

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Claudio A. Roa Sepúlveda

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Valoración de Opciones de Compra en el Mercado de la Energía Chileno

Concepción, mayo de 2025

Aquiles Andrés Díaz Díaz

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Claudio A. Roa Sepúlveda

Valoración de Opciones de Compra en el Mercado de la Energía Chileno

Aquiles Andrés Díaz Díaz

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Abril 2025

Resumen

Los desafíos que enfrentan los participantes de mercado eléctrico aumentan con la descarbonización en curso de los sistemas eléctricos debido a la intermitencia de las energías renovables. Estos participantes del mercado de energía chileno se enfrentan a la insuficiencia de ingresos y al aumento de la volatilidad de precio de electricidad. Considerando esto, es necesario estudiar mecanismos que creen mercado manteniendo la competencia, para ello, las opciones de compra se posicionan como una alternativa que permite a los participantes asegurar ingresos y mitigar el riesgo de precio.

La presente memoria de título aborda el desafío de valorar opciones de compra de tipo europeas en el mercado de energía chileno, considerando la información disponible y contexto nacional, con la finalidad de determinar su aplicabilidad.

Con propósito de lo anterior, se realiza una revisión bibliográfica de los tipos de opciones que mejor se adaptan a los mercados eléctricos y de los distintos modelos de valoración de opciones de compra. Además, se analiza las alternativas de comercialización de energía que tienen los actuales participantes de mercado.

Se selecciona el contrato de opción de compra de tipo europea valorada mediante el modelo de Black-Scholes en años hidrológicos para dos barras de SEN, Quillota y Crucero. La alternativa de comprar energía mediante un contrato de opción se compara con la compra de energía directa en el mercado spot y mercado de contratos. La selección del modelo de Black-Scholes permite la obtención de datos adicionales como la esperanza de ejercicio de la opción y oportunidad de arbitraje.

Los resultados indican que la comercialización de opciones permite mitigar el riesgo de precio siendo especialmente útil en los años de pandemia donde se experimenta un aumento inesperado en los precios junto con un aumento en el porcentaje de opción ejercida. Además, el mercado de energía chileno no presenta oportunidad de arbitraje demostrando que la estructura de mercado se ajusta con rapidez a los cambios de información.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi núcleo familiar por siempre apoyar mi desarrollo profesional y personal. A mi madre Andrea que siempre ha dado todo por el bienestar de sus hijos. A mi padre Aquiles quien se ha esforzado toda la vida para que no nos falte nada. A mi hermana, Valeria con quien comparto muchas vivencias, aprendizajes y por sobre todo mucho cariño por ella y mi pequeño sobrino. A mi pequeño hermano Diego quien es el pequeño brillo de la familia. A mi abuela Margarita por su cariño y apoyo. También, me gustaría agradecer a mi pareja, Nathalie, quien ha llegado a ser mi compañera de sueños, metas y de vida.

En segundo lugar, me siento agradecido con el camino universitario recorrido que me permitió conocer Gabriel, Emerson, Palmo, Tomas, Víctor, José, Alec, Pablo, Álvaro, Jaime, Vicente, y Sebastián con quienes compartí tantos momentos estudiando, en panoramas, en pandemia y en triunfos y derrotas académicas.

En tercer lugar, me gustaría agradecer al profesor Claudio Roa Sepúlveda por su apoyo, dedicación y motivación expresada a lo largo del desarrollo de la presente memoria de título.

Para finalizar, me gustaría agradecer a la Gratuidad, ya que este beneficio me permitió vivir la experiencia como alumno de Ingeniería Civil Eléctrica en la hermosa Universidad de Concepción.

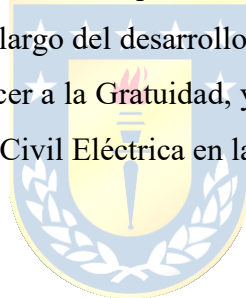


Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
NOMENCLATURA	IX
ABREVIACIONES	X
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	2
1.3.1 <i>Reformas al mercado mayorista de energía chileno</i>	2
1.3.2 <i>Impactos del aumento de generación renovable variable</i>	4
1.3.3 <i>Beneficio de las opciones financieras</i>	5
1.3.4 <i>Discusión de artículos revisados</i>	6
1.4. OBJETIVOS.....	7
1.4.1 <i>Objetivo general</i>	7
1.4.2 <i>Objetivos específicos</i>	7
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	8
1.6. TEMARIO.....	9
2. CONTRATO DE OPCIONES	10
2.1. ESTRUCTURA DE MERCADO.....	10
2.2. COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.....	11
2.2.1 <i>Factores propios del mercado</i>	11
2.2.2 <i>Factores externos al mercado</i>	14
2.2.3 <i>Factores producto de ERV</i>	15
2.3. DERIVADOS FINANCIEROS PARA GESTIÓN DE RIESGO.....	16
2.3.1 <i>Gestión del riesgo en el mercado eléctrico</i>	16
2.3.2 <i>Derivados financieros</i>	17
2.4. OPCIONES FINANCIERAS.....	19
2.4.1 <i>Opciones financieras</i>	20
2.4.2 <i>Tipos de opciones</i>	21
2.4.3 <i>Teoría de las opciones financieras</i>	23
2.4.4 <i>Modelos de valoración de opciones</i>	25
2.5. VOLATILIDAD.....	29
2.5.1 <i>Volatilidad histórica</i>	29
2.5.2 <i>Volatilidad implícita</i>	30
2.5.3 <i>Volatilidad dinámica</i>	32
2.5.4 <i>Volatilidad estocástica</i>	33
3. MERCADO CHILENO DE ENERGÍA	34
3.1. FUNCIONAMIENTO ECONÓMICO DEL MERCADO.....	34
3.1.1 <i>Modelo de mercado eléctrico</i>	34
3.1.2 <i>Mercado Spot</i>	36
3.1.3 <i>Mercado de contratos</i>	37
3.2. ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN.....	39
3.3. PROBLEMA EN EL MERCADO MAYORISTA.....	40
3.3.1 <i>Insolvencia</i>	40
3.3.2 <i>Costo de oportunidad</i>	40
4. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA	42
4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO.....	42

4.2.	CRITERIOS	42
4.2.1	<i>Selección del contrato de opción</i>	42
4.2.2	<i>Selección de modelo estocástico</i>	43
4.2.3	<i>Tiempo: Año hidrológico y bloques horarios</i>	45
4.2.4	<i>Volatilidad</i>	45
4.2.5	<i>Precio spot</i>	46
4.2.6	<i>Escenarios de precios de ejercicio</i>	46
4.2.7	<i>Precio mínimo y precio máximo de la prima de opción de compra</i>	47
4.2.8	<i>Probabilidad de que la opción sea ejercida vs porcentaje de opciones ejercidas</i>	48
4.2.9	<i>Paridad put-call</i>	48
4.2.10	<i>Opciones de compra vs mercado spot</i>	48
4.2.11	<i>Beneficio vs mercado de contratos</i>	49
4.2.12	<i>Obtención de datos</i>	49
4.3.	EJEMPLO DEL MODELO	50
5.	RESULTADOS	55
5.1.	INTRODUCCIÓN	55
5.2.	VALOR PROMEDIO DE OPCIÓN DE COMPRA	56
5.3.	PRECIO DE CONTRATO DE OPCIÓN DE COMPRA	59
5.4.	OPCIONES DE COMPRA VERSUS MERCADO SPOT	61
5.5.	OPCIONES DE COMPRA VERSUS MERCADO DE CONTRATOS	63
5.6.	PROBABILIDAD DE QUE LA OPCIÓN SEA EJERCIDA Y PORCENTAJE DE OPCIÓN EJERCIDA	65
5.7.	OPORTUNIDAD DE ARBITRAJE	67
5.8.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	68
6.	CONCLUSIONES	70
6.1.	SUMARIO	70
6.2.	CONCLUSIONES	71
6.3.	TRABAJOS FUTUROS	72
7.	BIBLIOGRAFÍA	73
	REFERENCIAS	73
	ANEXO A. VOLATILIDAD POR BLOQUE	79
	ANEXO B. RESULTADOS BARRA CRUCERO	82
B.1.	VALOR PROMEDIO DE OPCIÓN DE COMPRA	82
B.2.	PRECIO DE CONTRATO DE OPCIÓN DE COMPRA	85
B.3.	OPCIONES DE COMPRA VERSUS MERCADO SPOT	86
B.4.	OPCIONES DE COMPRA VERSUS MERCADO DE CONTRATOS	87
B.5.	d2 Y PORCENTAJE DE OPCIONES EJERCIDAS	88
	ANEXO C. VALOR PROMEDIO PRIMA DE OPCIÓN	89



Lista de Tablas

Tabla 2.1 Factores determinantes de precios	24
Tabla 2.2 Matriz de volatilidades	31
Tabla 4.1 Ejemplo modelo binomial	44
Tabla 4.2 Bloques horarios.....	45
Tabla 4.3 Escenario de año hidrológico	47
Tabla 4.4 Precio spot 27 de marzo 2021	50
Tabla 4.5 Precios de ejercicio para 27 de marzo 2022.....	51
Tabla 4.6 Valor de prima de opción.....	51
Tabla 4.7 Precio spot futuro	52
Tabla 4.8 Beneficios de comercialización de opciones.....	53
Tabla 4.9 Probabilidad de ejercer la opción versus porcentaje de opción ejercida.....	53
Tabla 4.10 Valor de prima modelo de opción y valor teórico de prima de opción.....	54



Lista de Figuras

Fig. 2.1 Curva de volatilidad para opciones.....	31
Fig. 3.1 Oferta de generación por tecnología.....	35
Fig. 3.2 Mercado chileno de la energía.....	36
Fig. 3.3 Curva de ofertas de una generadora.....	38
Fig. 4.1 Valor de opción de modelo binomial de 100 pasos.....	44
Fig. 5.1 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción de Barra Quillota, escenario ESA.....	57
Fig. 5.2 Precio anual por contrato de opción de compra Barra Quillota.....	60
Fig. 5.3 Opciones versus mercado spot Barra Quillota.....	62
Fig. 5.4 Opciones versus mercado de contratos Barra Quillota.....	64
Fig. 5.5 Probabilidad de que la opción sea ejercida y porcentaje de opción ejercida, Barra Quillota.....	66



Nomenclatura

S_0	: Precio actual del activo subyacente.
X	: Precio de ejercicio de una opción.
T	: Tiempo hasta el vencimiento de una opción.
S_T	: Precio del activo subyacente en el momento de vencimiento de la opción.
r	: Tipo de interés libre de riesgo compuesto continuo para una inversión que vence en el momento T.
C	: Precio de una opción de compra europea para comprar una opción.
P	: Precio de una opción de venta europea para vender una opción.
σ	: Volatilidad.



Abreviaciones

Mayúsculas

ARCH	: Modelo de Heterocedasticidad Condicional Autorregresiva del inglés, <i>Autoregressive Conditional Heteroskedasticity</i> .
AT	: Alta Tensión.
BCC	: Banco Central de Chile.
BT	: Baja Tensión.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CfD	: Contrato por Diferencias, del inglés, <i>Contract for Difference</i> .
CLP	: Peso Chileno.
CMg	: Costo Marginal.
CMgP o CMP	: Costo Marginal Promedio.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
DFL	: Decreto con Fuerza de Ley.
D.S.	: Decreto Supremo.
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales.
ERV	: Energías Renovables Variables.
ESA	: Estudio de Seguridad y Abastecimiento.
EWMA	: Media Móvil Ponderada Exponencialmente, del inglés, <i>Exponentially Weighted Moving Average</i> .
GARCH	: Modelo Generalizado de Heterocedasticidad Condicional Autorregresiva del inglés, <i>Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity</i> .
IEEE	: Del inglés, <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> .
ISO	: Operador independiente del sistema, del inglés, <i>Independent System Operator</i> .
kW	: Kilo Watt.
kWh	: Kilo Watt hora.
LGSE	: Ley General de Servicios Eléctricos.
MT	: Media Tensión.
MW	: Mega Watt.
MWh	: Mega Watt hora.
NTCO	: Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
OTC	: Mercado no estandarizado, del inglés, <i>Over The Counter</i> .
PMG	: Pequeño Medio de Generación.
PMGD	: Pequeño Medio de Generación Distribuido.
PMM	: Precio Medio de Mercado.
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles,
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
SIC	: Sistema Interconectado Central.
SII	: Servicio de Impuestos Internos.
SINEA	: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina.
SING	: Sistema Interconectado Norte Grande.
USD	: Precio en dólares estadounidenses, del inglés, <i>United States Dollar</i> .
VaR	: Valor en Riesgo, del inglés, <i>Value at Risk</i> .

1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Chile se encuentra en medio de un proceso de convertirse en carbono neutral para el año 2050 con el fin de mitigar los efectos negativos al medio ambiente. Sin embargo, los desafíos que enfrentan los participantes del mercado eléctrico aumentan con la descarbonización en curso de los sistemas eléctricos debido a la naturaleza variable e impredecible de la generación a partir de las tecnologías de energía renovable variable de más rápido crecimiento como la energía eólica y solar.

Una alta proporción de generación eólica y solar genera una mayor variabilidad en los precios de electricidad, a la vez que disminuyen los flujos de ingresos de los generadores que esperan recuperar los costos de inversión del mercado energético. Por lo tanto, si no se adaptan los diseños de los mercados de electricidad a estas nuevas tecnologías, es probable que se genere una entrada y una salida ineficiente de la generación y otras tecnologías; que impida sostener la innovación, como el almacenamiento; se limite la participación de los recursos de la demanda y la electrificación de otros vectores energéticos, como la calefacción y el transporte. Todo lo anterior pone en riesgo el proceso de descarbonización o aumentará los costos para lograr reducciones de emisiones de carbono.

En este contexto, los participantes del mercado deben buscar alternativas para mitigar los riesgos de precios altamente volátiles y asegurar sus ingresos en el corto plazo. Una herramienta financiera que permite solucionar ambas problemáticas es el contrato de opción. En específico, un contrato de opción de compra otorga al vendedor una obligación de vender y al comprador un derecho de comprar energía eléctrica a un precio previamente acordado. A cambio, el comprador deberá realizar el pago de una prima antes de la fecha de vencimiento del contrato en pagos mensuales, trimestrales o anuales. De este modo, el vendedor se asegura ingresos por la prima recibida y el comprador se asegura de establecer un precio máximo a pagar por consumo de energía. Actualmente, en Chile la comercialización de opciones puede potencialmente realizarse entre generador, cliente libre y distribuidora. Sin embargo, se esperan nuevos participantes en el mercado mayorista como: el comercializador, agregador y clientes libres ampliando las posibilidades de comercialización.

Debido a lo anterior, en este informe se hace un estudio acerca de la aplicabilidad de los contratos de opciones en el mercado de la energía chileno. Se determina el tipo de contrato y modelo para valorización de opciones y se compara con la comercialización por el mismo volumen en el mercado spot y mercado de contratos.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La gestión del riesgo de precio en el mercado chileno de la energía es una problemática habitual para los participantes del mercado, sin embargo, la dificultad al afrontar esta problemática se incrementa a medida que aumenta la penetración de generación renovable variable en el sistema eléctrico nacional debido a su dependencia climática. En este contexto, las opciones financieras son una herramienta potencialmente útil para la gestión de riesgos y obtención de financiamiento para las empresas generadoras. La negociación de opciones financieras ofrece a los participantes del mercado la posibilidad de decidir sobre el grado de exposición al riesgo mientras se mantiene el flujo de caja.

En pos de una transición energética económicamente eficiente para todos los participantes del mercado de la energía es que se desprende la necesidad de desarrollar ideas que creen mercado, pero que permita gestionar el riesgo de precio de la electricidad. Por eso, este trabajo busca adecuar un modelo estocástico de valoración de opciones a las condiciones e información disponible del mercado chileno de la energía. Esta información resulta especialmente útil para los participantes del mercado de la energía chileno, así como también para la institucionalidad encargada de crear mercado.

1.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

1.3.1 *Reformas al mercado mayorista de energía chileno*

- ❖ Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile (2024). En Coordinador Eléctrico Nacional. ECCO International [1].

En este informe se destacan los problemas del mercado basados en costos, tales como, que los participantes del mercado no pueden reflejar su verdadero costo de oportunidad y la insuficiencia de ingresos. Por estas razones se propone un detallado modelo de mercado mayorista basado en ofertas mediante una revisión de mercados internacionales que busca determinar las mejores prácticas para el contexto chileno. Según el informe, algunas medidas que un mercado de ofertas debería implementar son: un mercado de tiempo real; sistema de dos liquidaciones; mercado de capacidad organizado; mitigación de poder de mercado ex ante: mercado virtual; permitir que las generadoras hídricas presenten sus ofertas. Además, del desarrollo de un mercado de contratos financieros. Específicamente introducir un mercado energético financiero a plazo estandarizado con un asegurador central que esté abierto a participantes financieros con supervisión regulatoria y que en un principio

sea el estado el creador de mercado. En el informe se destacan algunas razones por las que se debería desarrollar un mercado de contratos financieros:

- Ayuda a reducir el abuso de poder de mercado.
- Proporcionan un mecanismo de cobertura para el suministro de combustible, condiciones climáticas y garantizan el suministro.
- Una protección contra la volatilidad de precios de electricidad.
- Una protección contra la liquidación de mercado. Independiente de si el mercado es de subastas o pago uniforme, la electricidad será entregada conforme los precios establecidos en el contrato.
- Incentivan y apoyan la inversión en capacidad de generación, ya que permite garantizar los ingresos lo que ayuda a los inversores a recurrir a la deuda como medio de financiación inicial.
- Aumenta la liquidez y la eficiencia de mercado.
- La amplia gama de contratos de derivados permite ser utilizados para garantizar el suministro.

En este informe publicado por el CEN, operador del sistema, se revelan problemáticas que enfrenta el mercado mayorista chileno y proporciona diversas soluciones que pueden ser aplicadas independiente de si se pasa al mercado de ofertas o no, como, por ejemplo, contratos de futuros, contratos de opciones y el mercado estandarizado de contratos. En cuanto a los contratos de opciones, la ventaja de comercializar opciones para los actuales participantes de mercado es que la liquidación de las opciones es independiente del modelo de mercado que se elija para el futuro.

- ❖ Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución (2020). En Comisión Nacional de Energía (ID 610-8-LE20) [2]

En Chile se estudia la implementación de la Ley de Portabilidad Eléctrica que busca que todo cliente independiente de su tamaño tenga derecho a optar entre distintos proveedores de energía. Para dar este paso se necesitará separación de roles de distribución y comercialización de la energía eléctrica. Por un lado, las empresas distribuidoras continuarán siendo un monopolio regulado por ley. Por otro lado, las nuevas empresas comercializadoras estarán en un marco competitivo. El comercializador puro será un agente que no necesitará tener activos en redes o generación para participar de la compra y venta de energía pudiendo participar como deficitarios en el mercado spot de la energía.

El presente informe realiza una revisión de mercados eléctricos internacionales con la finalidad de identificar y proponer medidas orientadas a una correcta incorporación del comercializador en el mercado mayorista de energía chileno. A continuación, se destacan las medidas más relevantes o afines al desarrollo de la presente memoria de título:

- El desarrollo de un mercado estandarizado de derivados para el mercado mayorista chileno. Esta medida busca aprovechar los contratos financieros derivados como futuros u opciones para la gestión del riesgo de los participantes del mercado.
- La incorporación de nuevos participantes al mercado mayorista como comercializador, agregadores de recursos distribuidos y grandes clientes.

Estas medidas benefician al sector eléctrico porque introducen competencia al mercado mayorista, aumenta la eficiencia de mercado, fomenta la inversión en nuevos proyectos de generación y favorecen la supervivencia del comercializador. Por otro lado, la estandarización de contratos permite tranzar con simetría de información productos homogéneos para la gestión de riesgos aumentando la liquidez y flexibilidad a las generadoras y comercializadoras.

1.3.2 Impactos del aumento de generación renovable variable

- ❖ McElroy, M. B., Chen, X., & Deng, Y. (2018). The missing money problem: Incorporation of increased resources from wind in a representative US power market. *Renewable Energy*, 126, 126-136 [3].

En este artículo se examina las oportunidades para reducir las emisiones de CO₂ y apoyar la inversión en energía eólica abordando el problema del dinero faltante, que ocurre con la creciente participación de energía renovable, que tiene un costo marginal cero, lo que provoca una reducción de ingresos para las generadoras. Por esto, los autores simulan el mercado mayorista estático considerando el crecimiento de generación y demanda, el costo operativo, despacho de unidades, tipo de combustibles y generan escenarios de impuestos al carbono, créditos de inversión eólica, subsidios de producción y porcentaje de penetración de energía eólica. Como era de esperar los resultados indicaron que, a mayor participación de generación eólica, menores ingresos. Otro resultado importante es que los créditos de inversión son más efectivos para reducir costos y emisiones de carbono en el sistema.

Lo relevante del paper es entender que la viabilidad de una determinada inversión en energía renovable depende del equilibrio entre los costos de inversión amortizados y los ingresos anuales de la producción de energía. Sin embargo, a medida que la participación de energías renovables en la

lista de mérito, menores serán los ingresos percibidos. El problema aumenta, ya que en algún momento no será rentable invertir en plantas renovables y las plantas operativas tendrán más dificultades para cubrir sus gastos fijos, es decir, insuficiencia de ingresos. Todo este dilema se conoce como el problema del dinero faltante.

- ❖ Maniatis, G. I., & Milonas, N. T. (2022). The impact of wind and solar power generation on the level and volatility of wholesale electricity prices in Greece. *Energy Policy*, 170, 113243 [4].

Este artículo investiga el impacto de la generación renovable en el nivel de volatilidad de los precios mayoristas de electricidad del mercado griego del año 2012 al año 2018. La investigación fue llevada a cabo utilizando un modelo GARCH-in-Mean que mide la relación riesgo-retorno, en este caso adaptado para medir la relación entre la generación de energías renovables y los precios mayoristas. Los resultados indican que la energía eólica tiene un mayor impacto en la reducción de precios, es decir, efecto de orden de mérito. Pese al efecto de orden de mérito de la energía eólica puede aumentar la volatilidad de los precios. Mientras que la energía solar tiende a disminuir la volatilidad de los precios.

En términos generales, este artículo nos sugiere que la composición de la matriz energética y la estructura de mercado tienen un impacto en el comportamiento del precio de electricidad. Actualmente, con el aumento de penetración de energías renovables variables se observa un menor precio promedio, una mayor volatilidad y frecuencia de precios ceros. La problemática del aumento de la volatilidad se debe a la dependencia climática de la generación y provoca desincentivos de inversión en infraestructura necesaria para asegurar un suministro seguro y sostenible.

1.3.3 Beneficio de las opciones financieras

- ❖ Arrien, O. U., Andres, M. V., & Cavada, M. O. (2014). Análisis del Riesgo del Mercado Eléctrico Español para una Empresa Industrial. *DYNA*, 90(3), 314-323 [5].

