue March, pp. 425–429). James & James (Science Publishers) Ltd.
- The Wind Power. (2020). *The Wind Power: Wind Energy Market Intelligence*. Manufacturers and Turbines. https://www.thewindpower.net/turbine_en_12_nordex_n60-1300.php
- Trigeorgis, L. (1993). The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 28(1), 1–20. <https://doi.org/10.2307/2331148>
- U.S. Energy Information Administration. (2019). Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2019. *Annual Energy Outlook 2018, 2019*(January), 1–3.
- Unidad de planeación Minero Energética (UPME). (2006). *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia* (pp. 1–168). Ministerio de Minas y Energía de Colombia. http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/A_BC_de_los_Compromisos_de_Colombia_para_la_COP21_VF.pdf

- Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres. (2016). *Fenómeno El Niño, Análisis Comparativo 1997-1998 / 2014-2016*. Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres. <http://cedir.gestiondelriesgo.gov.co/index.php/42-%0Apublicaciones/161-fenomeno-el-nino-analisis-comparativo-1997-1998-2014-2016>
- UPME. (2016). Boletín Estadístico: Minas y energía 2012 – 2016. *Ministerio de Minas y Energía*, 200. http://www1.upme.gov.co/simco/Documents/Boletin_Estadistico_2012_2016.pdf
- Valdés-Lucas, J. N., Escribano-Francés, G., & San Martín-González, E. (2016). Energy security and renewable energy deployment in the EU: Liaisons Dangereuses or Virtuous Circle? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1032–1046. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.069>
- Varian, H. R. (2010). Intermediate Microeconomics: A Modern Approach. In J. Repcheck (Ed.), *University of California* (Eighth Ed., Issue 8). W. W. Norton & Company. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Ventosa, M., Baíllo, Á., Ramos, A., & Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7), 897–913. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.013>
- Vogstad, K. (2000). Utilising the complementary characteristics of wind power and hydropower through coordinated hydro production scheduling using the EMPS model. *Wind Power for the 21st Century, December*, 1–5.
- Voropai, N. I., & Ivanova, E. Y. (2006). Shapley game for expansion planning of generating companies at many non-coincident criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1630–1637. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873053>
- Waldman, D. E., & Jensen, E. J. (2013). *Industrial organization : theory and practice* (4th ed.).
- Wang, J., Shahidehpour, M., Li, Z., & Botterud, A. (2009). Strategic generation capacity expansion planning with incomplete information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 1002–1010. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2017435>
- Weibel, S., & Madlener, R. (2015). Cost-effective design of ringwall storage hybrid power plants: A real options analysis. *Energy Conversion and Management*, 103, 871–885. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.06.043>
- Witzler, L. T., Ramos, D. S., Camargo, L. A. S., & Guarnier, E. (2016). Reconstruction of wind generation historical series aiming at the analysis of energy complementarity: Methodology and applications. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2016-July*. <https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521324>
- Wogrin, S., Hobbs, B. F., Ralph, D., Centeno, E., & Barquín, J. (2013). Open versus closed loop capacity equilibria in electricity markets under perfect and oligopolistic competition. *Mathematical Programming*, 140(2), 295–322. <https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s10107-013-0696-2>
- XM. (2017). *Histórico Oferta*. Portal Bi.
- Yang, M., Blyth, W., Bradley, R., Bunn, D., Clarke, C., & Wilson, T. (2008). Evaluating the power investment options with uncertainty in climate policy. *Energy Economics*, 30(4), 1933–1950. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.06.004>
- Yi, Z., Xin-gang, Z., Yu-zhuo, Z., & Ying, Z. (2019). From feed-in tariff to renewable portfolio standards: An evolutionary game theory perspective. *Journal of Cleaner Production*, 213, 1274–1289. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.170>
- Yu, W., Sheblé, G. B., Peças-Lopes, J. A., & Matos, M. A. (2006). Valuation of switchable tariff for wind energy. *Electric Power Systems Research*, 76(5), 382–388.

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2005.09.004>

Zapata, S., Castaneda, M., Jimenez, M., Julian Aristizabal, A., Franco, C. J., & Dyner, I. (2018). Long-term effects of 100% renewable generation on the Colombian power market.

Sustainable Energy Technologies and Assessments, 30(February), 183–191.

<https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.10.008>

Zhang, N., Yan, Y., & Su, W. (2015). A game-theoretic economic operation of residential distribution system with high participation of distributed electricity prosumers. *Applied Energy*, 154, 471–479. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.011>

Zon, A. van, & Fuss, S. (2008). Risk, Embodied Technical Change and Irreversible Investment Decisions in UK Electricity Production. In M. Bazilian & F. Roques (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security* (1St ed., pp. 275–303). Elsevier Ltd.