El presente paper realiza un análisis de los riesgos financieros que enfrentan las empresas al negociar sus precios de electricidad. Principalmente, se abordan dos problemáticas de riesgo económico de las empresas industriales y decisión de cobertura en un mercado complejo, para ello se evalúan dos alternativas de coberturas para cubrir parte del consumo de una empresa. Se compara la cobertura mediante contratos de futuros y contratos de opciones de compra. Los modelos/herramientas para el cálculo fueron Método de Monte Carlo, *Value at Risk* (VaR) y Modelo de Black-Scholes. Los resultados indican que la cobertura mediante opciones ofrece una mayor protección y un mayor

control de la exposición al riesgo. Sin duda, controlar la exposición al riesgo es la mejor virtud de los contratos de opciones de compra, ya que la pérdida máxima que se puede obtener es el pago de la prima que se paga para adquirir el contrato. Otro resultado importante, pero que no se puede generalizar, es que realizar una cobertura con opciones resultó ser mucho más económica, que, la cobertura con contratos de futuros, pues el mercado exige garantías para la contratación de futuros. En concreto la empresa podría cubrir un tercio de su producción utilizando solo el 20% del capital necesario si se hubiera utilizado futuros. De este modo, la relevancia del presente paper es cuantificar los beneficios de las opciones financieras.

- ❖ Muñoz, N. (2017). Valoración de una Opción Call con Activo Subyacente Energía eléctrica para Cobertura de Riesgo en Sistema Eléctrico Colombiano. [Tesis de pregrado, Universidad de Los Andes, Colombia] [6].

El presente proyecto de memoria de título propone una valoración de opción de estilo americana en el mercado mayorista colombiano con la finalidad de cubrirse del riesgo de precios. Dado el contexto específico del sistema eléctrico colombiano se generaron escenarios de precios de electricidad considerando el fenómeno de El Niño. La metodología se compone de tres partes: Primero, se recolectaron los datos y se les aplicó modelos estocásticos de reversión a la media y de salto difuso. Segundo, se calculó el *payoff* y se simuló los precios para los próximos 5 años. Los resultados más relevantes son que las opciones financieras permiten a los generadores cambiar ingresos volátiles por rentas fijas. Segundo, el *payoff* se situó en torno a los 100 \$/kWh. Y tercero, se espera un valor de energía promedio de 230 \$/kWh y valores extremos cercanos a 1000 \$/kWh.

La relevancia radica en que explica cómo los contratos de opciones permiten a los generadores obtener una remuneración fija mediante la prima y, al mismo tiempo, tienen la oportunidad de recibir ingresos variables basados en el precio de ejercicio. Esto proporciona flexibilidad, estabilidad, cobertura y seguridad financiera a los participantes del mercado.

1.3.4 *Discusión de artículos revisados*

Los artículos revisados sugieren cuatro desafíos que enfrentan los participantes del mercado mayorista chileno. Primero, incertidumbre sobre el modelo de mercado mayorista chileno debido a las modificaciones planteadas para pasar del actual mercado chileno basado en costos auditados a un mercado basado en ofertas. Segundo, la incorporación y supervivencia de nuevos participantes al mercado mayorista, como por ejemplo el comercializador, agregadores y/o grandes clientes. Tercero,

la insuficiencia de ingresos y desincentivos a la inversión producto del efecto de orden de mérito, lo que se conoce como problema del dinero faltante. Cuarto, la alta volatilidad de los precios de electricidad, lo que es un problema inherente de los participantes del mercado mayorista de electricidad y fomentado por generación renovable variable.

Una solución potencial son los contratos de opciones, ya que permite mitigar la incertidumbre del modelo de mercado elegido para el futuro debido a que la forma de liquidación de los contratos de opciones no depende del modelo de mercado elegido. La negociación de opciones además proporciona una alternativa de negociación para los nuevos participantes y así asegurar su supervivencia en el mercado. Por otro lado, si los contratos de opciones financieras son negociados y concretados tempranos en la vida de un proyecto pueden asegurar los ingresos y lo que a su vez fomentará la inversión. Finalmente, las opciones funcionan como cobertura frente al riesgo de precio de electricidad permitiéndoles a los participantes medir su exposición al riesgo.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo de valoración de opciones de compra en el mercado de la energía chileno, utilizando modelos estocásticos.



1.4.2 Objetivos específicos

- Investigar el estado del arte de los contratos de opciones aplicados a los mercados de energía.
- Determinar la aplicabilidad y el rendimiento de los modelos estocásticos para el cálculo de opciones en el mercado chileno.
- Comparar el uso de distintos valores presentes del activo subyacente. Es decir, comparar los precios medios de mercados con los costos marginales promedios.
- Investigar y determinar el tipo de contrato de opciones para el mercado chileno de la energía.

1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES

Las limitaciones asumidas en el desarrollo del trabajo son las siguientes:

- El precio actual del activo subyacente, es decir, los costos marginales son los publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional y los precios medios de mercado son los publicados por la Comisión Nacional de Energía.
- La tasa libre de riesgo será la Tasa de Interés de Bonos en pesos publicados por el Banco Central de Chile. Además, la tasa libre de riesgo se mantiene constante para todo el período de estudio.
- Se considera que la volatilidad permanece constante a lo largo del período de estudio.
- El precio futuro del activo subyacente es obtenido por el informe Estudio de Seguridad de Abastecimiento emitido por el Coordinador Eléctrico Nacional.
- Desde 2019, se encuentra disponible un reporte anual del costo marginal por barra. Producto del inicio del horario de invierno, los reportes incluyen un día con 25 horas. Esta hora adicional se excluye de los cálculos.
- Se analiza el Sistema Eléctrico Nacional que es el sistema eléctrico más grande en Chile con un 99,4% de capacidad instalada, esto por sobre el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA), Magallanes (SEM) y otros. Además, en SEA y SEM, la estructura de tarifas se basa en la determinación de costos medios por cada segmento (generación, transmisión, distribución) y el suministro se realiza principalmente mediante monopolio regulado [7].
- El 21 de noviembre de 2017 se interconecta el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC) formando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) [8]. Por lo tanto, el período de análisis comprende los años 2018-2023, con el objetivo que los datos históricos de costo marginal reflejen las condiciones actuales del sistema y del mercado eléctrico.
- Se considera el dólar estadounidense como moneda de referencia, ya que es la moneda comúnmente utilizada en contratos de energía en el país.
- Cuando el resultado de la opción de compra resulte cero, ya sea por motivo de proyección o precio spot, se fija el valor de la opción de compra en 1 USD. Adicionalmente, un valor máximo para la prima limitado al 30% del precio spot.

1.6. TEMARIO

El presente documento está organizado en 6 capítulos. En el capítulo 2 se describe el funcionamiento de las opciones financieras teóricamente, y explica como son utilizadas en el contexto de los mercados de energía. El capítulo 3 tiene por objetivo explicar el contexto nacional y las alternativas de comercialización de energía. El capítulo 4 se describe la metodología y las consideraciones necesarias para el cálculo de las opciones financieras en el mercado de la energía chileno mediante el modelo de Black-Scholes. En el capítulo 5 se presentan y discuten los resultados del modelo. Por último, en el capítulo 6 se desarrollan las conclusiones del trabajo y se proponen trabajos futuros que complementan lo desarrollado en la presente memoria de título.



2. CONTRATO DE OPCIONES

El objetivo de este capítulo es entender la necesidad que tienen los participantes del mercado eléctrico de cubrirse del riesgo de precio, definir los contratos de opción desde una perspectiva teórica, explicar modelos de cálculo de volatilidad y de valoración de opciones. Por lo tanto, el capítulo parte explicando como la liberalización del sector eléctrico introduce al sector una entidad encargada de determinar el precio de la electricidad lo que provoca que existan factores endógenos y exógenos que influyen en la conformación y el comportamiento del precio. El capítulo continúa describiendo las distintas alternativas de mitigación de riesgo, específicamente los tipos de contratos financieros. Para luego, describir en profundidad las opciones financieras, tanto la teoría, tipos de opciones, y modelos de valoración de opciones. Dada la complejidad del problema de cálculo de volatilidad, el capítulo se finaliza definiendo y enumerando los distintos métodos de modelado de volatilidad.

2.1. ESTRUCTURA DE MERCADO

A lo largo de los años, los mercados eléctricos pasaron de una estructura de mercados regulados a mercados desregulados. En los mercados regulados se considera al sector energético como una industria integrada verticalmente y compuesta por sectores de generación, transmisión y distribución, normalmente administrados por una misma compañía. Estas actividades son consideradas como un monopolio natural y en este marco, las autoridades fijan los precios basándose en los costos de producción, de esta forma no existe riesgo de precio para los participantes del mercado. Sin embargo, a largo plazo esta estructura de mercado no permite a los consumidores beneficiarse de precios competitivos, ni a los productores reflejar los costos de oportunidad.

Los avances tecnológicos y una deficiente administración pública motivaron la liberalización del sector eléctrico. Es así como nace el proceso de liberalización del sector eléctrico, donde cada país adoptó ideologías distintas. En Europa la ideología del *Laissez-Faire*, en América del Norte un enfoque centralizado y en América del Sur un enfoque muy centralizado, que justificado por la dependencia hídrica optaron por enfoques basados en costos auditados y costo marginal centralizado. Independientemente del enfoque, el proceso de liberalización se caracterizó por:

- La desintegración vertical de las compañías eléctricas y separación de roles de: generación, transmisión, distribución y comercialización.
- La competencia en el sector de generación y, en algunos casos, también en la comercialización de electricidad.

- La creación de mercado de electricidad.
- Desarrollo de instituciones, reglamentos, normas y leyes encargadas de regular el comportamiento en el sector eléctrico.

El punto más importante es la creación de un mercado de electricidad, que introduce competencia al sector eléctrico por medio de una institución que establece el precio de la electricidad. Dado que la electricidad no se almacena de manera significativa obliga a la oferta y la demanda a estar en equilibrio constante [9]. Este equilibrio implica que los precios de electricidad sean sensibles a las condiciones propias del sistema eléctrico como también a factores externos.

2.2. COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

El objetivo es comprender los diversos factores que influyen en la volatilidad de los precios. En los mercados liberados el comportamiento del precio de la electricidad está influenciado por factores que afectan el comportamiento a corto, mediano y largo plazo. Al ser tantos factores es difícil establecer una relación lineal con algunos de ellos. Pese a la dificultad, se siguen realizando esfuerzos para comprender la conformación y el comportamiento de los precios de la electricidad, pues es la base para la valoración y la gestión del riesgo por parte de los inversores. A continuación, se procede a describir algunos factores relevantes.



2.2.1 Factores propios del mercado

A. Demanda eléctrica

La demanda eléctrica se refiere a la cantidad de energía requerida por los consumidores finales. El comportamiento de la demanda viene determinado por condiciones meteorológicas, la actividad económica, la actividad residencial y eventos sociales. Por lo tanto, es posible observar estacionalidad; intradiaria, diaria [10], semanal, mensual y estacional en los precios de electricidad. Por ejemplo, en los últimos años, la demanda residencial de países en desarrollo ha experimentado un crecimiento en sus ingresos medios, el aumento de ingresos ha impulsado la electrificación de servicios, como transporte, calefacción y refrigeración, los que normalmente dependían de gasolina, diésel, gas o leña. Si sumamos la insensibilidad de la demanda residencial ante las fluctuaciones de precio y las restricciones técnicas y una mayor demanda de calefacción o refrigeración provocada por temperaturas extremas, esto resulta en precios de electricidad sensibles a los cambios de clima y nivel de ingresos que perciba la demanda [11], [12]. Este ejemplo refleja lo complejo que es el comportamiento de la demanda y su respuesta ante los cambios de clima y nivel de ingresos.

B. La oferta eléctrica

La oferta eléctrica se refiere a la cantidad y diversidad de energía que los generadores están dispuestos a producir y suministrar al sistema con el fin de satisfacer la demanda en un determinado momento. El desarrollo de la composición de oferta varía dependiendo de las condiciones ambientales, económicas y regulatorias de cada país, región o sistema. De este modo, el precio de electricidad depende de la tecnología con que se produce la energía eléctrica. La generación puede estar compuesta por generación renovable o no renovable siendo la generación renovable mucho más económica que la generación convencional. Entre las alternativas renovables están hidroeléctrica, solar, eólica, biomasa o geotérmica. Por otro lado, la generación no renovable incluye carbón, diésel y gas natural.

C. Poder de mercado

La noción de poder de mercado se refiere a la capacidad de una empresa para alterar los precios de mercado alejándolos de sus niveles competitivos y obtener beneficios de ello. Hay que discernir, poseer poder de mercado no representa una acción anticompetitiva, ejercer poder de mercado sí. De este modo los precios de electricidad asumen un riesgo de ejercicio de poder de mercado por parte de los participantes, y de la capacidad del ente regulador de predecir, fiscalizar y sancionar estas malas prácticas. Además, ciertos problemas de mercado que surgen de características específicas de la electricidad, como la respuesta limitada a la demanda, las limitaciones de tiempo y volumen y las barreras regulatorias de entrada, hacen que el ejercicio del poder de mercado en los mercados de electricidad sea particularmente probable y su detección extremadamente difícil. Algunas estrategias para ejercer el poder de mercado son: retención de capacidad de generación (física o económica); aprovechar o provocar líneas de transmisión congestionadas para aumentar el precio en una determinada zona; manipular la rampa de aumento para mantenerse en producción [13]. Profundizando en la retención de capacidad, la idea es aprovechar una interrupción de suministro, ya sea por un mantenimiento programado o no, para provocar brechas en el suministro de electricidad afectando los precios. En Chile, el coordinador monitorea la competencia de todo el sector eléctrico y publica un informe anual con los resultados. En el caso de la generación se enfoca en estudiar: retención de capacidad; si la declaración de precios de combustibles se corresponde con los valores de mercado; cotas y afluentes de embalses; posición excedentaria o deficitaria de las empresas [14].

D. *Precio de combustibles*

La cantidad y el costo de los combustibles impactan notoriamente en los sistemas eléctricos especialmente en sistemas que dependen de fuentes no renovables. Por ejemplo, en Chile el 2023 los combustibles fósiles marcaron el costo marginal en un 47% y en un 49% del tiempo en la barra Crucero y Quillota, respectivamente. Mientras que las energías renovables de costo marginal cero marcaron el costo marginal un 37% y 30% del tiempo en la barra Crucero y Quillota, respectivamente [14]. Otro ejemplo, el 2021 en la Unión Europea la mayor parte de la generación emanó de energías renovables (aproximadamente un 42% del año), sin embargo, son los combustibles fósiles los que fijaron el precio en un 58% del tiempo [15]. Tal es el caso del gas natural, la transición energética ha convertido al gas natural en el principal factor determinante del precio de la electricidad en Europa y esto se justifica por la flexibilidad que otorga al sistema favoreciendo la incorporación de generación de energías renovables variables. Sin embargo, dado que el almacenar y transportar gas es más caro que el petróleo y el carbón, los mercados de gas natural son menos líquidos y más volátiles. Por lo tanto, los participantes de los mercados eléctricos están expuestos al riesgo de precios del combustible fósil que margine el sistema [15].

E. *Los recursos naturales y factores meteorológicos*

Mientras más dependiente es el sistema eléctrico de la generación renovable, mayor relación recurso natural-precio existe. Lamentablemente, la generación renovable es inherentemente variable dada su dependencia de factores climáticos lo que provoca menores precios, pero más volátiles.

Por ejemplo, la incertidumbre en la producción de energía eólica impacta en el precio pronosticado, ya que cuando se produce más energía de lo pronosticado, las plantas de energía eólica están dispuestas a vender más electricidad en el mercado, lo que hará bajar el precio. Si las plantas eólicas generan menos de lo pronosticado, deberán comprar energía en mercado spot para cumplir con sus contratos (o planes de producción para el mercado de ofertas). La incertidumbre de producción de electricidad se transfiere a otras tecnologías, ya que estas deberán corregir las diferencias entre la demanda y oferta que se generen [16], [17]. Por lo tanto, los mercados con una alta participación eólica estarán expuestos a riesgo de precio y volumen para todos los participantes del mercado [17]. Estos resultados son válidos para la generación solar.

Otro ejemplo, es lo que sucede con la generación hidroeléctrica y los precios de electricidad. La generación de energía hidroeléctrica depende en gran medida de la cantidad de agua disponible en los embalses, esta cantidad es incierta debido a los cambios de los patrones de precipitación,

derretimiento de los hielos y otros factores relacionados con el clima [11]. Las fluctuaciones en la disponibilidad de agua pueden conducir a la variabilidad de la producción de energía hidroeléctrica, lo que influye en consecuencia en los precios de la electricidad. Por eso, en algunos países como Suecia y Noruega, donde las centrales hidroeléctricas fijan el precio de la electricidad casi todo el año, suelen aplicar el concepto de “valor del agua”, que refleja el valor del agua en el embalse y su costo de oportunidad [15].

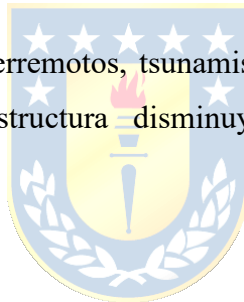
2.2.2 Factores externos al mercado

A. Salud pública mundial

Como la pandemia de COVID-19 que en 2020 indujo una disminución en la demanda industrial y la producción económica, provocando movimientos significativos de precios y una mayor volatilidad en los mercados de corto plazo [10].

B. Desastres naturales

Los desastres naturales como terremotos, tsunamis, huracanes, inundaciones que al no ser predecibles y destruyendo la infraestructura disminuyen la actividad industrial generando incertidumbre en el precio.



C. Conflictos geopolíticos

Los conflictos geopolíticos entre países importadores y exportadores de combustibles, para la generación de energía es otro factor que afecta al precio de electricidad. Un ejemplo claro de esto fue lo ocurrido con el incumplimiento de los compromisos internacionales por Argentina, que en 2004 deja de suministrar gas natural licuado a Chile provocando un aumento económico para las empresas eléctricas que eran el principal consumidor de gas. Lo que obligó a depender de fuentes de generación como carbón y petróleo naturalmente a un mayor precio de electricidad [18]. Un ejemplo actual es la guerra de Rusia con Ucrania, que implicó indisponibilidad de gas natural para varios países de la Unión Europea. Esto llevó a recurrir a fuentes de generación a carbón incrementando los precios de electricidad en los mercados de corto plazo [15].

2.2.3 Factores producto de ERV

A. Efecto intermitencia versus efecto orden de mérito

El panorama actual de los mercados mayoristas de electricidad es, que está experimentando una rápida transformación debido a la creciente participación de fuentes de energía renovables variables (ERV). La generación a partir de fuentes de energía renovable variable es inherentemente intermitente debido a su dependencia de factores naturales, como la irradiancia y la velocidad del viento [19]. Está comprobado que, dependiendo de la composición de la matriz energética, existe un umbral de temperatura, irradiancia, precipitación y velocidad que al superarse aumentan o decrecen los precios de electricidad, exhibiendo una no linealidad de la relación precio y variable climática [20]. Además, de factores como humedad relativa y nivel de embalse.

El impacto de la generación intermitente en el mercado mayorista está gobernado por dos fuerzas contrarias. En primer lugar, el efecto de orden de mérito que indica que a medida que la generación renovable variable aumente su participación existe una reducción de precio y volatilidad. En segundo lugar, el efecto intermitencia, las energías renovables variables tienen preferencia en el despacho, esto provoca que la curva de oferta se desplace estocásticamente reflejando una dependencia climática, generando un aumento de la volatilidad de los precios [4]. En resumen, la incorporación de estas tecnologías trajo una disminución promedio del precio [9], [15], [21], pero un aumento en la volatilidad del precio de la electricidad y riesgo para los inversores [19], [22]. Inclusive se han planteado cambios en la actividad comercial ya que es más fiable predecir la generación más cerca del período de entrega, llegando a considerar mercados más cercanos al mercado de ajuste como referencia para la gestión de riesgos.

B. Falta de flexibilidad

En general, la falta de flexibilidad no es un tema reciente. La capacidad limitada para almacenar energía y la demanda en gran medida inelástica implican que cualquier desequilibrio se ve compensado por productores de energía no intermitentes, en su mayoría basados en combustibles, que proporcionan la flexibilidad necesaria para equilibrar el sistema y como consecuencia el precio en los mercados spot y futuros es altamente volátil [9]. Se espera que se masifiquen otros agentes flexibilizadores ambientalmente más amigables como, almacenamiento energético, gestión de la demanda residencial, gestión de carga de vehículos eléctricos, tarifas dinámicas para los consumidores, generación renovable en el sector residencial e inclusive interconexión de sistemas.

Sin duda la masificación del almacenamiento es el hito más esperado debido a que permite mejorar los tiempos de respuesta para equilibrar la oferta y demanda aprovechando a su vez los bloques de exceso de generación renovable y su eventual inyección de energía en bloques horarios con déficit de generación renovable.

2.3. DERIVADOS FINANCIEROS PARA GESTIÓN DE RIESGO

En los capítulos anteriores se muestra como el proceso de desregulación del sector eléctrico supuso la creación de un mercado de electricidad, y que, por tanto, introduce elementos de competencia, como una institución encargada de establecer el precio de electricidad. También, observamos la gran cantidad de factores que influyen en el precio de electricidad y provocan que sea altamente volátil generando incertidumbre y riesgo económico en el sector. Por lo tanto, la desregulación introdujo en los mercados eléctricos problemáticas típicas de los mercados financieros, tales como la gestión del riesgo, el uso de contratos derivados y la valoración de contratos. A continuación, se describen las alternativas de comercialización y los distintos contratos financieros que tienen los participantes para gestionar/ mitigar los riesgos de precio de la electricidad.

2.3.1 Gestión del riesgo en el mercado eléctrico

En el contexto de la desregulación, los participantes del mercado de electricidad pueden comercializar energía de tres formas distintas. La primera alternativa es comprar/vender directamente en el mercado spot a precio que la entidad calcule y, por tanto, expuesto al riesgo, ya que, si las generadoras venden toda su energía en el mercado spot se exponen a no ser despachados y no percibir ingresos. De esta manera llegamos a dos alternativas de comercialización presente en los mercados eléctricos y utilizadas para mitigación de riesgos, los contratos bilaterales y los derivados. Las posibilidades de comercialización de los contratos (bilaterales o derivados) son generador-generador; generador-cliente libre; generador-comercializador.

Los contratos bilaterales de largo plazo son contratos realizados con años de antelación y por un período prolongado (usualmente de 5 a 20 años), donde son los participantes que determinan las condiciones de los contratos. En términos financieros, esta alternativa de comercialización se conoce como mercados extrabursátiles u *over the counter* (OTC). Esta alternativa de comercialización también tiene su riesgo, ya que, si empresas generadoras que vendan energía en contratos bilaterales a precio fijo se exponen a riesgos de incremento de precios en mercado spot, por encima del precio fijo de sus contratos teniendo que hacerse cargo de la diferencia, es decir, pérdidas económicas.

Además, actualmente las empresas generadoras se enfrentan al problema del dinero faltante, la estructura de mercado actual provoca una brecha entre los ingresos netos producidos por la participación en el mercado y los costos fijos de invertir en nueva capacidad. Por lo tanto, un riesgo de ingreso [23], [24]. Por otro lado, las comercializadoras (distribuidoras en Chile), si compran su energía en el mercado spot, comprarán a precio volátil y venderán a precio fijo exponiéndose a riesgo de precio. Lo mismo ocurre con los grandes clientes si desean participar directamente del pool.

Y, la tercera forma de comercialización depende de la existencia de un mercado estandarizado de contratos o mercado financiero de derivados. Los mercados estandarizados ofrecen contratos financieros derivados para la gestión del riesgo. En el caso específico del mercado eléctrico que considera la energía como un *commodity*, esta alternativa de comercialización se conoce como mercado de derivados energéticos o mercado de derivados. Esta estrategia de comercialización permite mitigar el riesgo de precio. A cambio se debe realizar un pago previo o demostrar liquidez mediante una cantidad de dinero, esto depende del tipo de derivado que se elija.

2.3.2 Derivados financieros

Un derivado es un instrumento financiero cuyo valor depende de (o deriva de) la evolución del precio de otro activo más básico, que se denomina activo subyacente [25]. Estos activos subyacentes pueden ser acciones, bonos, tipos de interés, materias primas y en el caso del mercado eléctrico el activo subyacente es el precio spot de electricidad. En un contrato financiero se fijan todos los detalles de la contratación cuando se cierra el acuerdo, a excepción del intercambio efectivo, que se retrasa a un momento futuro. Los derivados financieros ofrecen varias ventajas en los mercados modernos, por ejemplo, la cobertura de riesgos, gestión de capital y eficiencia de los mercados financieros. El comercio de derivados se realiza en mercados organizados o no organizados. Algunas de las estrategias de uso de derivados son:

- Cobertura: En esta estrategia se utilizan derivados financieros para reducir el riesgo de precios del mercado.
- Especulación: En esta estrategia los derivados financieros son utilizados para apostar acerca de la dirección futura de un mercado.
- Arbitraje: Una estrategia de negociación que aprovecha las diferencias de precios entre dos o más valores.

En la actualidad, existe una gran cantidad de contratos financieros, la elección dependerá de la exposición al riesgo que desee implementar la empresa (generadora, comercializadora o cliente). A

continuación, se definen los principales tipos de contratos financieros y cómo son utilizados en el sector eléctrico:

A. Contratos por Diferencias (CfD)

Los Contratos por Diferencias son contratos entre un inversor y una entidad financiera que acuerdan intercambiarse la diferencia entre el precio de compra y el precio de venta de un determinado activo subyacente [26]. Generalmente su liquidación es al vencimiento del contrato y se emplea para especulación y mitigación de riesgos para los inversores. La introducción de los contratos por diferencias en los mercados de electricidad se produce en 2014 en Reino Unido, posteriormente se suman países como Dinamarca, Grecia, Hungría, Polonia, Australia, Canadá e Irlanda. En la mayoría de los casos, se utiliza el precio spot como activo subyacente y se aplica el pago solo a la electricidad realmente producida. Notar que, para los generadores los contratos a plazos desarrollados en los mercados de electricidad son en esencia contratos por diferencias entre el precio spot y el precio a plazo [27]. Actualmente, los CfD en los mercados de electricidad presentan tres problemas. En primer lugar, la producción y olvido. En segundo lugar, los CfD distorsionan el mercado spot. En tercer lugar, abordan riesgo de precio, pero no el riesgo de volumen. Las consecuencias de estos problemas son: no existe incentivo para la inversión en generación especialmente la energía renovable, ni para programar mantenimiento de generadores, ni para aumentar la producción en horas de precios altos, pero si cuando los precios de la electricidad son bajos. La solución radica en contratos por diferencias más avanzados o usar otro mecanismo de cobertura [27].

B. Futuros

Un contrato de futuros es un acuerdo entre dos partes para comprar o vender un activo en un momento determinado en el futuro por un precio específico. Estos contratos se negocian en bolsas estandarizadas. El término estandarizados quiere decir que las reglas, cantidades, calidades y fechas de entregas de los contratos están predefinidas [25]. En los mercados de electricidad, la parte vendedora asume la obligación total de entregar la cantidad acordada de electricidad a cambio de un pago fijo realizado por el comprador. El contrato se liquida financieramente y el horizonte temporal de los contratos puede ser diario, semanal, mensual, trimestral o anual. También, existe un tamaño mínimo de precio y volumen del contrato. Destacando que el riesgo lo asume principalmente la parte vendedora, ya que éste deberá comprar en el mercado spot la cantidad de energía necesaria para cumplir el contrato [28].

C. *Forward*

Los contratos *forward* tienen las mismas características que los contratos de futuros, con la diferencia que los contratos *forward* se realizan en el mercado OTC. La comercialización OTC quiere decir que los términos y condiciones del contrato son acordados entre las partes, sin la participación de un mercado formal o cámara de compensación que aporta garantía al contrato en caso de incumplimiento. Se usa principalmente como una cobertura personalizada. Este tipo de contratos ofrece una cobertura adecuada a unidades de generación térmica contra la incertidumbre del precio spot. La capacidad de control de la producción de generación evita la compra de energía en los mercados spot a niveles no deseados para cumplir con la obligación de entrega del contrato [28].

D. *Swaps*

Un contrato *swaps*, las partes se comprometen a intercambiar flujos monetarios en una fecha futura determinada según las reglas que han establecido en el contrato [26]. Generalmente, tienen su horizonte temporal a largo plazo con liquidaciones periódicas (mensual, trimestral, anual) y su negociación es OTC. En los mercados de derivados se utilizan para cobertura de precios de las materias primas y especulación. La razón de su comercialización es reducir costos de financiación de proyectos y su riesgo es la falta de garantía de una de las partes [5].

E. *Opciones*

Una opción es un tipo de instrumento financiero que proporciona al propietario de la opción el derecho, pero no la obligación, de comprar o vender un activo subyacente en algún momento determinado en el futuro. Se negocian en mercados organizados u OTC. Los usos de las opciones son cobertura, especulación y gestión de riesgos [25]. En el mercado eléctrico una opción puede ejercerse física o financieramente. Los contratos de opciones son uno de los contratos más adquiridos por generadores renovables variables para cubrir la cantidad de energía comprometida en los contratos de suministro, permitiendo mitigar el riesgo de precio y volumen [28].

2.4. OPCIONES FINANCIERAS

Dentro del universo de posibilidades de contratos financieros aplicados al mercado eléctrico, existen las opciones financieras. A continuación, se describen las bases teóricas de las opciones financieras, los distintos tipos de opciones y los principales modelos de valoración de opciones de compra.

2.4.1 Opciones financieras

Una opción es un contrato que supone un derecho para el comprador y una obligación para el vendedor, y por el que se acuerda comprar o vender el activo subyacente en un plazo marcado a un precio convenido de antemano (precio de ejercicio). El precio de la opción, que se denomina prima, es la cantidad que el comprador paga por obtener ese derecho. El precio de ejercicio o *Strike Price*; la fecha en el contrato se conoce como la fecha de expiración o vencimiento [25]. Llegado el vencimiento, al comprador puede interesarle o no ejercer esa opción de compra, en función de la diferencia entre el precio convenido y el precio que en ese momento tenga el activo subyacente [26]. Las opciones se negocian tanto en bolsa como en el mercado OTC. Existen dos tipos de opciones, opciones de compra y opciones de venta.

Una opción de compra (*call option*) le otorga al titular el derecho de comprar el activo subyacente antes de una fecha determinada por un precio específico. En el mercado eléctrico son especialmente útiles para escenarios de déficit de energía (con respecto a los contratos de suministro) y un precio spot superior al precio de ejercicio de la opción de compra, se “ejerce” el derecho a comprar la cantidad acordada de energía a un nivel de precio fijo que resulta en un pago positivo, cubriendo el déficit financiero en el mercado spot; de lo contrario, para escenarios de precio spot por debajo del precio de ejercicio y desequilibrio físico negativo, no hay ventaja en ejercer la opción de compra, ya que la energía se puede comprar a un precio bajo en el mercado spot [28].

Una opción de venta (*put option*) le otorga al titular el derecho de vender el activo subyacente antes de una fecha determinada por un precio específico. Proporcionan una cobertura financiera adecuada en el caso de un exceso de producción de generadoras renovables intermitentes con respecto a la necesidad de entrega física relacionada con los contratos de suministro. Por ejemplo, para escenarios de exceso de energía (con respecto a la obligación de entrega del suministro) y un nivel de precio spot bajo, se “ejerce” el derecho de vender la cantidad de energía pactada al precio de ejercicio, lo que lleva a una mayor remuneración en comparación con la liquidación en el mercado spot, promoviendo así un cierto nivel de ingresos; en caso contrario, para escenarios de exceso de energía y un nivel de precio spot alto, la opción de venta no se ejerce y la liquidación del excedente de energía se realiza al nivel de precio justo [28].

El uso de los contratos de opciones de electricidad ya sea de manera individual o acompañado con contratos de futuros, proporciona flexibilidad. En algunos mercados financieros de electricidad, el operador del mercado estima un precio de prima para cada precio de ejercicio predefinido basándose en los datos históricos de los precios de la electricidad, y lo anuncia a los participantes del mercado

de opciones para ayudarlos a presentar precios de prima más adecuados en el mercado de opciones [29]. Este proceso se denomina fijación de precios de opciones. El cálculo del precio de la opción por parte del operador del mercado no es parte del proceso de licitación, sino que sirve para proporcionar un precio de prima de cotización adecuado para los participantes del mercado. Los participantes del mercado de opciones pueden estimar los precios de las opciones ellos mismos para presentar ofertas adecuadas en el mercado de opciones. En los mercados estandarizados, los contratos de financieros de opciones de electricidad con vencimiento corto suelen ser las más negociadas. Las opciones trimestrales son más negociadas que las opciones anuales, ésto porque mientras más corto sea el contrato de futuros, con mayor precisión podrá apuntar al marco temporal que se va a cubrir. Además, la actividad comercial en opciones de electricidad no aumenta hacia el vencimiento [30]. Por otro lado, los mercados OTC son los preferidos por los participantes del mercado, ya que presentan mayores volúmenes de negociación y su contratación puede ejercerse sin la necesidad del mercado estandarizado.

2.4.2 Tipos de opciones

Dependiendo del tipo de liquidación existen dos tipos de opciones. Las opciones tradicionales o estándares, como lo son las opciones europeas y americanas. Por otro lado, tenemos las opciones exóticas que presentan estructuras distintas a las tradicionales. Estas pueden diferir en la forma de pago, precio de ejercicio y fecha de vencimiento. En general, las opciones exóticas tienen lugar principalmente en el mercado de derivados OTC.

Opciones estándar

- Opciones europeas: Una opción que puede ejercerse solamente en su fecha de vencimiento.
- Opciones americanas: En las opciones el tenedor del valor puede elegir el momento de ejercicio.

Opciones exóticas

- Opciones asiáticas: Son opciones cuyos pagos dependen del precio medio del activo subyacente durante al menos una parte de la vida de la opción. Los beneficios de utilizar las opciones asiáticas son diversos, algunos de ellos son que los precios de las opciones son generalmente más baratos y están menos expuestos al impacto de la volatilidad que las opciones tradicionales [31]. Además, ayuda a protegerse contra fluctuaciones de precios y de un precio sesgado por poder de mercado en el momento de liquidación del contrato [32].

- Opciones bermudas: Este tipo de opción es intermedia entre las opciones europeas y americanas, en el sentido que pueden ser ejercidas en momentos determinados durante la vida útil de la opción. Esto se ve reflejado en el precio de las opciones, ya que a medida que aumenta el número de oportunidades de ejercer la opción aumenta el precio de la opción bermuda y se aproxima cada vez más al valor de las opciones americanas. Por este mismo motivo, el precio de las opciones americanas se calcula fijando el precio de una opción bermuda [33].
- Opciones barreras: La característica de este tipo de opciones es que la posibilidad de ser ejercidas depende, si el precio del activo subyacente alcanza o no la barrera durante la vida útil de la opción. Se negocian de manera regular diferentes opciones barreras en el mercado OTC. Existen dos tipos principales de opciones barreras. El primer tipo de opción barrera se denomina *Knock-In Call Options*, donde los derechos asociados con esa opción solo se activan cuando el precio del activo subyacente alcanza una barrera específica durante la vida de la opción. Los precios de las opciones *Knock-in* son generalmente más baratos que los contratos sin barrera, pero conllevan un riesgo mayor debido a que si el precio no alcanza la barrera el inversor no ganará nada. El segundo tipo de opciones se denomina *Knock-Out Call Options*, en este caso el contrato se desactiva si el precio alcanza la barrera. Las opciones *Knock-out* se pueden elegir para cubrir los riesgos y ahorrar dinero cuando la volatilidad es baja. [34].
- Opciones *swing*: Son opciones que dan al tenedor cierta flexibilidad para seleccionar los tiempos o cantidades de ejercicio. Un contrato de servicio interrumpible que especifica el precio de ejercicio y un número total de MWh que se pueden interrumpir dentro de un mes a discreción del proveedor o cuando el precio spot excede el precio de ejercicio [35].
- Opciones de compra *spark spread*: Son opciones sobre la diferencia de precio entre el precio spot de la electricidad y el precio spot ajustado a la tasa de calor del gas natural. Las opciones *spark spread* son instrumentos útiles para negociar el riesgo de inversión y el riesgo de escasez de capacidad entre productores y consumidores y se pueden utilizar para la valoración de activos de generación [36].

Con la finalidad de no dificultar la lectura, no se consideran las definiciones de más opciones exóticas, como: *packages*, opciones americanas no estándar, opciones de inicio aplazado, opciones compuestas, opciones *chooser*, opciones digitales, warrants, opciones *lookback*, opción llamada, opciones para el intercambio de activos, opción arcoíris, opción Boston, opción flexible, entre muchas otras. Destacando con este listado la versatilidad que tienen las opciones en los mercados de financieros y energéticos.

2.4.3 Teoría de las opciones financieras

La teoría de las opciones exóticas presenta una gran diversidad y, en muchos casos, sus principios derivan de los fundamentos de las opciones tradicionales. Por lo tanto, el análisis se centra en la teoría de las opciones tradicionales, particularmente, en la posición, los factores determinantes de precios, paridad *put-call* y la volatilidad.

A. Posición y *payoff* de opciones

En cada contrato de opciones hay dos partes. El comprador de la opción adquiere una posición larga y en la otra parte el vendedor/emisor toma una posición corta [25]. De modo, que hay cuatro posiciones posibles:

- Compradores de opciones de compra, esto se conoce como posición larga en una opción de compra.
- Compradores de opciones de venta, esto se conoce como posición larga en una opción de venta.
- Vendedores de opciones de compra, esto se conoce como posición corta en una opción de compra.
- Vendedores de opciones de venta, esto se conoce como posición corta en una opción de venta.

La posición caracteriza el *payoff* o pago al vencimiento para el inversor. Hay que destacar que el cálculo del *payoff* no considera el costo inicial de la opción. Ahora bien, si X es el precio de ejercicio y S_T es el precio del activo subyacente al momento del vencimiento, el pago por una posición larga en una opción de compra es,

$$\max(S_T - X, 0) \quad (2.1)$$

Para el caso de una posición corta en una opción de compra es

$$-\max(S_T - X, 0) = \min(X - S_T, 0) \quad (2.2)$$

Para el caso de una posición larga en una opción de venta es

$$\max(X - S_T, 0) \quad (2.3)$$

Para el caso de una posición corta en una opción de venta es

$$-\max(X - S_T, 0) = \min(S_T - X, 0) \quad (2.4)$$

B. *Factores determinantes de precios de las opciones*

Existen seis factores que determinan el precio de una opción: El precio actual, el precio de ejercicio, el tiempo hasta el vencimiento, la volatilidad del precio de las acciones, el tipo de interés libre de riesgo, los dividendos esperados durante la vida útil (estos no se presentan en los mercados de energía) [25]. A continuación, en la Tabla 2.1, podemos observar qué sucede con el precio de las opciones cuando uno de estos factores se incrementa mientras los otros permanecen fijos.

Tabla 2.1 Factores determinantes de precios

Variable	Opción Europea de compra	Opción Europea de venta	Opción Americana de compra	Opción Americana de venta
Precio de las acciones	+	-	+	-
Precio de ejercicio	-	+	-	+
Tiempo hasta el vencimiento	?	?	+	+
Volatilidad	+	+	+	+
Tipo de interés libre de riesgo	+	-	+	-
Dividendos	-	+	-	+

Nota. La Tabla 2.1 es adaptado a partir de [25].

C. *Paridad Put-Call*

La ecuación fundamental de las opciones europeas demuestra que el valor de una opción europea de compra con un cierto precio y fecha de ejercicio puede deducirse del valor de una opción europea de venta con el mismo precio y fecha de ejercicio, y viceversa. La paridad *put-call* se define según la siguiente ecuación:

$$C + Xe^{-rT} = P + S_0 \quad (2.5)$$

donde,

C es el valor de la opción de compra o prima de opción de compra,

X es el precio de ejercicio,

r es la tasa libre de riesgo,

T es el tiempo de vencimiento,

P es el valor de la opción de venta o prima de opción de venta y,

S_0 es el precio spot del activo subyacente al momento de establecer el contrato.

De no cumplirse esta relación existirá la oportunidad de arbitraje. Considerando que los mercados eficientes intentan reducir la oportunidad de arbitraje, ya que ofrece la oportunidad de obtener ganancias sin riesgo traspasando este riesgo a las estrategias de cobertura.

D. *Volatilidad en las opciones*

En un mercado de opciones la volatilidad es la velocidad que experimenta la variación del precio del activo subyacente en cuestión dando lugar a mercados de baja volatilidad o alta volatilidad dependiendo de si su precio se mueve con lentitud o rapidez, respectivamente. La importancia de esta variable radica en que el precio de las opciones es altamente sensible a variaciones de la volatilidad.

2.4.4 *Modelos de valoración de opciones*

A. *Modelo de Black-Scholes*

Es el modelo estocástico más utilizado en los mercados financieros para valorar precios de opciones financieras e inclusive es tomado como base para modelos de valoración de otro tipo de contratos derivados. Dado que se puede considerar que el precio de la electricidad obedece a un comportamiento log-normal [37], [38], la fórmula de Black-Scholes se puede utilizar para la fijación de precios de contratos de opciones en los mercados de electricidad. La fórmula de Black-Scholes se utiliza para calcular el valor teórico de las opciones de estilo europeo, utilizando el precio actual de una materia prima subyacente, el precio de ejercicio de la opción, las tasas de interés esperadas, el tiempo hasta el vencimiento y la volatilidad implícita o histórica [29].

Los supuestos del modelo de Black-Scholes son variados, pero sólidos. A continuación, se presenta un resumen de ellos:

- El movimiento browniano geométrico de los precios del activo subyacente.
- No existe costo de transacción o impuestos.
- No existen dividendos en efectivo sobre las acciones durante la vida útil de la opción.
- No hay oportunidades de arbitraje libres de riesgo.
- La negociación de valores financieros es continua.
- Los inversores pueden prestar o pedir prestado al mismo tipo de interés libre de riesgo.
- El tipo de interés libre de riesgo a corto plazo es constante.
- El tipo de opción es europea.
- La volatilidad se considera constante durante la vida útil de la opción.

Las fórmulas que gobiernan el modelo Black-Scholes para los precios de opciones europeas de compra y venta sobre activos que no pagan dividendos son [25]:

$$C = S_0 N(d_1) - X e^{-rT} N(d_2) \quad (2.6)$$

$$P = Xe^{-rT}N(-d_2) - S_0N(-d_1) \quad (2.7)$$

donde

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}} \quad (2.8)$$

$$d_2 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left(r - \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}} = d_1 - \sigma\sqrt{T} \quad (2.9)$$

donde,

C es el valor de la opción de compra o prima de opción de compra,

X es el precio de ejercicio,

r es la tasa libre de riesgo,

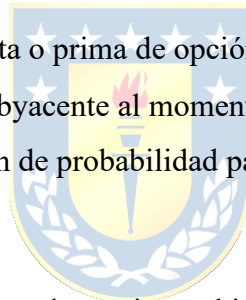
T es el tiempo de vencimiento,

σ es la volatilidad,

P es el valor de la opción de venta o prima de opción de venta,

S_0 es el precio spot del activo subyacente al momento de establecer el contrato y,

$N(x)$ es la función de distribución de probabilidad para una variable normal estandarizada.



B. *Modelo de Árbol Binomial*

El modelo de fijación de precios de opciones binomiales, desarrollado por Cox, Ross y Rubinstein en 1979, predice una distribución log-normal neutral al riesgo limitante para el precio del activo subyacente. Se representa mediante un esquema de dos o más posibles trayectorias multiplicativas en pasos discretos, que puede seguir el precio durante la vida útil de la opción. Si es el Árbol Binomial de un paso, las trayectorias son un valor en aumento y otro en disminución, donde para cada movimiento existe un valor de opción de compra (o de venta, si corresponde). Es ampliamente utilizado para valorar opciones americanas [25]. Los supuestos necesarios para aplicar el modelo binomial son los siguientes:

- Valoración neutral al riesgo.
- Que no haya oportunidad de arbitraje.
- El activo subyacente no paga dividendos o cualquier otro tipo de distribución de capital o beneficios.

- Ausencia de impuestos, costos de transacción o limitaciones operativas. Esta suposición implica mercados competitivos y perfectos.
- El tiempo está dividido discretamente en tiempos iguales.

Finalmente, el método de Cox, Ross y Rubinstein establece las siguientes fórmulas:

$$u = e^{\sigma^2 \sqrt{\delta T}} \quad (2.10)$$

$$d = \frac{1}{u} \quad (2.11)$$

$$p = \frac{e^{r\delta T} - d}{u - d} \quad (2.12)$$

donde,

$u-1$ es el incremento proporcional en el precio cuando el movimiento es hacia arriba,

$1 - d$ es el descenso proporcional cuando el movimiento es hacia abajo,

p es probabilidad neutral al riesgo,

σ es la volatilidad,

δT es la duración de cada período por N períodos, y

r es la tasa libre de riesgo.

Por lo tanto, considerando S_0 es el precio del activo subyacente y un valor de la opción de f . La generalización del modelo de árboles binomiales de un paso es la representada por la siguiente fórmula:

$$f = e^{rT} [pf_u + (1 - p)f_d] \quad (2.13)$$

donde,

f_u el beneficio bruto de la opción si el precio de sube hasta S_0u , y

f_d el beneficio bruto de la opción si el precio desciende hasta S_0d .

Se deben considerar las propiedades del modelo binomial. Primero, cuando el número de períodos aumenta se puede tratar cada período binomial por separado y se puede trabajar hacia atrás cada período hasta el principio para obtener el valor actual de la opción de compra/venta en el nodo inicial o bien, considerar la construcción de la fórmula para N períodos mediante el triángulo de pascal. Segundo, si se calculan opciones europeas se cumple que cuando N tiende a infinito el valor de opción tiende al valor determinado mediante el modelo de Black-Scholes.

C. Modelo de Monte Carlo

El método de Monte Carlo se basa en la teoría de probabilidad y método estadístico. Simula de forma aleatoria de posibles trayectorias del precio del activo subyacente para calcular la expectativa del valor futuro en caso de incertidumbre. La fiabilidad del método Monte Carlo se basa en la ley de los grandes números y en el teorema del límite central. La ley de los grandes números garantiza que el resultado estimado converja al valor real a medida que aumentan las simulaciones. Y el teorema del límite central proporciona el rango de error después de simulaciones limitadas. La principal limitante que enfrenta el método de Monte Carlo es su alta demanda computacional y el tiempo que consume, ya que requiere una gran cantidad de simulaciones. El método puede ser aplicado a opciones estándar y exóticas, mediante la expectativa de valor futuro. De este modelo se desprenden modelos como *Quasi Monte Carlo Methods* (QMC) donde las secuencias cuasi aleatorias son una alternativa determinista a los puntos aleatorios o pseudoaleatorios. La distribución de los puntos cuasi-aleatorios es mucho más uniforme que la de los puntos aleatorios, debido a las correlaciones entre los puntos que están diseñadas para evitar que se aglomeren. Modelos como Monte Carlo de Mínimos Cuadrados (LSM), modelo de cuasi Monte Carlo de Mínimos Cuadrados (WLSQM).

Los supuestos para modelación de Monte Carlo pueden variar dependiendo del tipo de opción que se desee evaluar, pero en general, los supuestos son los siguientes:

- El precio del activo subyacente sigue un proceso estocástico.
- Las trayectorias de cada simulación son independientes entre sí. (El método de Quasi- Monte Carlo genera trayectorias que no se interceptan)
- Tasa libre de riesgo constante durante el tiempo de la vida útil de la opción.
- Volatilidad constante en cada trayectoria.
- No existe oportunidad de arbitraje.
- Horizonte temporal discreto.
- Mercados perfectos y competitivos.

Para construir un modelo de Monte Carlo son necesario los siguientes pasos. Primero, las distintas trayectorias del precio del activo se simulan usando la siguiente fórmula:

$$S_{t+\delta t} = S_t e^{\left(u - \frac{\sigma^2}{2}\right)\delta t + \sigma\sqrt{\delta t} Z} \quad (2.14)$$

donde,

S_t es el precio del activo en el momento t ,

u es el rendimiento esperado en mercados perfectos,

σ es la volatilidad del precio del activo,

δt es el intervalo de tiempo entre cada simulación, y

Z es un número aleatorio generado a partir de una distribución normal estándar $N(0,1)$.

Segundo, es necesario calcular los *payoff* para las opciones de compra o venta calculados para cada trayectoria. Tercero, los valores de *payoff* obtenidos son promediados. Finalmente, el promedio obtenido debe ser descontado a valor presente mediante la tasa libre de riesgo.

2.5. VOLATILIDAD

La volatilidad se define como medida de dispersión de la información observada para un período de tiempo. Y es una medida de la variación, frecuencia e intensidad de las trayectorias o fluctuaciones de los precios de un activo financiero durante un período de tiempo. Por ejemplo, una alta volatilidad implica grandes oscilaciones en el precio en cortos períodos de tiempo. Por el contrario, una baja volatilidad implica precios más estables, en consecuencia, menor riesgo de precio [39].

La volatilidad tiene una gran importancia en los mercados de electricidad, ya que una correcta estimación de la volatilidad proporciona una estimación más exacta de los márgenes o garantías necesarios para la negociación de energía eléctrica y sus instrumentos derivados como las opciones financieras. Sin embargo, el comportamiento del precio de la electricidad depende de múltiples factores que generan una alta volatilidad en los precios de electricidad.

Las volatilidades dependen de los datos necesarios para el cálculo, la forma en que se miden y el propósito de uso de ésta. En general el modelado y proyecciones de precios y volatilidad no son un problema trivial, esta complejidad implica la búsqueda de modelos complejos que imposibilita su aplicación en forma generalizada. Algunas de las volatilidades destacadas son: volatilidad histórica, volatilidad implícita, volatilidad dinámica, volatilidades realizadas, volatilidades estocásticas, volatilidad de salto, volatilidad cuadrática, volatilidad de flujos de caja, volatilidad de un mercado parecido, entre otras.

A continuación, se describen las volatilidades históricas, implícitas, dinámicas y estocásticas.

2.5.1 Volatilidad histórica

La volatilidad histórica es la volatilidad del precio de un activo calculado a partir de datos históricos. El precio del activo subyacente se debe observar en intervalos fijos de tiempo (por ejemplo,

cada día, semana o mes). A las observaciones se les aplica un rendimiento logarítmico dado la siguiente fórmula:

$$u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right) \quad (2.15)$$

donde,

u_i , es el rendimiento logarítmico del activo subyacente,

S_i , es el precio del activo subyacente al final del intervalo,

Luego, una estimación de la desviación estándar de los rendimientos logarítmicos viene dada por la siguiente fórmula:

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2} \quad (2.16)$$

donde,

$n + 1$, es el número de observaciones,

\bar{u} es la media de los rendimientos logarítmicos, y

s es la desviación estándar de u_i .

Luego, la volatilidad puede obtenerse mediante



$$\sigma = \frac{s}{\sqrt{\tau}} \quad (2.17)$$

donde

σ la volatilidad.

τ es la duración del intervalo del tiempo en años.

Para la elección del número de observaciones se sugiere usar el mismo período de tiempo para el que se desea proyectar, por ejemplo, si la volatilidad va a usarse para valorar una opción a un año, deberían utilizarse datos históricos correspondientes a un año. Por otro lado, la volatilidad realizada es más precisa que la volatilidad histórica y se calcula de la misma manera que la volatilidad histórica, no obstante, utiliza datos de alta frecuencia (generalmente, datos intradiarios) [25].

2.5.2 Volatilidad implícita

La volatilidad implícita, corresponde a la volatilidad observada en el mercado obtenida a partir del precio de una opción usando Black-Scholes o un modelo similar. La metodología, es invertir la función de Black-Scholes para que la volatilidad dependa del resto de las variables de entrada, las cuales son observables directamente en el mercado. Esto hace posible calcular la volatilidad en función del precio actual, el precio de ejercicio, el tiempo hasta el vencimiento y la tasa de riesgo. En

los mercados eléctricos estandarizados, la volatilidad implícita se desprende de los precios de las opciones y representa una medida fiable de la expectativa de mercado sobre el riesgo futuro. La manera en que se usa la volatilidad implícita es para la creación de un gráfico llamado curva (o sonrisa) de volatilidad que indica como varía la volatilidad en función de una variable de entrada, como se exhibe en la Fig. 2.1. Los mercados financieros Nórdicos que informan las volatilidades implícitas basados en B-S.

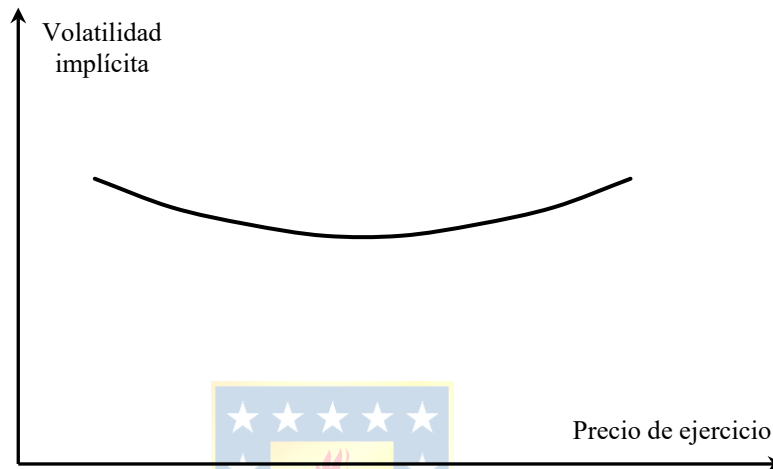


Fig. 2.1 Curva de volatilidad para opciones

Nota. El esquema de curva de volatilidad es adaptado de [25].

Otro uso de la volatilidad implícita es la matriz de volatilidades, donde una de las dimensiones de la matriz es el precio de ejercicio, otra es el tiempo de vencimiento y el cuerpo son las distintas volatilidades calculadas a partir de Black-Scholes. En la mayoría de los casos, horizontes temporales más largos proporcionan volatilidades implícitas con mejores capacidades predictivas [25]. A continuación, en la Tabla 2.2 se muestra un ejemplo de matriz de volatilidades.

Tabla 2.2 Matriz de volatilidades

Tiempo de ejercicio	Precio de ejercicio				
	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10
1 mes	14,2	13,0	12,0	13,1	14,5
3 meses	14,0	13,0	12,0	13,1	14,2
6 meses	14,1	13,3	12,5	13,4	14,3
1 año	14,7	14,0	13,5	14,0	14,8
2 años	15,0	14,4	14,0	14,5	15,1
5 años	14,8	14,6	14,4	14,7	15,0

Nota. Los datos para elaborar la Matriz de Volatilidades son obtenidos de [25].

2.5.3 Volatilidad dinámica

La volatilidad dinámica trabaja con la idea de que ésta cambia a lo largo del tiempo y generalmente su uso es para generar proyecciones de precios o volatilidades. Existen diversas técnicas para calcular la volatilidad dinámica, algunas de ellas son:

A. Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (ARCH) y Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (GARCH)

Los modelos *ARCH* y *GARCH* trabajan con la idea de que la volatilidad puede ser calculada a partir de observaciones pasadas de los rendimientos y/o de la volatilidad. E incorporan la posible inconstante varianza del error, lo cual es conocido como la heterocedasticidad. El requerimiento principal para aplicar estos modelos es la estacionalidad de serie, que la serie sea estacional quiere decir que la media, la varianza y la covarianza permanecen constantes en los diferentes períodos de tiempo. En caso de no cumplirse esta condición se puede aplicar una transformación de la serie. La fórmula general del modelo ARCH

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^p \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 \quad (2.18)$$

y del modelo GARCH

$$\sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j \sigma_{t-j}^2 \quad (2.19)$$

donde,

σ_t^2 es la varianza condicional en el tiempo t ,

α_0 es un término constante,

α_i parámetros ponderadores para rendimientos pasados,

β_j son los parámetros ponderados para volatilidades pasadas,

p representa el orden de dependencia de las varianzas,

q representa el orden de dependencia de los rendimientos pasados, y

ϵ representa ruido blanco [40].

Existe una gran cantidad de modelos desarrollados a partir del modelo GARCH entre ellos *EGARCH*, *T-GARCH*, *FIGARCH*. El modelo *T-GARCH* asume una especificación que permite que la desviación estándar condicionada dependa del signo de los rendimientos rezagados, generando un modelo para cada caso, ya que supone que el impacto sobre la volatilidad futura de un choque negativo

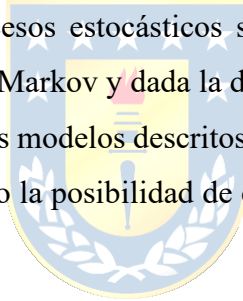
es mayor al impacto de positivo de la misma magnitud [39]. El modelo *FIGARCH* es propuesto para capturar la memoria a largo plazo que exhibe la volatilidad.

B. Modelos Autoregressive Integrated Moving Average (ARIMA)

Box y Jenkins desarrollaron un modelo destinado a identificar, estimar y diagnosticar modelos dinámicos de series temporales. En general, ARIMA es utilizado para predecir y analizar series temporales, como precios y retornos financieros y a partir de estos resultados se calcula la volatilidad. Los modelos ARIMA consideran que una variable puede ser explicada exclusivamente por su pasado. Esto proporciona una ventaja y una desventaja. La ventaja radica en el hecho de no necesitar distintas series de datos para predecir la variable de interés y ofrece un acotado número de resultados. La desventaja, es renunciar a información [40].

2.5.4 Volatilidad estocástica

La volatilidad estocástica trabaja con la idea de que la volatilidad sigue un proceso estocástico, que puede ser dinámico. Algunos procesos estocásticos son Movimiento Browniano, Proceso de Poisson, Modelo de Heston, Modelo de Markov y dada la delgada línea entre la volatilidad dinámica y estocástica muchas veces se utilizan los modelos descritos en el apartado anterior. La consideración de una volatilidad estocástica tiene como la posibilidad de capturar mejor la dinámica de los precios spot de electricidad [41].



2.6. Reflexiones finales

Los mercados de energía se caracterizan por múltiples riesgos en la conformación y comportamiento del precio, estos riesgos son percibirles principalmente en el mercado spot de electricidad. La manera que tienen los participantes de los mercados eléctricos para mitigar estos riesgos es un mercado de contratos o mercado de derivados. En el universo de contratos de derivados encontramos las opciones europeas. Esta alternativa de comercialización permite mitigar riesgo de precio, es flexible y puede ser aplicada en las condiciones actuales del mercado chileno de la energía debido a que estas pueden ser negociada sin la necesidad de un tercer agente como un mercado estandarizado o una caja de compensación.

3. MERCADO CHILENO DE ENERGÍA

El objetivo del presente capítulo es comprender las alternativas que tienen los participantes de mercado para la comercialización de energía en el mercado chileno de la energía. Para ello, se describe el funcionamiento del mercado chileno y las alternativas de comercialización.

3.1. FUNCIONAMIENTO ECONÓMICO DEL MERCADO

3.1.1 *Modelo de mercado eléctrico*

El modelo de mercado mayorista chileno corresponde a una estructura tipo pool, multinodal y con costos auditados donde el sistema es operado y coordinado por un agente independiente de los generadores y demás participantes del mercado. Todos los participantes del mercado deben declarar y respaldar información como: costos variables, costos de mantenimiento, carga mínima, costos de puesta en marcha, disponibilidad de combustibles, pronóstico de generación de energías renovables variables, entre otros parámetros técnicos al Coordinador. El CEN determina el precio sombra del agua resolviendo el problema de optimización de una planificación a dos años. En este modelo de mercado coexisten el mercado spot y un mercado de contratos bilaterales de tipo financiero [42].

El CEN es la entidad designada para determinar el precio spot de electricidad con granularidad horaria. Este precio resulta de la operación económica centralizada por parte del coordinador y puede ser distinto en cada zona del sistema. La operación económica centralizada es un ordenamiento de menor a mayor de las unidades de generación de acuerdo con sus costos variables de operación para su posterior despacho. El despacho económico se realiza utilizando las unidades de generación en orden creciente hasta cubrir la demanda horaria. De este modo, las unidades de costos variables bajos o nulos son despachadas primero. A este grupo pertenecen empresas de energía renovables como hidráulica de pasada, solar, eólica. A medida que la demanda aumenta se necesita la participación de empresas de generación de costos variables más altos generalmente basadas en combustión como gas natural, diésel o carbón. En otras palabras, el costo marginal es el costo de la última unidad de generación despachada y este precio se les paga a todas las unidades despachadas en esa hora. La Fig. 3.2 representa gráficamente lo enunciado en este apartado.

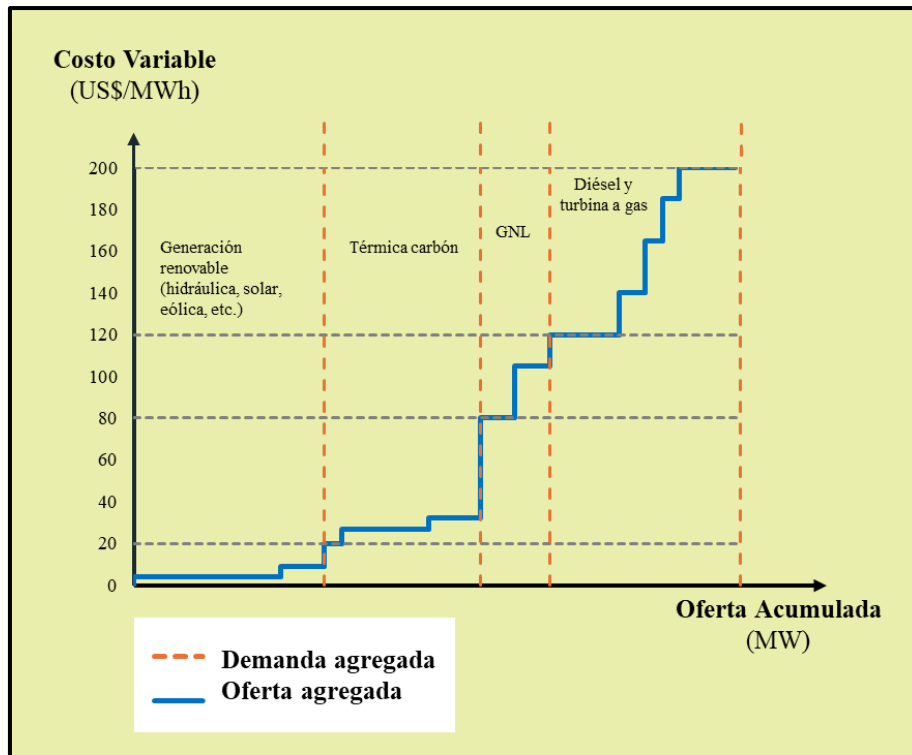


Fig. 3.1 Oferta de generación por tecnología

Nota. La Fig. 3.1 es rediseñada a partir de [42].

Cabe destacar que aparte del despacho económico, el Coordinador eléctrico deberá tomar en cuenta otras restricciones como restricción de operación; restricciones ambientales; restricción de caudales mínimos; restricciones de combustibles; reservas rotacionales mínima/máxima para cada área; restricciones de capacidad de transmisión; tiempos de encendido y apagado de unidades; mínimo técnico.

La comercialización de contratos bilaterales puede existir entre clientes libres con generadoras o distribuidoras. Sin embargo, actualmente solo las generadoras participan del mercado spot. De este modo, una empresa generadora tiene la posibilidad de participar solo en el mercado spot o tener una participación en contratos. En caso de tener una participación parcial o total en mercados de contratos implicará que la demanda de sus clientes será asignada como retiros de energía de la generadora valorizada a costo marginal de la barra de retiro. Y las inyecciones de energía serán valorizadas a costo marginal de la barra de inyección. De este modo, una empresa generadora con participación en el mercado de contratos puede resultar deficitaria o excedentaria en el mercado spot y será el coordinador el encargado de determinar las transferencias económicas.

La Fig. 3.2 representa el funcionamiento del mercado de la energía chileno.

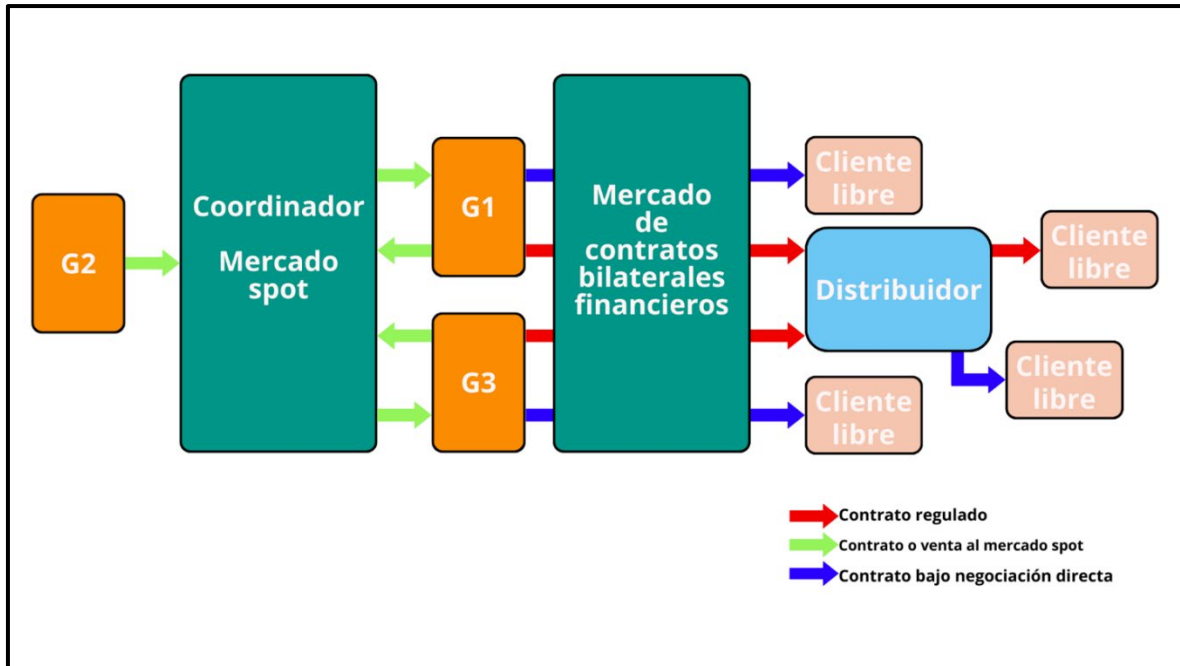


Fig. 3.2 Mercado chileno de la energía

Nota. El esquema de mercado chileno de la energía es adaptado de [42].

3.1.2 Mercado Spot

El mercado spot es el mercado por defecto para las generadoras en el sistema chileno. Este mercado es para el intercambio inmediato de electricidad a costo marginal instantáneo de generación, esto es al costo variable de producción de energía de la unidad de mayor costo variable que se encuentre produciendo. En miras del coordinador “es el costo en el que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción” o bien, “dado el nivel de producción, es costo que se evita al dejar de producir la última unidad” [43]. El costo marginal es nodal o local. Estos precios tienen una granularidad horaria, calculados dos veces una de manera predictiva, pero no vinculante y, la segunda que es producto de la operación real y serán los precios definitivos para la liquidación de contratos. En el caso de Chile, el mercado spot es cerrado a los generadores y las características de comercialización en este mercado son las siguientes:

- En este mercado cada generador vende o compra energía dependiendo del despacho de sus unidades generadoras y de los contratos de suministro.
- Las compras y ventas de energía se realizan a costo marginal horario en la barra correspondiente donde se efectúe el retiro de energía o las inyecciones de los generadores.

- El costo marginal se caracteriza por su volatilidad asociada a los desplazamientos de la oferta y la demanda.
- Las transacciones del mercado spot son calculadas mensualmente por el Coordinador, una vez conocidos los valores reales de la operación.

3.1.3 Mercado de contratos

En este tipo de mercado, las empresas generadoras vinculan energía por medio de contratos de mediano y largo plazo con clientes libres o regulados. Las empresas de generación deberán definir las condiciones, cláusulas, precio y volumen en forma bilateral con el cliente elegido. Mediante la firma de contratos, un generador busca estabilizar los ingresos para rentabilizar sus inversiones o para tener un financiamiento para la construcción de nuevas centrales. Este mercado es atractivo para los clientes libres, quienes buscan contratar una parcialidad o totalidad de su consumo para mitigar riesgos de precios.

Las ventas que están dirigidas a clientes regulados son por medio de las empresas distribuidoras, las cuales adquieren la energía mediante un proceso de licitaciones reguladas por la CNE, cuyos precios resultantes se denominan “precios de nudo de largo plazo”. La realización de las licitaciones públicas depende de la estimación de la demanda. Las licitaciones de largo plazo son realizadas con 5 años de anticipación y suelen ser por un período de entre 15 a 20 años. Los contratos pueden comprometer energía para todo el día o para un número determinado de horas al día. Las licitaciones de largo plazo pueden ir acompañadas con licitaciones de corto plazo permitiendo el ajuste a necesidades inmediatas.

Para el caso de las licitaciones públicas, las ofertas de las generadoras se realizan en forma de una curva, las generadoras ofrecen una porción significativa del contrato a un precio determinado y a partir de ese punto se pide un precio creciente. La curva depende de la exposición al riesgo y beneficios esperados. La justificación de esta curva es porque al aumentar la energía contratada, la empresa generadora se enfrenta a una posición más riesgosa en el mercado de contratos, ya que, si el precio spot supera el precio de contrato será la empresa generadora la que se hace cargo de la diferencia. La Fig. 3.3 representa un ejemplo de la curva de ofertas de una generadora para una licitación.

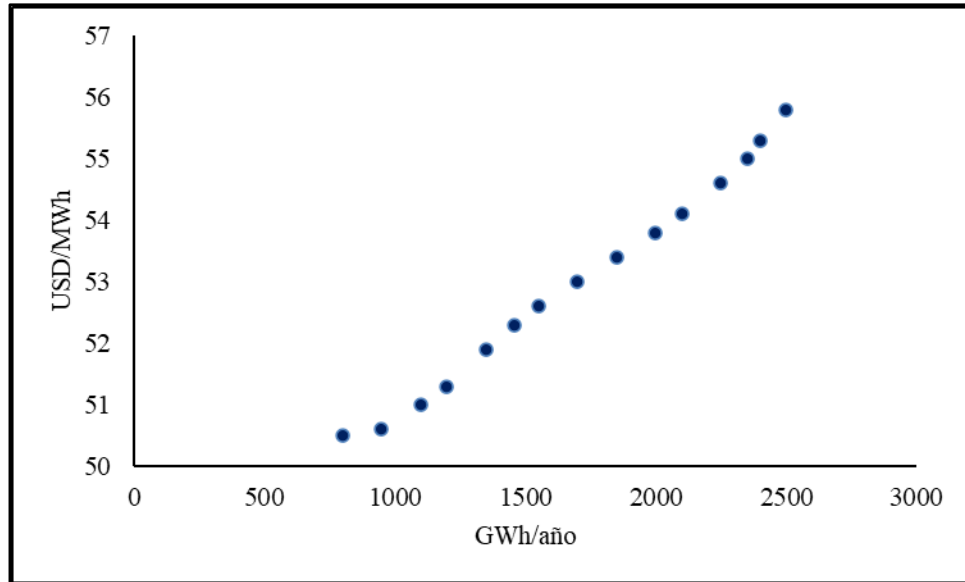


Fig. 3.3 Curva de ofertas de una generadora

Nota. La curva de ofertas de una generadora es adaptada de [45].

Cabe señalar que en el mercado chileno no existe el concepto de contratos bilaterales físicos, es decir, la negociación de un contrato bilateral no puede traducirse en un despacho físico. En Chile, los contratos bilaterales son liquidados financieramente por el Coordinador, entidad que despacha en función de una operación económica y segura [42].

- Los generadores pueden hacer contratos con empresas distribuidoras y clientes libres.
- Los contratos con distribuidoras pueden ser para abastecer a clientes regulados o clientes libres. Donde los contratos a clientes regulados deben considerar el precio resultante de las licitaciones públicas realizadas por la CNE.
- Los términos de los contratos son confidenciales. Sin perjuicio de lo anterior se pueden solicitar los términos con fines de monitoreo de la competencia.
- Los contratos son financieros. Donde se establece una obligación de vender y una obligación de comprar a un precio determinado.

3.2. ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN

A. Venta solo en el mercado spot

La primera alternativa de comercialización es una participación única en el mercado spot. Esto significa que las inyecciones de energía se valorarán a costo marginal. Esto expone a las empresas a riesgos de flujo de caja debido a que no tendrán certeza de ser despachadas.

B. Mercado spot y contrato con un cliente libre

Esta alternativa de comercialización combina la participación en el mercado spot y un contrato con un cliente libre. Contrato bilateral liquidado mensual y financieramente por el coordinador [42]. El contrato establece el precio de venta por la cantidad de energía suministrada.

C. Mercado spot y contrato con clientes regulados

Esta alternativa de comercialización combina la participación en el mercado spot y un contrato con empresas distribuidoras, que actúan como representante de los clientes regulados. Los contratos de suministro con empresas distribuidoras son mediante subastas públicas, transparentes y competitivas. Donde se presentan ofertas de compra/venta de energía por bloques. Las bases de la licitación son establecidas y el proceso es dirigido por la CNE. Además, la CNE tiene la facultad para cancelar o postergar el cumplimiento de los contratos por motivos de fuerza mayor o caso fortuito. Además, el Estado establece como condición que los contratos no pueden tener una duración que exceda los 20 años.

D. Contrato con empresa de generación

Esta alternativa corresponde a un contrato celebrado entre generadoras. Se pactan en forma bilateral los precios de venta de energía.

E. Contrato directo con empresa distribuidora

Es una alternativa particular, aplicable solo si la generación cuenta con potencia inferior a 9 MW proveniente de Pequeños Medios de Generación Distribuida y les otorga la posibilidad de optar por un régimen de precio estabilizado o cuantificar a costo marginal. Será la empresa de distribución responsable de la calidad de suministro y servicio del sistema.

3.3. PROBLEMA EN EL MERCADO MAYORISTA

3.3.1 *Insolvencia*

El contexto chileno no queda ajeno del problema de insolvencia de las generadoras eléctricas. Hasta el momento, tanto Ibereólica Cabo Leones II y María Elena Solar han declarado incapacidad de pagar por la energía de los balances de transferencias económicas del mercado de corto plazo procedentes de su posición deficitaria en el mercado. En ambos casos, las deudas exceden los 2.500 millones CLP. Se presumen varias razones tras estas insolvencias, algunas de ellas son: desacoples de precios de inyección y retiro de energía; remuneración actual de la transmisión; congestión de la transmisión en el norte y, por lo tanto, vertimientos de generación solar; sobre oferta de generación renovable; problemas con el mecanismo de precio; excesiva generación de respaldo a base de generación no renovable. El desacople de precio quiere decir que, las generadoras renovables inyectan a un precio bajo, generalmente cero, su retiro es un valor alto y su remuneración del cliente regulado no alcanza a compensar el valor del retiro generando pérdidas económicas [46].

3.3.2 *Costo de oportunidad*

En un mercado basado en costos auditados se reconoce el problema de que los participantes no tienen oportunidad de determinar su real costo de oportunidad. Por ejemplo, la generación hidráulica depende de la programación del SEN y su precio sombra del agua. Por otro lado, la energía renovable variable, ya que los costos de oportunidad de la energía renovable variable dependen de condiciones climáticas que necesitan de una granularidad menor a lo que ofrece el mercado chileno actual. También hay quienes justifican que el costo de oportunidad de una turbina *take or pay* es cero y, por tanto, también debería ser cero su oferta. También, el alto costo de puesta en marcha de una unidad a carbón debería permitírsele ofrecer un precio menor durante algunos períodos de tiempo para mantenerse en funcionamiento mientras existe una sobre oferta. Finalmente, el caso del almacenamiento eléctrico no tiene una forma de remuneración clara con el modelo de costos auditados. Todos estos ejemplos hacen pensar en reformas al mercado mayorista e incluso se plantea pasar paulatinamente a un mercado de ofertas [1].

3.4. Reflexiones finales

El mercado chileno de la energía presenta desafíos como la insolvencia; participantes que no pueden definir su costo de oportunidad; incorporación de nuevos agentes al mercado; entre otros. En este contexto, la visión de futuro está en realizar modificaciones al funcionamiento económico del mercado mayorista; específicamente pasar de un modelo basado en costos auditados a un mercado basado en ofertas y a la posibilidad del ingreso de comercializadoras de energía puras.



4. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA

4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL MODELO

El período de estudio contempla desde el 01 de abril del año 2018 hasta el 31 de marzo del año 2024, en forma de años hidrológicos que comienzan el 01 de abril de cada año y terminan el año próximo el 31 de marzo. No se contemplan años anteriores debido a que el 21 de noviembre del año 2017 se interconectó el SING con SIC. La opción seleccionada, es la opción de compra de tipo europea. El modelo estocástico para el cálculo es el modelo de Black-Scholes. El volumen de negociación será de 1 MW cada hora del año. Es decir, el contrato de opción estará compuesto por un año hidrológico de opciones de compra, es decir, 8760 contratos de opciones por año (8784 para un año bisiesto). El día estará dividido en 5 bloques horarios, con la finalidad de obtener una volatilidad apropiada por bloque. La tasa libre de riesgo será obtenida del Banco Central de Chile, específicamente del apartado bonos en pesos a un año. El precio spot serán los precios marginales reales de cada barra seleccionada, que corresponden a Crucero y Quillota, la barra más representativa de la zona norte y centro, respectivamente. Existirán tres posibles precios de ejercicios, el primero corresponde al precio de ejercicio obtenido de las proyecciones del estudio de seguridad y abastecimiento del coordinador. El segundo y tercer precio de ejercicio corresponden a casos alcistas o bajistas, su justificación es meramente financiera y considera que el precio spot podrá aumentar o decrecer en un 10%.

Para determinar los potenciales beneficios de comercializar opciones de compra en el mercado chileno de electricidad se compara desde el punto de vista del comprador de la energía, la comercialización de contratos de opciones versus la comercialización en el mercado spot y la comercialización en el mercado de contratos por el mismo volumen de negociación. Adicionalmente, se calcula la oportunidad de arbitraje, la probabilidad de que la opción sea ejercida en un futuro y el porcentaje de opción ejercida.

4.2. CRITERIOS

4.2.1 Selección del contrato de opción

Es importante comenzar este apartado destacando que Chile cuenta con la información necesaria para valorar opciones de compra y venta, ya sea de tipo tradicional o exótica que dependa de la tasa libre de riesgo, volatilidad de precios, costo marginal como precio spot y precio de ejercicio

acordado. Lo cual, nos lleva a comparación entre las opciones de tipo tradicionales y exóticas, y dado que las opciones exóticas parten de la base de las opciones tradicionales y la creación de las condiciones específicas de las opciones exóticas dependen de las características del comprador y vendedor, es que se decide por la comercialización de opciones tradicionales.

Ahora bien, al comparar entre opciones de tipo europeas y opciones de tipo americanas se decide por las opciones de tipo europeas principalmente por tres razones. Primero, porque al comparar los modelos de valorización de opciones europeas y americanas, resulta que la valoración de opciones americanas es más compleja dada su función de pago que depende de la “ruta” del precio del activo subyacente que, en general, es incierta [47]. Una segunda razón es, que con las opciones europeas podemos aplicar la ecuación fundamental paridad *put-call* que nos permite determinar la oportunidad de arbitraje en el mercado. La tercera y principal razón, es que la comercialización de opciones americanas necesita de mecanismos de regulación, que aseguren garantías, liquidez, transparencia y estandarización de contratos, usualmente, estas características están reunidas en un mercado estandarizado, un ente fiscalizador y una cámara de compensación. Actualmente, Chile no cuenta con un mercado estandarizado de contratos [1]. Mientras que, la comercialización de opciones de tipo europeas puede ser tanto en OTC como en un mercado estandarizado, es decir, las opciones europeas se ajustan a las condiciones actuales del mercado chileno de la energía.

4.2.2 Selección de modelo estocástico

La elección del modelo se realiza una vez determinado el tipo de contrato de opción, se opta por el modelo de Black-Scholes, ya que es utilizado en mercados financieros maduros como Nordpool, EEX y ASX para la fijación de precios de opciones europeas y/o la determinación de los límites de precios de las opciones europeas [29]. La elección del modelo de Black-Scholes por sobre el modelo de Monte Carlo se debe principalmente a la carga computacional que conlleva, ya que el método de Monte Carlo necesita generar una gran cantidad de escenarios para un solo valor de opción. Suponiendo que se necesiten 1000 escenarios para un resultado fiable por opción y considerando 8760 cálculos de valor de opción por los 5 años, se obtiene alrededor de 40 millones de escenarios. La elección del modelo de Black-Scholes por sobre el modelo binomial se justifica porque al calcular el valor de una prima de opción de tipo europea el modelo binomial necesita de un gran número de pasos. Sumado a esto, cuando el número de pasos del modelo binomial tiende a infinito, el resultado del valor de la prima del modelo binomial tiende al valor de la prima del modelo de Black-Scholes. Esto queda reflejado en el siguiente ejemplo. Se plantea valorar una opción de compra utilizando el modelo

binomial con 100 pasos y comparar su resultado con el valor teórico de Black-Scholes. Los datos necesarios para el cálculo son precio spot, precio de ejercicio, tiempo hasta el vencimiento, la tasa libre de riesgo y la volatilidad, los datos son resumidos en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Ejemplo modelo binomial

DATOS		
Precio spot	[USD]	45
Precio de ejercicio	[USD]	50
Tiempo de vencimiento	[año]	1
Tasa libre de riesgo	[%]	6
Volatilidad	[%]	29

En la Fig. 4.1 se muestra como los resultados del modelo binomial para 100 pasos tienden al valor calculado mediante el modelo de Black-Scholes que es 4,33 USD.

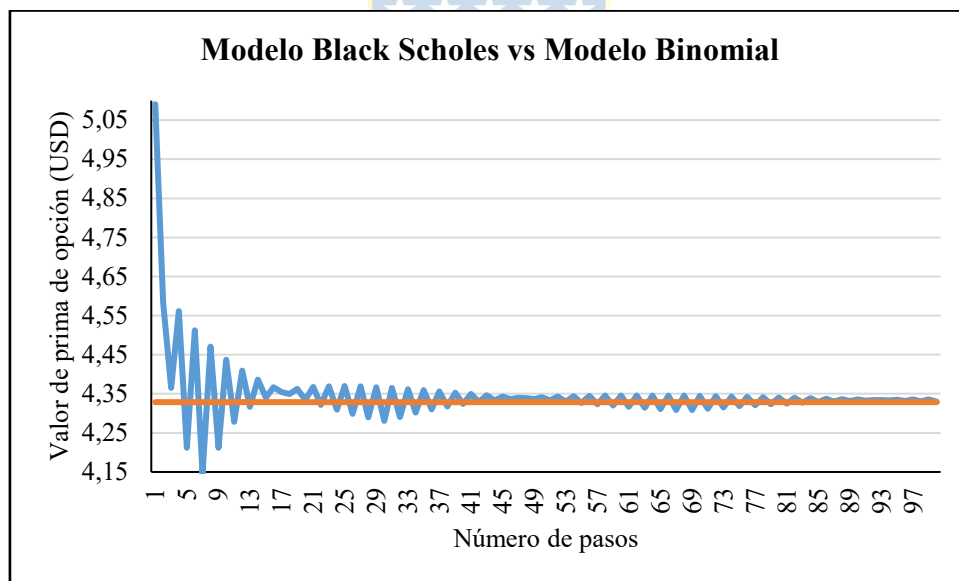


Fig. 4.1 Valor de opción de modelo binomial de 100 pasos

Los resultados del modelo binomial se representan en color azul y el resultado del modelo Black-Scholes se representa en anaranjado.

Dada la elección del modelo Black-Scholes se arrastran criterios y consideraciones propias del modelo como:

- El movimiento browniano geométrico de los precios del activo subyacente.
- No existe costo de transacción o impuestos.

- No existen dividendos en efectivo sobre las acciones durante la vida útil de la opción.
- No hay oportunidades de arbitraje libres de riesgo.
- La negociación de valores financieros es continua.
- Los inversores pueden prestar o pedir prestado al mismo tipo de interés libre de riesgo.
- El tipo de interés libre de riesgo a corto plazo es constante.
- El tipo de opción es europea.
- La volatilidad se considera constante durante la vida útil de la opción.

4.2.3 Tiempo: Año hidrológico y bloques horarios

Con la finalidad de reducir la volatilidad observada, el tiempo de duración del contrato será en forma de año hidrológico, que en Chile comienza el 01 de abril y termina el 31 de marzo del año próximo. Además, el día será dividido en cinco bloques horarios [43]. Las horas de cada bloque se pueden observar en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Bloques horarios

Bloque	Hora
1	1-2-3
2	4-5-6
3	7-8-9-10-11
4	12-13-14-15-16-17-18-19-20
5	21-22-23-24

4.2.4 Volatilidad

La volatilidad es un parámetro por calcular a partir de los datos históricos de costo marginal. Se intentó calcular la volatilidad horaria anualizada mediante los métodos de volatilidad histórica con rendimientos logarítmicos, volatilidad histórica con rendimientos lineales, volatilidad histórica usando aproximación de media igual a cero, usando ponderadores, volatilidad móvil, volatilidad dinámica usando ARCH, volatilidad dinámica EWMA con rendimientos logarítmicos, volatilidad dinámica EWMA con rendimientos lineales, volatilidad dinámica mediante GARCH (1,1), volatilidad dinámica mediante GARCH (3,3) y algunas combinaciones de estos modelos. Sin embargo, el problema radica en que la frecuencia de serie de datos es horaria, de los cuales se obtiene una volatilidad horaria que debe ser anualizada mediante la siguiente fórmula:

$$Vol_A = Vol_H * \sqrt{8760} \quad (4.1)$$

Por lo tanto, se intenta calcular la volatilidad horaria anualizada utilizando bloques horarios en conjunto con una división del año. Las divisiones del año fueron: día hábil e inhábil, mensual y estacional. Todas las alternativas mencionadas resultaron en la mayoría de los casos en valores extremos de la volatilidad horaria anualizada.

Por estos motivos, se decide utilizar años hidrológicos y aplicar una normalización Min-Max a la serie previamente al cálculo de la volatilidad histórica. Se reconoce el limitado uso de esta normalización Min-Max para el cálculo de volatilidad, pero esta normalización permite mantener tendencias y patrones de la serie original. Por otro lado, se calcula la volatilidad con la totalidad de los datos que se cuenten hasta el año hidrológico previo, por ejemplo, para el año hidrológico 2018-2019 solo se puede calcular la volatilidad con los datos históricos de un año. Para el año hidrológico 2019-2020, se puede calcular la volatilidad con un año de datos y con dos años de datos. Para el año hidrológico 2020-2021, se puede calcular la volatilidad con uno, dos y tres años de datos y así sucesivamente hasta el año 2023-2024 que se puede calcular la volatilidad hasta con 6 años de datos.

4.2.5 *Precio spot*

Se establece como precio spot al costo marginal de la energía por sobre el PMM. La única consideración que tendrá CMg es que cuando el precio sea 0 USD/MWh será reemplazado por 0,01 USD/MWh para no indeterminar la fórmula de d_1 del modelo de Black-Scholes. La selección del costo marginal como precio spot se debe a que el PMM presenta varias deficiencias. Primero, PMM representa un promedio nacional de los contratos y por ende solo un punto de la curva de ofertas de un generador, donde no queda claro el volumen para el cual fue establecido este precio. Un segundo punto desfavorable, es que el PMM no entrega información de la capacidad de generación que se comprometió en el contrato, en otras palabras, no entrega información de la exposición al riesgo de la planta generadora para llegar a ese valor. Un tercer punto, es que los PMM no entregan información del tiempo promedio para el cual fue establecido el contrato. Un último punto, es que, a diferencia del costo marginal, el PMM no entrega información de la zona geográfica donde se realiza el contrato. En conclusión, el PMM no representa una buena medida de comparación para establecer la exposición al riesgo que enfrenta una generadora [42].

4.2.6 *Escenarios de precios de ejercicio*

Existen tres precios de ejercicio diferentes, el primer escenario corresponde a las proyecciones del Coordinador Eléctrico Nacional, específicamente del Estudio de Seguridad y Abastecimiento

(ESA). El objetivo de este estudio es prever situaciones adversas de abastecimiento del SEN, su período de proyección es de 12 meses. En este informe se generan múltiples casos considerando proyecciones de crecimiento e indisponibilidades de generación y/o transmisión, y para cada caso se generan escenarios considerando condiciones hidrológicas desfavorables. Uno de los resultados de este estudio es una proyección de costos marginales por bloque y barra. Por lo tanto, se decide utilizar el estudio ESA de los meses de abril de cada año, el costo marginal del caso base, el año con la condición climática extrema más actual que haya azotado al país. Por ejemplo, considerando la Tabla 4.3 se considera el caso base y el escenario de año hidrológico 21-22.

Tabla 4.3 Escenario de año hidrológico

	Hidrología
Caso Base	68-69
	98-99
	19-20
	21-22
	68-69&21-22

Nota. La Tabla 4.3 es elaborada considerando los datos del reporte Estudio de Seguridad y Abastecimiento del CEN de abril de 2023 [43].

El segundo y tercer precio de ejercicio corresponden a una práctica común de la bolsa de derivados o mercado estandarizado de energía, y es asumir que el valor de un activo puede subir o bajar y valorar opciones en función de eso [25]. Cabe destacar que en estos casos los precios de opciones ayudan a los participantes de mercado a tener una referencia, nunca de carácter impositivas, ya que los participantes del mercado pueden establecer sus propias condiciones mediante ofertas o mercado OTC. Por esto, se generan proyecciones de precio alcistas y bajistas fijadas en un más/menos un 10% del precio spot.

4.2.7 Precio mínimo y precio máximo de la prima de opción de compra

Existen dos casos donde el precio de la opción de compra puede resultar en 0 USD/MWh. El primer caso, es por motivo de un precio spot muy bajo respecto a la proyección. El segundo caso, es debido a que tanto la proyección y el precio spot son cero. Este valor genera la contradicción, ya que no existe valor de la prima y por lo tanto podría considerarse que el contrato de opción no es válido para esa hora determinada. Por esto, se establece en 1 USD/MWh el valor mínimo para la prima del contrato de opción de compra europea.

Por otro lado, si el precio spot es demasiado alto respecto a la proyección se obtienen valores de la prima de opción muy cercanos al valor spot. Lo anterior no resulta lógico, ya que implica pagar un precio excesivo por el contrato de opción. Por lo tanto, se fijará como máximo valor de opción de compra el 30% del valor spot. La elección de este valor se justifica de la observación del cociente de la prima de ejercicio y del precio spot, que en ningún caso superó el 30%, por lo tanto, valores sobre esta razón resultan precios de opción atípicos.

4.2.8 Probabilidad de que la opción sea ejercida vs porcentaje de opciones ejercidas

Uno de los beneficios de utilizar el modelo de Black-Scholes es el parámetro d_2 que nos indica la probabilidad de que se ejecute la opción al momento del vencimiento, es un valor teórico que utilizaremos como referencia [25]. Por lo tanto, calcularemos el valor promedio por bloque, por barra y por año, para compararlo con el porcentaje de concreción real que tuvieron los contratos de opciones de compra.

4.2.9 Paridad put-call

Otro beneficio del modelo de Black-Scholes es que resulta fácil calcular la opción de venta y la paridad *put-call*. Cuando existe una diferencia significativa entre el precio de la opción de venta calculada directamente con los parámetros y el precio de la opción de venta despejado de la fórmula de paridad, nos indica que existió oportunidad de arbitraje. En general, la oportunidad de arbitraje indica deficiencia en el mercado puesto que es posible ganar dinero del mercado sin asumir riesgo [25]. La oportunidad de arbitraje no es deseada en el mercado eléctrico de derivados debido a que obliga a los participantes de cobertura a asumir posiciones de mayor riesgo. Con la finalidad de medir que tan eficiente es el modelo de opción planteado, es que se calcula el porcentaje de arbitraje mayor a 1 USD que ofrecen los precios de ejercicios (ESA, alcista y bajista).

4.2.10 Opciones de compra vs mercado spot

El objetivo es representar la perspectiva del comprador de contratos de opciones de compra en el mercado de energía chileno. Los potenciales compradores en el mercado chileno actual son generadores, distribuidoras y clientes libres. Y los potenciales nuevos participantes como comercializadores, almacenamiento y agregadores. Se compara el beneficio de comprar opciones de compra versus comprar energía directamente del mercado spot. Para ello, se calcula el beneficio mediante el *payoff* de la opción, al cual, se le descuenta el pago de la prima del contrato. Una forma alternativa es calcular la diferencia entre el precio de la energía del mercado spot con el precio de la

estrategia de opción. El costo de la estrategia de opción consta del pago de la prima y el costo de la energía con el contrato de opción, es decir, pago el precio spot si el precio spot es menor al precio de ejercicio o bien, pago el precio de ejercicio si el precio spot es mayor al precio de ejercicio.

4.2.11 Beneficio vs mercado de contratos

El objetivo es medir que tan beneficioso o desfavorable resulta el contrato de opción de compra europea versus la participación en el mercado de contratos desde la perspectiva del comprador de opciones. Para ello utilizamos el PMM mensual entregado por la CNE, este valor es entregado en CLP/kWh, por ende, es necesario transformar este valor a USD/MWh para ello utilizamos el dólar promedio mensual, de la siguiente manera:

$$\frac{USD}{MWh} = \left(\frac{CLP}{kWh} \right) * \left(\frac{1000kWh}{1 MWh} \right) * \left(\frac{1 USD}{Tipo\ de\ cambio\ CLP/USD} \right) \quad (4.2)$$

Como resultado se obtiene un PMM expresado en USD/MWh. Luego, este valor es multiplicado por la cantidad de horas en el mes de cada bloque y por un factor $\alpha = 1 MW$, con el factor α se fija un volumen de negociación de 1 MW por hora en el mercado de contratos similar al volumen de negociación del contrato de opciones. Se repite el proceso para los 12 meses del año hidrológico, se suman y se obtiene el gasto por concepto de energía que percibiría la generadora, distribuidora o cliente si participa en el mercado de contratos.

Finalmente, se calcula la diferencia entre el precio de la energía del mercado de contratos con el precio de la estrategia de opción. El costo de la estrategia de opción consta del pago de la prima y el costo de la energía con el contrato de opción, es decir, pago el precio spot si el precio spot es menor al precio de ejercicio o bien, pago el precio de ejercicio si el precio spot es mayor al precio de ejercicio.

4.2.12 Obtención de datos

El presente apartado menciona los datos necesarios para los cálculos, con el objetivo de mencionar la fuente de información de donde fueron obtenidos:

- Tasa libre de riesgo: Los valores de la tasa libre de riesgo son obtenidos de la base de datos del Banco Central de Chile, específicamente de la serie “Bonos en pesos a 1 año (BCP, BTP)” [48].
- Costo marginal: Los precios de costo marginal son obtenidos del Coordinador Eléctrico Nacional de su reporte de Costo Marginal Real [43]. Previo a 2019 los reportes eran mensuales. Los reportes posteriores a 2019, contienen los datos por barra y por año seleccionados con una

particularidad, dado el cambio de hora que da inicio al horario de invierno en Chile técnicamente existe un día con 25 horas, esta hora es eliminada para homogeneizar los bloques horarios y los cálculos.

- Precios medios de mercado: Los PMM son obtenidos de la Comisión Nacional de Energía, que en su página oficial contiene un reporte completo de los PMM registrados desde el 5 de diciembre del año 2017 a la fecha [44].
- Proyecciones ESA: El coordinador emite un reporte mensual de Estudio de Seguridad y Abastecimiento [43]. Uno de los resultados del estudio, es una proyección de los costos marginales por barra para los próximos 12 meses. Esta proyección será considerada como un precio de ejercicio.
- Dólar: El dólar fue obtenido de Servicio de Impuestos Internos (SII), específicamente de su reporte dólar observado. Este reporte entrega un promedio mensual considerando las transacciones efectuadas por empresas bancarias en el día hábil bancario anterior [49].

4.3. EJEMPLO DEL MODELO

A continuación, se presenta un ejemplo práctico de la metodología para un día en particular, el día 27 de marzo del año 2022 en la Barra Quillota 220 kV. La tasa libre de riesgo anual es de 3,16%. La proyección es a 1 año. La volatilidad de los 5 bloques horarios son 28,31%; 26,74%; 25,25%; 21,08% y 31,14%, respectivamente. Los datos necesarios son los precios spot del 27 de marzo del año 2021, los cuales se observan en la Tabla 4.4:

Tabla 4.4 Precio spot 27 de marzo 2021

Hora	Precio Spot	Hora	Precio Spot
1	71,85	13	45,81
2	67,17	14	45,81
3	56,86	15	45,81
4	46,46	16	41,76
5	46,46	17	41,14
6	46,46	18	41,14
7	46,46	19	64,15
8	46,46	20	162,11
9	42,81	21	136,41
10	34,45	22	160,57
11	37,96	23	132,38
12	43,16	24	115,02

Nota. La unidad de medida del precio spot es [USD/MWh].

Otro dato importante para la valoración de opciones es el precio de ejercicio, si el precio spot supera los precios de ejercicios, se ejercerá la opción de compra limitando el precio al precio de ejercicio de la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Precios de ejercicio para 27 de marzo 2022

Hora	Proyección ESA	Alcista	Bajista	Hora	Proyección ESA	Alcista	Bajista
1	70,08	79,04	64,67	13	52,88	50,39	41,23
2	70,08	73,89	60,45	14	52,88	50,39	41,23
3	70,08	62,55	51,17	15	52,88	50,39	41,23
4	69,64	51,11	41,81	16	52,88	45,94	37,58
5	69,64	51,11	41,81	17	52,88	45,25	37,03
6	69,64	51,11	41,81	18	52,88	45,25	37,03
7	69,64	51,11	41,81	19	52,88	70,57	57,74
8	69,64	51,11	41,81	20	52,88	178,32	145,90
9	69,64	47,09	38,53	21	71,28	150,05	122,77
10	69,64	37,90	31,01	22	71,28	176,63	144,51
11	69,64	41,76	34,16	23	71,28	145,62	119,14
12	52,88	47,48	38,84	24	71,28	126,52	103,52

Nota. La unidad de medida del precio de ejercicio es [USD/MWh].

Con todos los datos a disposición se aplica el modelo de Black-Scholes a cada hora obteniendo los valores de primas de opción para cada caso, los valores de las primas de ejercicio para cada hora y escenario de precio de ejercicio se resumen en la Tabla 4.6

Tabla 4.6 Valor de prima de opción

Hora	ESA	Alcista	Bajista	Hora	ESA	Alcista	Bajista
1	10,00	6,20	13,03	13	1,92	2,64	7,26
2	7,24	5,80	12,18	14	1,92	2,64	7,26
3	2,82	4,91	10,31	15	1,92	2,64	7,26
4	1,00	3,72	8,19	16	1,00	2,41	6,62
5	1,00	3,72	8,19	17	1,00	2,37	6,52
6	1,00	3,72	8,19	18	1,00	2,37	6,52
7	1,00	3,44	7,97	19	13,80	3,70	10,17
8	1,00	3,44	7,97	20	48,63	9,36	25,69
9	1,00	3,17	7,34	21	40,92	13,31	26,02
10	1,00	2,55	5,91	22	48,17	15,66	30,62
11	1,00	2,81	6,51	23	39,71	12,91	25,25
12	1,16	2,49	6,84	24	34,51	11,22	21,94
Total					263,72	127,24	283,74

Nota. La unidad de medida de la prima de opción es [USD/MWh].

Es decir, el comprador de la opción deberá pagar anticipadamente un total de 263,72; 127,24 y 283,74 USD para los casos ESA, alcista y bajista, respectivamente si pretende cubrir sus gastos de energía 1 MWh para cada hora del día. Cabe destacar, que las condiciones de mínimo y máximo actual sobre el escenario ESA todos los valores de opción 1 USD/MWh eran menores e incluso cero. Y, por ejemplo, para la hora 20 el precio de la prima sin ajuste era de 110,87 USD/MWh lo cual es considerablemente mayor al valor de prima obtenido del modelo.

Luego, se calcula los beneficios de la comercialización de opciones sobre el mercado spot y el mercado de contratos. La Tabla 4.7 presenta los precios spot futuros, es decir, del 27 de marzo del año 2022, con estos datos se realiza la comparación entre opciones de compra y mercado spot.

Tabla 4.7 Precio spot futuro

Hora	Precio Spot futuro 2022	Hora	Precio Spot futuro 2022
1	89,17	13	65,26
2	94,21	14	57,67
3	95,51	15	28,66
4	120,17	16	0,00
5	122,24	17	0,00
6	123,53	18	0,00
7	123,53	19	114,02
8	123,53	20	203,77
9	121,17	21	292,09
10	76,86	22	288,75
11	54,95	23	163,64
12	65,88	24	92,83

Nota. La unidad de medida del precio spot futuro es [USD/MWh].

Para comparar la comercialización de opciones versus el mercado de contratos se debe considerar el PMM del mes de marzo de 2021 que es de 79,47 CLP/kWh y considerando que el precio promedio del dólar fue 726,37 CLP, la conversión resultante a USD/MWh resulta en 109,40 USD/MWh. Luego, se multiplica por la cantidad de horas del día y por un α que representa el volumen de negociación por hora de 1 MW, con esto, obtenemos el valor de comprar energía por medio de un contrato de energía. La comparación entre la comercialización de opciones versus la comercialización en el mercado spot y la comercialización en el mercado de contratos se representan en la Tabla 4.8 que sigue:

Tabla 4.8 Beneficios de comercialización de opciones

Caso	Vs Mercado spot [USD]	Vs Mercado de contratos [USD]
ESA	922,87	1031,03
Alcista	801,53	909,69
Bajista	911,79	1019,95

Los resultados de la Tabla 4.8 evidencian que la compra de opciones de compra de tipo europea, con frecuencia horaria para un día resulta rentable al comparar directamente la energía en el mercado spot o por un contrato a largo plazo. En especial, la comercialización de opciones del escenario ESA. Por otro lado, según, el modelo de Black-Scholes d_2 indica la probabilidad que la opción sea ejercida y se compara este valor teórico con la cantidad de veces que la opción fue ejercida realmente. La Tabla 4.9 contiene la probabilidad que la opción sea ejercida y porcentaje de opción ejercida.

Tabla 4.9 Probabilidad de ejercer la opción versus porcentaje de opción ejercida

Caso	Porcentaje [%]	d_2 [%]
ESA	79,17	35,74
Alcista	79,17	35,05
Bajista	79,17	66,50

Los resultados teóricos de d_2 indican que resulta poco probable ejercer la opción para los escenarios ESA y alcista. Por otro lado, el porcentaje de opción ejercida fue aproximadamente un 80% en todos los casos. También, es importante medir el impacto de las condiciones de valor mínimo y máximo en el valor teórico de la prima de opción. En la Tabla 4.10 se observan los resultados del ejemplo del valor teórico y valor modelo de la prima de opción de compra.

Tabla 4.10 Valor de prima modelo de opción y valor teórico de prima de opción

Caso	Valor de prima [USD]	Valor de prima ajustada [USD]
ESA	17,74	10,99
Alcista	5,30	5,30
Bajista	11,82	11,82

Los resultados indican que las condiciones de precio máximo de prima de opción impactan en el escenario ESA, reduciendo el valor a pagar por el contrato de opción. Es decir, de no haber aplicado las condiciones se hubiera pagado un sobrepago por las opciones en este escenario. Finalmente, la oportunidad de arbitraje para los tres escenarios de precios de ejercicios fue de un 0%.



5. RESULTADOS

5.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo tiene por objetivo, presentar los resultados de la valoración de opciones de compra para el mercado chileno de energía. Se seleccionan dos barras representativas del SEN, la Barra Crucero y la Barra Quillota. A lo largo de este capítulo se exponen los resultados obtenidos en la Barra Quillota, los resultados se extienden para la Barra Crucero. Los resultados de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.

El código de colores para las gráficas es:

- Bloque horario 1 de color azul oscuro.
- Bloque horario 2 de color verde.
- Bloque horario 3 de color amarillo.
- Bloque horario 4 de color rojo.
- Bloque horario 5 de color azul.



5.2. VALOR PROMEDIO DE OPCIÓN DE COMPRA

Se calculan los valores promedio de las primas de opciones de compra con frecuencia horaria para distintos escenarios. La tendencia anual de los precios de las primas de opción muestra un aumento considerable en el año hidrológico 2023-2024. Se observa que el precio promedio de la prima de opción es menor en la Barra Crucero, con una diferencia más marcada en los bloques 3 y 4 respecto a la Barra Quillota (Fig. 5.1). Los resultados de valores promedio de primas de opciones de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.1.

Al comparar los escenarios, el valor promedio de la prima de opción es mayor en el escenario bajista (Fig. 5.1(c)), seguido del escenario ESA (Fig. 5.1(a)) y, finalmente, el escenario alcista (Fig. 5.1(b)). En cuanto a los bloques horarios, el bloque 5 presenta el precio más alto, seguido de los bloques 1 y 2, mientras que los bloques más baratos son los bloques 3 y 4.

Las condiciones de mínimo y máximo a los valores de prima de opción teóricos de Black-Scholes significan una disminución en el precio de prima de opción a pagar por el contrato de opción (Fig. 5.1). El año 2023-2024 es el año con mayor ajuste. La disminución en el precio de opción es relevante en el escenario de precio de ejercicio ESA (Fig. 5.1(a)), donde el precio promedio de la prima modelo equivale a un 73% del valor teórico. En el bloque 4, se observan los mayores ajustes.

En la Fig. 5.1 se muestra el valor promedio de la prima de opción obtenido de Black-Scholes y el valor promedio de la prima de opción modelo por las condiciones de mínimo y máximo para el precio de ejercicio ESA y Barra Quillota. Mientras que, los resultados de los escenarios alcistas y bajistas de la Barra Quillota se encuentran en el ANEXO C. En este caso el valor teórico de la prima de opción se representa en color anaranjado.

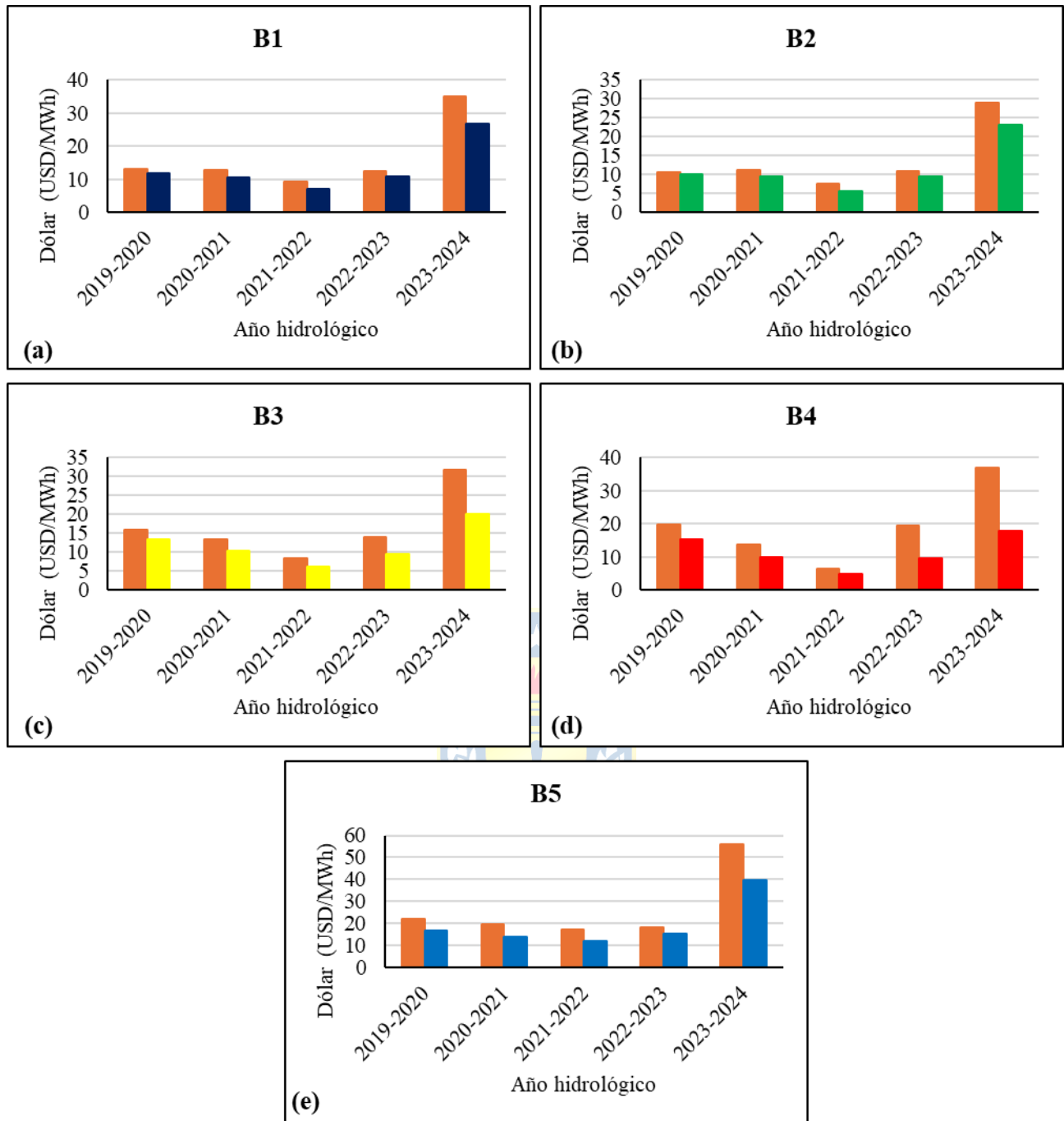


Fig. 5.1 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción de Barra Quillota, escenario ESA

(a) Bloque Horario 1; (b) Bloque Horario 2; (c) Bloque Horario 3; (d) Bloque Horario 4; (e) Bloque Horario 5.

Los resultados indican que la Barra Crucero (ANEXO B.1.) presenta primas de opción más bajas que la Barra Quillota, esto podría estar relacionado con diferencias en los costos marginales de cada ubicación. En particular, los bloques 3 y 4 muestran una mayor diferencia entre barras, lo cual podría explicarse por reducción del costo marginal en la Barra Crucero producto de la generación de energía renovable solar durante esas horas. Otro factor que podría influir en los resultados es la volatilidad de los bloques 3 y 4 es mayor en la Barra Quillota (ANEXO A).

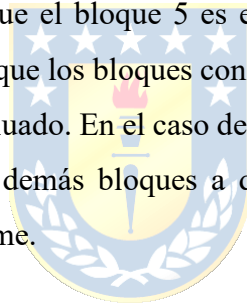
En cuanto a los escenarios, el mayor valor promedio de prima en el escenario bajista es coherente con la teoría financiera, ya que, en un contexto de precios de ejercicio bajos, la opción tiene un mayor valor intrínseco y una mayor probabilidad de ser ejercida. Por el contrario, el escenario alcista presenta la menor prima, dado que precios de ejercicio más altos reducen la rentabilidad esperada de la opción.

La diferencia entre los valores teóricos de Black-Scholes y los valores del modelo sugiere que las condiciones de mínimo y máximo tienen un impacto significativo, particularmente en el escenario ESA y año hidrológico 2023-2024, donde el precio spot fue alto en comparación con el precio de ejercicio al momento del cálculo de la opción. Esto implica que, sin dichas condiciones, los valores teóricos podrían estar sobrestimando el costo de las primas de opción. Por el contrario, el impacto de las condiciones en los escenarios alcista y bajista es un leve aumento de 1% aproximadamente, lo cual indica que, para estos escenarios de precios, las condiciones actuaron principalmente para evitar que los precios de las primas de opción sean cero.

5.3. PRECIO DE CONTRATO DE OPCIÓN DE COMPRA

En este apartado se presentan los resultados del costo anual del contrato de opción de compra, es decir, de las 8760 opciones de compra del año. A lo largo de los años hidrológicos, se observa una tendencia anual creciente en el costo del contrato, con un incremento significativo en el período 2023-2024. Esta tendencia es consistente en ambas barras y en los tres escenarios analizados. Los resultados de precio de contrato de opción de compra de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.2. al comparar estos resultados con la Barra Quillota (Fig. 5.2) se observa que el costo del contrato de opción es mayor en la Barra Quillota.

La Fig. 5.2 muestra la comparación de los escenarios de precio de ejercicio en la Barra Quillota, el costo total del contrato de opción sigue un orden específico en ambas barras, donde el escenario ESA presenta el mayor costo (Fig. 5.2(a)), el bajista tiene un costo intermedio (Fig. 5.2(c)) y el alcista muestra el menor costo (Fig. 5.2(b)). La diferencia entre el escenario bajista y ESA es de menos de 1%, en cambio, la diferencia entre el escenario ESA y alcista es de un 118%. Del análisis de los bloques horarios, se identifica que el bloque 5 es el más costoso en ambas barras, seguido generalmente por el bloque 4. Mientras que los bloques con menor costo suelen ser los bloques 1 y 2, dependiendo de la barra o escenario evaluado. En el caso de la Barra Quillota, el bloque 4 destaca por su alto costo en comparación con los demás bloques a diferencia de la Barra Crucero donde la distribución de los costos es más uniforme.



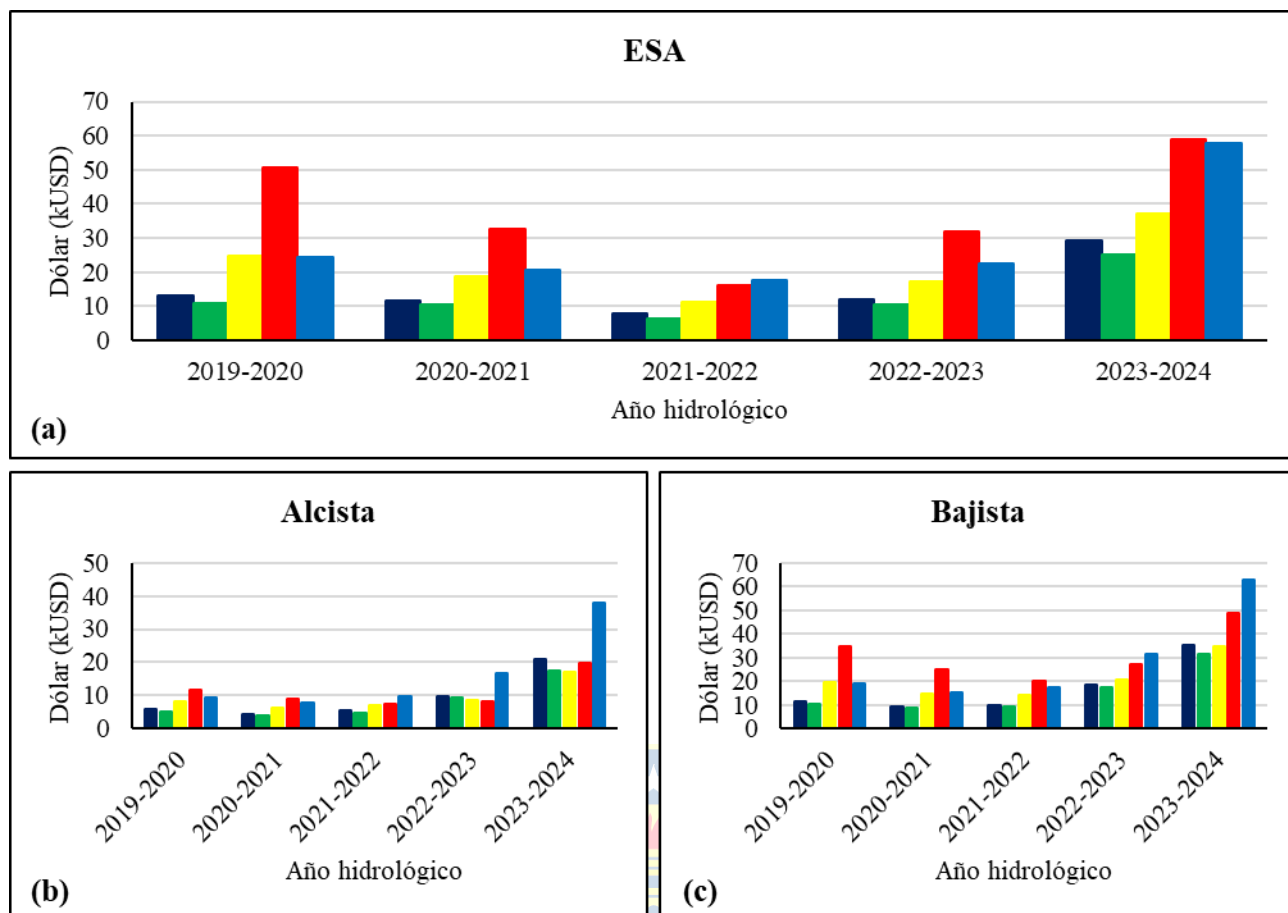


Fig. 5.2 Precio anual por contrato de opción de compra Barra Quillota

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

El comportamiento del costo del contrato anual sugiere que la localización influye en el valor de la opción, con la Barra Quillota presentando costos más altos en la mayoría de los bloques horarios. El bloque 5 es el más costoso, lo que era poco esperable debido a que tiene una menor cantidad de horas, sin embargo, se puede atribuir a que es el bloque con los costos marginales promedio más altos, la baja disponibilidad de generación renovable en el bloque o porque es el bloque con la mayor volatilidad. La volatilidad de las barras por bloque se encuentra en ANEXO A.

5.4. OPCIONES DE COMPRA VERSUS MERCADO SPOT

Se compara la compra de energía habiendo negociado un contrato de opción de compra anual versus la compra directa en el mercado spot y cuantificar las ganancias o pérdidas durante el período de estudio. La forma de cálculo es a la compra en mercado spot restarle el costo del contrato y los ingresos variables del contrato de opción, de este modo, un valor positivo indica una ganancia de comprar opciones y viceversa.

La tendencia anual del período de estudio indica una oscilación, el primer año hidrológico (2019-2020) presenta pérdidas, las cuales disminuyen o son pequeñas ganancias para el segundo año (2020-2021), luego los años (2021-2022) y (2022-2023) representan los años con mayores ganancias. Y en 2023-2024, los resultados tienden a disminuir e incluso resultando en pérdidas de la comercialización de opciones.

La comparación entre barras muestra una evolución similar a lo largo de los años. La Barra Crucero es más rentable que la Barra Quillota. Además, la Barra Quillota tiene resultados con mayor variabilidad entre bloques. La mayor ganancia la presenta la Barra Quillota para el año 2022-2023 en el escenario alcista y la peor pérdida la presenta la Barra Quillota para el año 2023-2024 en el escenario ESA (Fig. 5.3). Los resultados de opciones de compra versus mercado spot de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.3.

En términos generales, todos los escenarios de precios de ejercicios resultaron en ganancias al observar la totalidad del período de estudio. El escenario más rentable es el escenario alcista (Fig. 5.3(b)), seguido del bajista (Fig. 5.3(c)) y, por último, el escenario ESA (Fig. 5.3(a)). La diferencia de las ganancias totales del escenario alcista y bajista no son significativas, por el contrario, la diferencia entre las ganancias alcistas y ESA totales son 141% veces más grandes para el escenario alcista.

Al analizar los resultados de los bloques (Fig. 5.3), se observa que el bloque con mayores ganancias es el bloque 4, seguido del bloque 5 y luego con ganancias inferiores los bloques 3, 1 y 2, en orden. Sin embargo, hay que recordar que no todos los bloques poseen el mismo volumen de negociación, al considerar la relación ganancias- cantidad de horas por bloque, el orden es el siguiente bloque 5, 1, 2, 3 y 4. La variabilidad de las ganancias/pérdidas en los bloques 5 y 4 es siempre mayor al resto de los bloques.

La Fig. 5.3 compara la comercialización de energía mediante el contrato de opciones de compra de tipo europea versus comprar energía directamente al mercado spot para los escenarios ESA, alcista y bajista en la Barra Quillota. Los resultados son expresados en kUSD. Mientras que, los

resultados de la comparación de los escenarios de precios de ejercicios ESA, alcista y bajista de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.3.

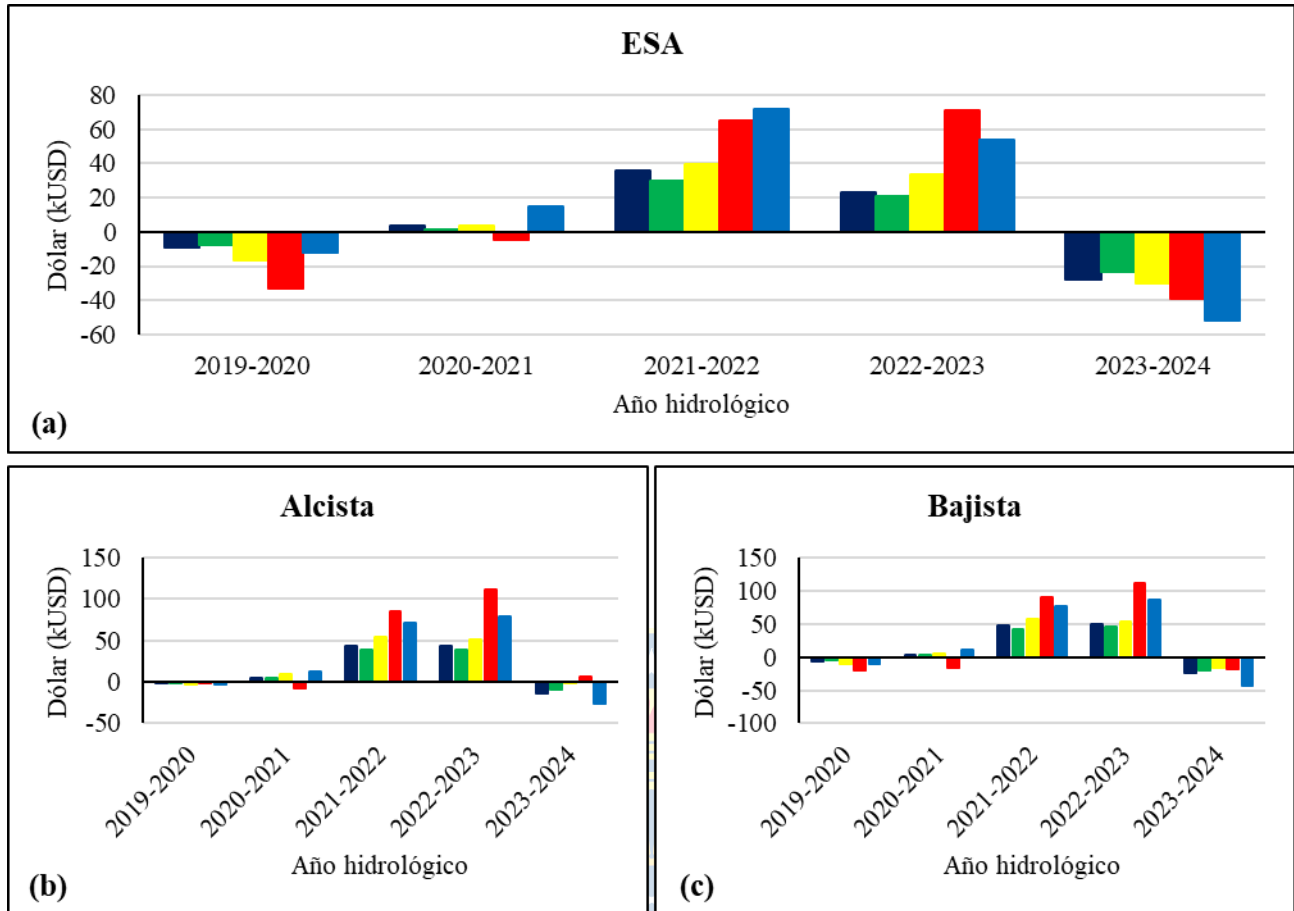


Fig. 5.3 Opciones versus mercado spot Barra Quillota

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

Se observa que los años con mayores ganancias son 2021-2022 y 2022-2023, es decir, los años de la pandemia COVID-19. Esto, quiere decir que la estrategia de comprar energía por medio de opciones de compra resulta útil para mitigar los riesgos de aumentos de precios no previstos. En los escenarios de precios de ejercicios, los mayores beneficios se observan en los escenarios alcistas y bajistas, mientras que el escenario ESA presenta menores ganancias. Un factor que contribuye a mayores ganancias en el escenario alcista es su bajo costo de contratación. Por otro lado, las menores ganancias del escenario ESA se explican porque es una buena proyección de costo marginal, en consecuencia, los márgenes de ganancias y pérdidas son menores.

Las pérdidas producidas en el año hidrológico 2023-2024 indican que se rompe la tendencia de precios altos de energía y, por lo tanto, disminuye la cantidad de veces en que ejercer la opción

resulta conveniente. A esto hay que sumar que el precio del contrato de opción era alto para el año 2023-2024, ya que, estaba ajustándose a precios spot más altos. Sería interesante contar con más años de estudio para determinar cómo la estrategia se adapta a las nuevas condiciones.

Las ganancias del bloque 5 son mayores al resto de los bloques pese a ser el bloque con el valor promedio de opción más alto. Las ganancias de este bloque pueden justificarse por la volatilidad del bloque que produce costos marginales muy altos respecto a lo esperado lo que se traduce en grandes ganancias, pero también implicará mayores pérdidas cuando el precio spot no supere el precio de ejercicio debido al alto costo de contratación como se observa en el año 2023-2024.

5.5. OPCIONES DE COMPRA VERSUS MERCADO DE CONTRATOS

Este ítem tiene por objetivo comparar la comercialización de un contrato de opción anual versus la comercialización en el mercado de contratos por el mismo volumen, donde se va ajustando con el PMM del mes correspondiente.

La tendencia anual indica un aumento en el beneficio de la comercialización del bloque 4 (Fig. 5.4). Para el bloque 3 se observa un rendimiento similar en todos los años. Y un decrecimiento paulatino en los bloques 1, 2 y 5 al punto de producir pérdidas en los dos últimos años de estudio. Al comparar las barras en términos generales, la Barra Crucero produce más ganancias que la Barra Quillota. Los resultados de opciones de compra versus mercado de contratos de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.4.

Ahora bien, al comparar entre escenarios de precios de ejercicios se evidencia mayores beneficios en los casos alcista (Fig. 5.4(b)) y bajista (Fig. 5.4(c)), y menores en el escenario ESA (Fig. 5.4(a)). Las ganancias de comercializar opciones de compra alcistas son un 15% a las opciones de compra ESA. Los bloques horarios con mayores ganancias son 4 y 3 con diferencia del resto, esto se mantiene al comparar la relación ganancia-volumen de negociación.

La Fig. 5.4 compara la comercialización de energía mediante el contrato de opciones de compra de tipo europea versus comprar energía en el mercado de contratos para los escenarios ESA, alcista y bajista en la Barra Quillota. Los resultados son expresados en kUSD.

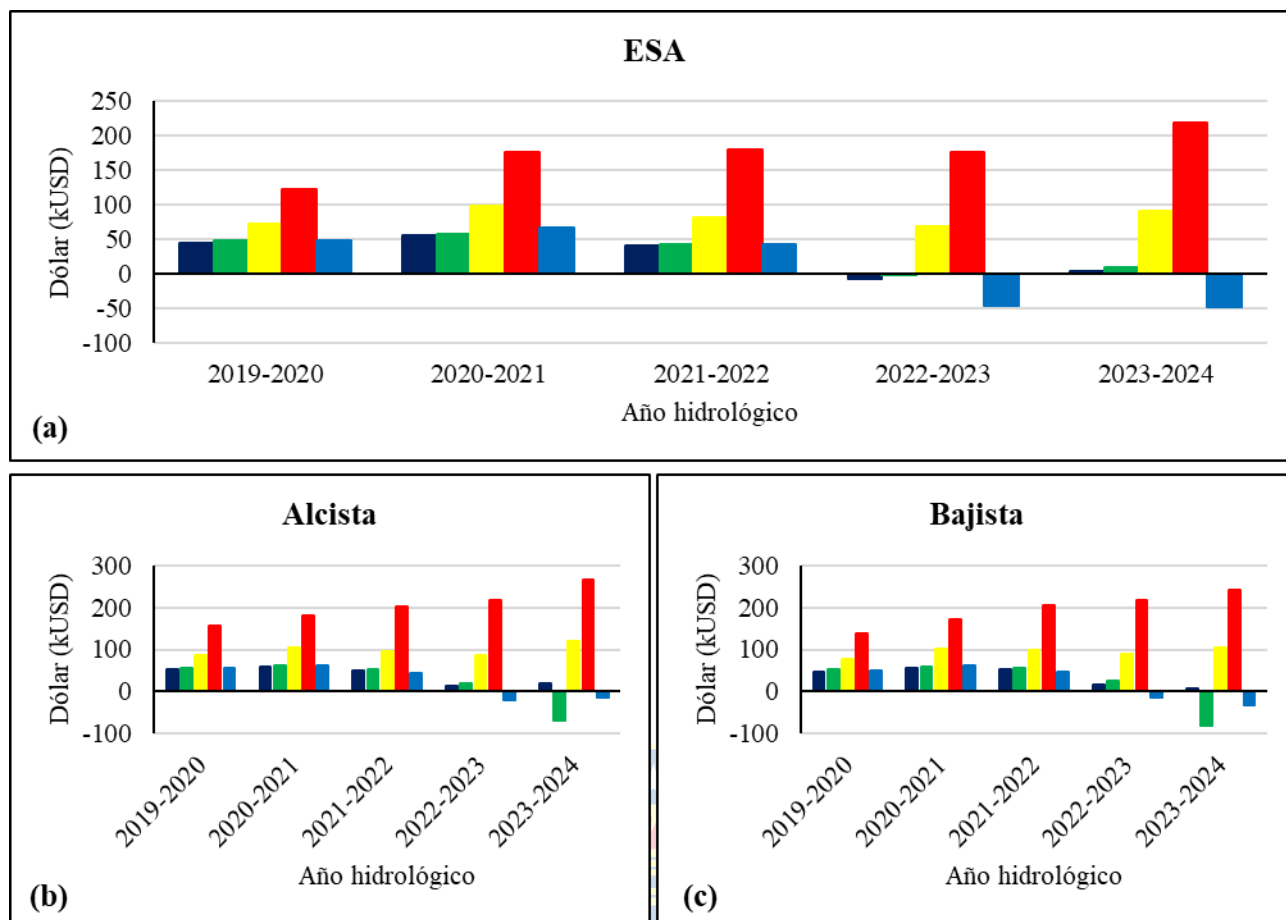


Fig. 5.4 Opciones versus mercado de contratos Barra Quillota

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

Los resultados indican que resulta muy favorable comprar energía por medio de opciones de compra a diferencia del mercado de contratos. Pese a lo anterior, se deben considerar las limitaciones del PMM:

- Es un precio constante para todos los bloques horarios. Esto favoreció a los bloques 3 y 4 que con precios de ejercicios más bajos naturalmente ejercen la opción, sumado al alto volumen de negociación de estos bloques. Y, se favorecen aún más los bloques 3 y 4 de escenarios de precios de ejercicios alcistas pues tienen un menor costo de contrato de opción.
- El PMM no entrega información de un tiempo promedio para el cual fue establecido el contrato. En este estudio se ajusta mes a mes, sin embargo, lo ideal sería considerar el PMM por un período de tiempo más extenso, por ejemplo, un precio por los 5 años.
- El PMM no entrega información de la zona geográfica para la cual fue establecido el contrato. Esto sesga la comparación entre barras.

5.6. PROBABILIDAD DE QUE LA OPCIÓN SEA EJERCIDA y PORCENTAJE DE OPCIÓN EJERCIDA

Se determina qué tan acertado es d_2 , que indica la probabilidad de que la opción de compra sea ejercida en un futuro con el porcentaje de opción ejercida una vez liquidada la negociación. Sin embargo, los resultados demuestran que no existe una correlación.

Al observar solamente el porcentaje de opción ejercida notamos lo siguiente (Fig. 5.5). La tendencia del período de estudio indica que el porcentaje de opción ejercida va en aumento hasta llegar a 80% aproximadamente el año hidrológico 2021-2022, en los siguientes años decae, hasta llegar al mínimo historio en el período de estudio en el año 2023-2024. Al comparar entre barras no se observa una tendencia clara en cuanto a en que barra se ejercen más opciones. Los resultados de d_2 y porcentaje de opción ejercida de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.5.

Al comparar los escenarios de precios de ejercicios observamos que el escenario con mayor porcentaje de opción ejercida es el bajista (Fig. 5.5(C)), seguido del ESA (Fig. 5.5(A)) y alcista (Fig. 5.5(b)). En cuanto a los bloques horarios, los bloques con mayor porcentaje de opción ejercida son los bloques horarios 5, 1 y 2, seguido del bloque 3 y finalmente el bloque 4. A lo largo del período de estudio, el bloque horario 5 del escenario ESA, en el año 2021-2022 es el bloque con mayor porcentaje de opción ejercida cerca de un 95% y para el año 2023-2024 es el bloque con menor porcentaje de opción ejercida con un 9%.

La Fig. 5.5 muestra la probabilidad de que la opción de compra de tipo europea sea ejercida en un futuro y el porcentaje de opción ejercida una vez la opción sea liquidada para los escenarios ESA, alcista y bajista de la Barra Quillota. Mientras que, los resultados de los escenarios ESA, alcista y bajista de la Barra Crucero se encuentran en el ANEXO B.5.

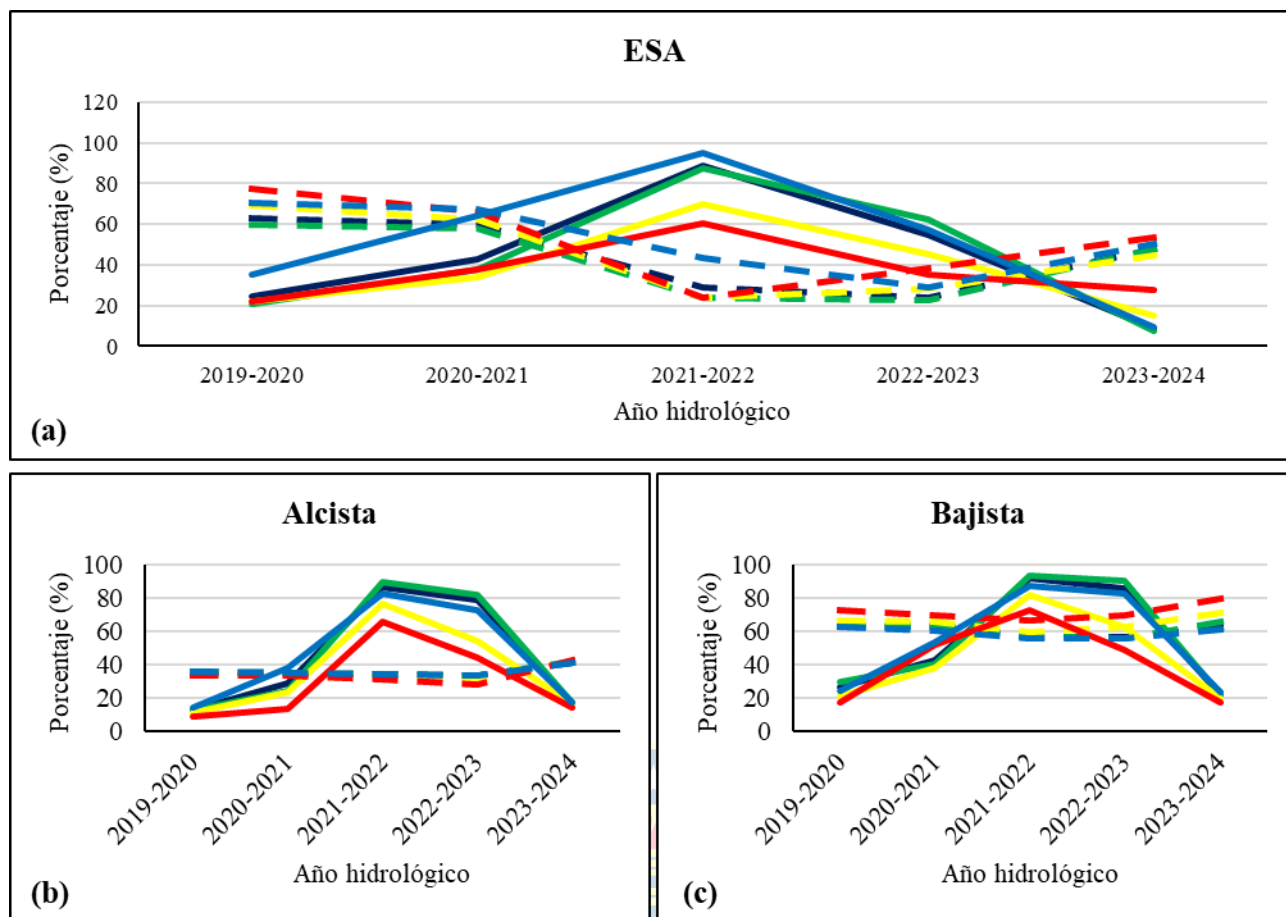


Fig. 5.5 Probabilidad de que la opción sea ejercida y porcentaje de opción ejercida, Barra Quillota

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

Como se puede observar, independiente del año, barra, escenario de precio de ejercicio o bloque horario se trate, d_2 no representa una medida fiable para predecir el porcentaje de opción ejercida en el mercado chileno de opciones de compra de energía porque d_2 se estima a partir del Modelo de Black-Scholes con volatilidad constante, tasa libre de riesgo constante y factores externos no capturados por el modelo.

En cuanto al porcentaje de opción ejercida, se observa que aumenta en los años del COVID-19, es decir, con aumentos de costo marginal no previstos. Del análisis de los bloques se concluye que precios spot más bajos implican un menor porcentaje de opción ejercida.

5.7. OPORTUNIDAD DE ARBITRAJE

Se mide la oportunidad de arbitraje que permitiría obtener beneficios sobre 1 USD sin riesgo, y los resultados obtenidos indican que no importa el año, barra, escenario o bloque horario, no existe oportunidad de arbitraje en el mercado de energía chileno. Desde el punto de vista teórico, los resultados de prima de opciones de compra están correctamente valorados.

Cuando la oportunidad de arbitraje no existe habla de una eficiencia en el mercado que puede deberse a la rapidez que tiene el sistema para adaptarse a los cambios de información, una correcta valuación de activos, una buena liquidez del mercado o a la inexistencia de distorsiones de precios (regulatorias, estructurales o diferencias de información).

Por lo tanto, de mantenerse la inexistencia de arbitraje resulta recomendable la compra de energía mediante opciones de compra de tipo europeas en el mercado chileno de la energía, ya que las opciones sirven como seguro contra aumentos inesperados de precios. Otro beneficio de la inexistencia de arbitraje es que de instaurarse un mercado de opciones en el mercado chileno de la energía no será un mercado atractivo para los especuladores, ya que la compra de opciones no significará beneficios adicionales en comparación con la compra directa en el mercado spot o en el mercado de contratos.



5.8. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados muestran que la Barra Crucero presenta primas de opciones más bajas en comparación con la Barra Quillota, especialmente en los bloques 3 y 4. Esto podría explicarse por la mayor generación de energía renovable en la Barra Crucero durante esas horas, lo que reduce los costos marginales y, por ende, el valor de la prima de opción [50]. Además, la mayor volatilidad observada en la Barra Quillota podría ser un factor que contribuye al incremento en sus costos de opciones [25].

El bloque 5 es el más costoso en ambas barras, lo que puede atribuirse a sus altos costos marginales promedio y baja disponibilidad de generación renovable. Los bloques 3 y 4, en cambio, presentan los precios más bajos en la Barra Crucero, favorecidos por generación solar. Las opciones presentan primas más altas en escenarios bajistas, ya que tienen una mayor probabilidad de ser ejercidas. En contraste, el escenario alcista muestra las menores primas debido a los altos precios de ejercicio que reducen la rentabilidad esperada [25].

La diferencia exhibida entre los valores teóricos de Black-Scholes y los valores ajustados sugiere que las condiciones de mínimo y máximo tienen un impacto en el valor final de las primas de opción, particularmente en el escenario ESA. Esto implica que, sin dichas condiciones, los valores teóricos podrían estar sobrestimando el costo de las primas de opción.

En la mayoría de los años estudiados, la compra de energía mediante opciones fue rentable en comparación con la compra directa en el mercado spot. Sin embargo, en 2023-2024, la tendencia se revierte, reflejando la sensibilidad de esta estrategia a las condiciones de mercado. Los resultados indican que la comercialización de opciones resulta rentable por sobre el mercado de contratos, sin embargo, el PMM no representa una medida fiable de los precios de mercado.

Los resultados indican que la probabilidad teórica de ejercicio de la opción, d_2 , no tiene una correlación significativa con el porcentaje real de opciones ejercidas. Esto sugiere que d_2 no es una medida fiable en el mercado chileno de opciones de energía y que se deben explorar otras metodologías para estimar con mayor precisión esta probabilidad.

El porcentaje de opción ejercida aumenta en los años de la pandemia 2021-2022, lo que sugiere que las opciones pudieron ser una herramienta útil ante aumentos inesperados de precios. Esto indica que las opciones de compra son más favorables en mercados con alta volatilidad de precios. Sin embargo, en 2023-2024 se registra un mínimo histórico del porcentaje ejercido, lo que indica un cambio en las condiciones de mercado.

La ausencia de oportunidades de arbitraje indica que el mercado eléctrico chileno es eficiente, ya que no permite la obtención de beneficios sin riesgo. Esto es consistente con la hipótesis de mercados eficientes [51], lo que podría atribuirse a la rapidez con la que el mercado incorpora nueva información y a la correcta valoración de los activos financieros energéticos.

Al analizar la exposición al riesgo de cada estrategia se puede establecer la comparativa entre el caso alcista y bajista, ya que es más difícil establecer la cantidad de veces que la proyección ESA fue mayor o menor al precio spot y, por tanto, es difícil estimar la exposición al riesgo del escenario ESA. Como se menciona anteriormente, el escenario alcista es más riesgoso que el escenario bajista, esto se puede corroborar con el porcentaje de opción ejercida que es mayor en el caso bajista. Sin embargo, cuando se comparan las ganancias de los 5 años de negociación de opciones el escenario alcista presenta mayores ganancias y, en especial, cuando se enfrentan períodos de alza de precios como ocurrió con la pandemia COVID-19. Se puede concluir, que optar por una posición más riesgosa puede maximizar las ganancias, situación similar ocurre en [52].



6. CONCLUSIONES

6.1. SUMARIO

En la presente memoria se estudia la aplicabilidad de contratos de opción en el mercado de energía chileno, para lo cual se desarrolla una revisión bibliográfica de los tipos de contratos de opción aplicados al mercado de energía, los modelos de valoración de opciones, métodos de modelado y pronóstico de volatilidad y las alternativas de comercialización que tienen los participantes del mercado chileno.

La selección del contrato fue el contrato de opción de compra de tipo europeo valorado mediante el modelo de Back-Scholes y una volatilidad histórica con una normalización Min-Max previa. La forma de comercialización fue por un contrato de opción compra de frecuencia horaria, duración anual y por un volumen de negociación de 1 MW por hora. Se establece un precio mínimo de un 1 USD por la prima de opción horaria y un precio máximo acotado al 30% del precio del activo subyacente. Se plantean 3 escenarios de precios de ejercicios distintos, escenario ESA, alcista y bajista. La comercialización de compra de energía mediante opciones de compra se compara con la comercialización en el mercado spot y de contratos. Posteriormente se determina la oportunidad de arbitraje y porcentaje de opción ejercida.

Finalmente, se aplica el contrato de opción a dos barras del SEN, en específico, se aplica a la Barra Quillota y a la Barra Crucero, evaluando la rentabilidad que pudo haber tenido la estrategia de compra de energía mediante opciones por sobre la compra directa al mercado spot o mercado de contratos.

6.2. CONCLUSIONES

Se concluye que el uso de opciones de compra de tipo europeas es una estrategia viable para gestionar el riesgo en la compra de energía y su efectividad dependerá de las condiciones de mercado de energía chileno. En específico, la negociación de opciones de compra permite al vendedor mantener el flujo de ingresos proveniente del pago de la prima e ingresos variables por venta en el mercado spot, y el comprador de la opción fijar un precio máximo a pagar por concepto de energía.

El modelo estocástico de Black-Scholes es el modelo con menor carga computacional y permite valorar opciones de compra de tipo europeas con la información disponible del mercado de energía chileno. Además, este modelo proporciona información teórica útil como la identificación de oportunidades de arbitraje. Del análisis de esta información se puede concluir que el mercado de energía chileno no presenta oportunidad de arbitraje.

Uno de los parámetros más importante al momento de valorar opciones de compra es determinar el precio spot del activo subyacente, en otras palabras, que parámetro representa en mejor medida el riesgo de precio del mercado. Para ello, se compara los precios medios de mercado con los costos marginales, encontrando que existen diferencias significativas en la conformación e información de cada uno. Por ejemplo, el PMM no entrega información de la cantidad de tiempo, volumen de negociación y zona geográfica donde fue establecido el contrato. En cambio, el costo marginal es resultado de una lista de mérito con granularidad horaria, zonal y despejado por un ente sin fines económicos como el CEN. Por esto, el costo marginal es una mejor representación del riesgo y rentabilidad al momento de valorar opciones, en consecuencia, se establece como el precio spot del activo subyacente para el mercado de energía chileno.

Finalmente, esta memoria reafirma los beneficios de comercialización de opciones de compra en el mercado de energía, esta alternativa de comercialización de energía puede generar un impacto positivo para los participantes del mercado de energía chileno. Por estos motivos, se recomienda explorar los mecanismos regulatorios que promuevan la comercialización de opciones en el mercado mayorista chileno.

6.3. TRABAJOS FUTUROS

A modo de complementar la línea de investigación de contratos de opciones en el mercado chileno, se sugieren las siguientes líneas de investigación:

- I. Determinar el método de modelado de volatilidad que permita capturar tendencias con una granularidad horaria en mercado mayorista chileno.
- II. Determinar el impacto de los contratos de opciones en la vida útil completa de un proyecto de generación renovable mediante un análisis económico.
- III. Valorar opciones de tipo exóticas en el mercado de energía chileno.
- IV. Estudiar modelos de proyección de precios y volatilidad con la finalidad de evaluar la estrategia de contratos de opciones de compra previo a la negociación.
- V. Valorar opciones en el mercado chileno de la energía con una tasa libre de riesgo y volatilidad no constantes.
- VI. Estudio de la relación volatilidad y precios de opciones, así como también de precio spot y precio de opciones.



7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Propuesta de diseño de un mercado mayorista de energía, servicios complementarios y capacidad basado en ofertas en Chile (Jun. 2024). En *Coordinador Eléctrico Nacional*. ECCO International. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/07/ECCO_CEN_ENERGY_MARKET_DESIGN_SPA_2024.pdf Último acceso marzo de 2025.
- [2] Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución. (Nov. 2020). En *Comisión Nacional de Energía* (ID 610-8-LE20). <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/05/Centro-Energi%CC%81a-Ana%CC%81lisis-para-el-disen%CC%83o-e-implementacio%CC%81n-del-comercializador-de-energi%CC%81a.pdf> Último acceso marzo de 2025.
- [3] M. B. McElroy, X. Chen and Y. Deng, “The missing money problem: Incorporation of increased resources from wind in a representative US power market”, in *Renewable Energy*, vol. 126, pp. 126-136, Oct. 2018, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.129>
- [4] G. I. Maniatis and N. T. Milonas, “The impact of wind and solar power generation on the level and volatility of wholesale electricity prices in Greece”, in *Energy Policy*, vol. 170, 113243, Nov. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113243>
- [5] O. U. Arrien, M. V. Andres and M. O. Cavada, “Risk analysis for an industrial company in the spanish electrical market”, in *DYNA*, vol. 90, no. 3, pp. 314-323, May. 2015, <https://doi.org/10.6036/7253>
- [6] N. Muñoz, “Valoración de una opción call con activo subyacente energía eléctrica para cobertura de riesgo en sistema eléctrico colombiano”, [Tesis de pregrado, Universidad de Los Andes, Colombia], Jun. 2017, <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/95ac4302-f352-4903-920d-59606fdf5ac3/content> Último acceso marzo de 2025.
- [7] Reporte Sector Energético (Dec. 2024). En *Comisión Nacional de Energía* (Vol. N°118). https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/12/RMensual_v202412.pdf Último acceso marzo de 2025.
- [8] Energía, S. I.-. C. N. (Nov. 2017). *Se concreta la Interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING con la presencia de la Presidenta de la República.-.* Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2017/11-noviembre-2017/se-concreta-la-interconexion-de->

- [los-sistemas-electricos-sic-y-sing-con-la-presencia-de-la-presidenta-de-la-republica/](#) Último acceso marzo de 2025.
- [9] R. Huisman, D. Koolen and C. Stet, “Pricing forward contracts in power markets with variable renewable energy sources”, in *Renewable Energy*, vol. 180, pp. 1260-1265, Dec. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.086>
- [10] D. Birkeland, T. AlSkaif, S. Duivenvoorden, M. Meeng and J. M. Pennings, “Quantifying and modeling price volatility in the Dutch intraday electricity market”, in *Energy Reports*, vol. 12, pp. 3830-3842, Dec. 2024, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.09.031>
- [11] N. Entezari and J. A. Fuinhas, “Measuring wholesale electricity price risk from climate change: Evidence from Portugal”, in *Utilities Policy*, vol. 91, 101837, Dec. 2024, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2024.101837>
- [12] B. Liddle and H. Huntington, “How prices, income, and weather shape household electricity demand in high-income and middle-income countries”, in *Energy Economics*, vol. 95, 104995, Mar. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104995>
- [13] E. Lakić, T. Medved, J. Zupančič and A. F. Gubina, "The review of market power detection tools in organised electricity markets," *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Dresden, Germany, 2017, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/eem.2017.7982010>
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional (Mar. 2024). Informe monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico 2023. En *Coordinador Eléctrico Nacional*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/04/Informe-Monitoreo-2023.pdf> Último acceso marzo de 2025.
- [15] B. Zakeri, *et al.*, “The role of natural gas in setting electricity prices in Europe”, in *Energy Reports*, vol. 10, pp. 2778-2792, Nov. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.09.069>
- [16] X. Hu, J. Jaraitė and A. Kažukauskas, “The effects of wind power on electricity markets: A case study of the Swedish intraday market”, in *Energy Economics*, vol. 96, 105159, Apr. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105159>
- [17] P. Spodniak, K. Ollikka and S. Honkapuro, “The impact of wind power and electricity demand on the relevance of different short-term electricity markets: The Nordic case”, in *Applied Energy*, vol. 283, 116063, Feb. 2021, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116063>
- [18] C. Huneus, “Argentina y Chile: El conflicto del gas, factores de política interna Argentina”, *Revista del Instituto de Estudios Internacionales de la Universidad de Chile*, vol. 40, no. 158, pp. 179-212, Jan. 2007,

- <https://revistaei.uchile.cl/index.php/REI/article/download/14131/14435> Último acceso marzo de 2025.
- [19] K. Tanaka, K. Matsumoto, A. R. Keeley and S. Managi, “The impact of weather changes on the supply and demand of electric power and wholesale prices of electricity in Germany”, in *Sustainability Science*, vol. 17, no.5, pp. 1813-1825, Aug. 2022, <https://doi.org/10.1007/s11625-022-01219-7>
- [20] S. Mosquera-López, J. M. Uribe and O. Joaqui-Barandica, “Weather conditions, climate change, and the price of electricity”, in *Energy Economics*, vol. 137, 107789, Sep. 2024, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107789>
- [21] M. Shimomura, A. R. Keeley, K. Matsumoto, K. Tanaka and S. Managi, “Beyond the merit order effect: Impact of the rapid expansion of renewable energy on electricity market price”, in *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, vol. 189, 114037, Jan. 2023, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114037>
- [22] S. Kolb, M. Dillig, T. Plankenbühler and J. Karl, “The impact of renewables on electricity prices in Germany - An update for the years 2014–2018”, in *Renewable And Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, 110307, Dec. 2020, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110307>
- [23] G. Strbac *et al.*, "Decarbonization of Electricity Systems in Europe: Market Design Challenges," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 1, pp. 53-63, Jan.-Feb. 2021, <https://doi.org/10.1109/mpe.2020.3033397>
- [24] J. Tao, Y. Xiang, R. Li, S. Chen, H. Qu and J. Liu, "Optimal Decarbonized Power System Planning with Capacity Remuneration Mechanisms," *2023 Panda Forum on Power and Energy (PandaFPE)*, Chengdu, China, 2023, pp. 611-615, <https://doi.org/10.1109/pandafpe57779.2023.10141343>
- [25] J. C. Hull, (2002). *Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones* (4ª edición). PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- [26] Santander, B. (s. f.). *¿Qué son los derivados financieros y qué tipos existen?* Banco Santander. <https://www.bancosantander.es/glosario/derivados-financieros> Último acceso marzo de 2025.
- [27] I. Schlecht, C. Maurer and L. Hirth, “Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them”, in *Energy Policy*, vol. 186, 113981, Mar. 2024, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113981>

- [28] A. Brigatto and B. Fanzeres, "A soft robust methodology to devise hedging strategies in renewable energy trading based on electricity options", in *Electric Power Systems Research*, vol. 207, 107852, Jun. 2022, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107852>
- [29] H. R. Sheybani and M. O. Buygi, "Equilibrium-Based Black-Scholes Option Pricing in Electricity Markets," in *IEEE Systems Journal*, vol. 16, no. 4, pp. 5413-5423, Dec. 2022, <https://doi.org/10.1109/jsyst.2021.3131938>
- [30] J. Nikkinen and T. Rothovius, "Market specific seasonal trading behavior in NASDAQ OMX electricity options", in *Journal Of Commodity Markets*, vol. 13, pp. 16-29, Mar. 2019, <https://doi.org/10.1016/j.jcomm.2018.05.002>
- [31] Z. Hui, C. Kai and Z. Ziting, "Comparative analysis of Asian and European options based on Monte Carlo simulation," *2021 International Conference on Computer, Blockchain and Financial Development (CBFD)*, Nanjing, China, 2021, pp. 356-361, <https://doi.org/10.1109/cbfd52659.2021.00079>
- [32] J.Z. Zhao, (2006). Arithmetic Average Price Asian Option Pricing with Monte Carlo Simulation. Retrieved from <https://www.ixueshu.com/document/dcbe02a0d190bb3fd4a71baee1e46a9f318947a18e7f9386.html> Último acceso marzo de 2025.
- [33] S. Juneja, "Monte Carlo methods in finance: An introductory tutorial," *Proceedings of the 2010 Winter Simulation Conference*, Baltimore, MD, USA, 2010, pp. 95-103, <https://doi.org/10.1109/wsc.2010.5679169>
- [34] H. Dong, W. Gu and Y. Xiong, "Evaluation of GBM model performance with barrier options, Asian options and European options based on Tesla," *2021 2nd International Conference on Big Data Economy and Information Management (BDEIM)*, Sanya, China, 2021, pp. 59-62, <https://doi.org/10.1109/bdeim55082.2021.00019>
- [35] G. Rigatos, "A Kalman filtering approach to the detection of option mispricing in electric power markets," *2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, Orlando, FL, USA, 2014, pp. 1-6, <https://doi.org/10.1109/CIASG.2014.7011554>
- [36] R. Elias, M. Wahab and L. Fang, "The spark spread and clean spark spread option based valuation of a power plant with multiple turbines", in *Energy Economics*, vol. 59, pp. 314-327, Sep. 2016, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.08.003>

- [37] J. A. D. Contreras, G. I. M. Villalba and E. L. González, “Hedging strategy with products for the Colombian energy market”, in *Estudios Gerenciales*, vol. 30, no. 130, pp. 55-64, Jan.-Mar. 2014, <https://doi.org/10.1016/j.estger.2014.02.008>
- [38] A. Ciarreta, M. Lagullón and A. Zarraga, “Modelación de los precios en el mercado eléctrico español”, in *Facultad de Ciencias Económicas - Universidad Nacional de Colombia*, vol. 30, no. 54, 2011, pp. 227-250, <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/36435> Último acceso marzo de 2025.
- [39] J. D. Ortiz and M. E. Correal, (2014). “*Modelos de volatilidad para los precios de energía en Colombia*”, [Tesis, Universidad de los Andes, Colombia]. <https://repositorio.uniandes.edu.co/server/api/core/bitstreams/eee3ede9-e802-41b4-aefd-df13906648b0/content> Último acceso marzo de 2025.
- [40] S. Carrero and L. Vergel, (2010). “*Volatilidad intradía en los precios de la energía eléctrica en el mercado colombiano*”, [Tesis, Universidad Autónoma de Bucaramanga, Bucaramanga]. https://redcol.minciencias.gov.co/Record/UNAB2_8a16ce8ff3ec6b8fdc27712c4dcd7f92 Último acceso marzo de 2025.
- [41] J. Bégin, F. Gómez, K. Ignatieva and H. Li, “The stochastic behavior of electricity prices under scrutiny: Evidence from spot and futures markets”, in *Energy Economics*, vol. 144, 108296, Apr. 2025, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2025.108296>
- [42] Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. (2021), en *Ministerio de Energía. GIZ y Ministerio de Energía*. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2022/01/Las-ERNC-en-el-mercado-electrico-chileno-2021.pdf> Último acceso marzo de 2025.
- [43] Coordinador Eléctrico Nacional. (s. f.). *Definiciones y obtención de datos*. <https://www.coordinador.cl/> Último acceso marzo de 2025.
- [44] Comisión Nacional de Energía. (s. f.). *Definiciones y obtención de datos*. <https://www.cne.cl/> Último acceso marzo de 2025.
- [45] Impacto Económico y Social de Interconexión SIC-SING. (2013), en *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Impacto-Econ%C3%B3mico-y-Social-de-Interconexi%C3%B3n-SIC-SING.pdf> Último acceso marzo de 2025.
- [46] Eléctricas: caída de segunda empresa renovable hace temer más insolvencias en sector eléctrico. (2022), *La Tercera*. <https://www.latercera.com/pulso/noticia/electricas-caida-de->

- [segunda-empresa-renovable-hace-temer-mas-insolvencias-en-sector-electrico/6TU525MOQJFFVJK3NH5VZRXC4/](#) Último acceso marzo de 2025.
- [47] R. E. Caflisch and S. Chaudhary, "Monte Carlo methods for American options," *Proceedings of the 2004 Winter Simulation Conference, 2004.*, Washington, DC, USA, 2004, pp. 1656-1660 vol.2, <https://doi.org/10.1109/wsc.2004.1371513>
- [48] Banco Central de Chile. (2024), *Tasas de interés mercado secundario, bonos, en pesos (porcentaje)*.
https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TASA_INTERES/MN_TASA_INTERES_09/TMS_15/T311 Último acceso marzo de 2025.
- [49] Servicio de Impuestos Internos. (s. f.). *Definiciones y obtención de datos*. <https://homer.sii.cl/> Último acceso marzo de 2025.
- [50] Ministerio de Energía (2024). Reporte de Mercados - Febrero 2024, en *Ministerio de Energía*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/externo_rme_febrero_2024.pdf Último acceso marzo de 2025.
- [51] L. Martinez, (2024). *Revisión de las Teorías de Eficiencia del Mercado*, [Tesis, Universidad Rey Juan Carlos]. <https://hdl.handle.net/10115/36540> Último acceso marzo de 2025.
- [52] F. Sousa, F. Lopes and J. Santana, "Multi-agent Electricity Markets: A Case Study on Contracts for Difference," *2015 26th International Workshop on Database and Expert Systems Applications (DEXA)*, Valencia, Spain, 2015, pp. 86-90, <https://doi.org/10.1109/DEXA.2015.35>

ANEXO A. Volatilidad por Bloque

La volatilidad de los bloques horarios 1-2-3-4-5 de las Barras Crucero y Quillota se encuentran en las Tablas A.1 – A.5.

Tabla A.1 Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 1

Barra	Datos	Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 1 [%]					
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Quillota	1	29,66	31,06	49,08	44,99	39,32	38,13
Quillota	2		28,31	39,59	41,39	39,01	38,34
Quillota	3			34,63	36,44	41,31	36,54
Quillota	4				33,06	38,92	38,15
Quillota	5					36,09	36,79
Quillota	6						34,80
Crucero	1	23,65	29,59	49,67	46,10	42,50	31,38
Crucero	2		24,26	40,62	42,16	42,01	41,40
Crucero	3			29,62	37,53	43,54	38,85
Crucero	4				33,85	41,10	40,03
Crucero	5					37,94	38,71
Crucero	6						36,48

Tabla A.2 Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 2

Barra	Datos	Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 2 [%]					
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Quillota	1	28,02	35,05	46,24	47,57	31,48	39,91
Quillota	2		26,74	37,10	43,47	33,86	33,41
Quillota	3			33,71	38,17	37,18	32,49
Quillota	4				34,57	35,18	34,86
Quillota	5					32,67	33,80
Quillota	6						32,02
Crucero	1	29,38	32,94	52,85	26,11	40,53	33,37
Crucero	2		27,86	42,85	24,85	35,29	36,65
Crucero	3			32,77	21,88	36,06	30,88
Crucero	4				19,59	34,10	32,34
Crucero	5					31,40	31,38
Crucero	6						29,51

Tabla A.3 Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 3

Barra	Datos	Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 3 [%]					
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Quillota	1	24,80	27,80	40,09	33,66	42,83	38,15
Quillota	2		25,25	24,73	31,12	25,93	39,41
Quillota	3			30,00	27,00	32,89	35,49
Quillota	4				24,93	29,51	32,84
Quillota	5					27,02	30,02
Quillota	6						27,92
Crucero	1	17,40	24,02	36,65	20,77	43,23	33,90
Crucero	2		20,65	29,85	18,25	29,05	38,44
Crucero	3			25,49	15,65	25,91	28,14
Crucero	4				13,84	23,07	25,66
Crucero	5					20,83	23,34
Crucero	6						21,46

Tabla A.4 Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 4

Barra	Datos	Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 4 [%]					
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Quillota	1	19,71	21,84	22,15	27,10	35,45	31,28
Quillota	2		21,08	19,76	21,85	28,55	30,30
Quillota	3			21,85	19,19	24,41	27,01
Quillota	4				18,34	21,60	23,99
Quillota	5					19,82	21,77
Quillota	6						20,34
Crucero	1	11,59	14,64	20,34	23,72	30,52	26,33
Crucero	2		12,06	17,42	18,86	24,48	25,54
Crucero	3			13,90	16,06	20,64	22,95
Crucero	4				14,48	18,08	20,26
Crucero	5					16,37	18,26
Crucero	6						16,85

Tabla A.5 Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 5

Barra	Datos	Volatilidad Horaria Anualizada Bloque 5 [%]					
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Quillota	1	29,46	37,83	55,85	42,12	44,70	33,89
Quillota	2		31,14	46,75	42,81	42,35	42,22
Quillota	3			36,59	38,74	43,76	39,33
Quillota	4				34,34	41,62	40,25
Quillota	5					38,50	39,12
Quillota	6						36,90
Crucero	1	31,32	36,98	54,21	38,31	53,34	32,53
Crucero	2		29,60	44,60	38,97	42,27	41,43
Crucero	3			33,07	35,66	43,18	38,33
Crucero	4				32,52	41,16	39,01
Crucero	5					38,37	38,05
Crucero	6						36,19



ANEXO B. Resultados Barra Crucero

B.1. Valor promedio de opción de compra

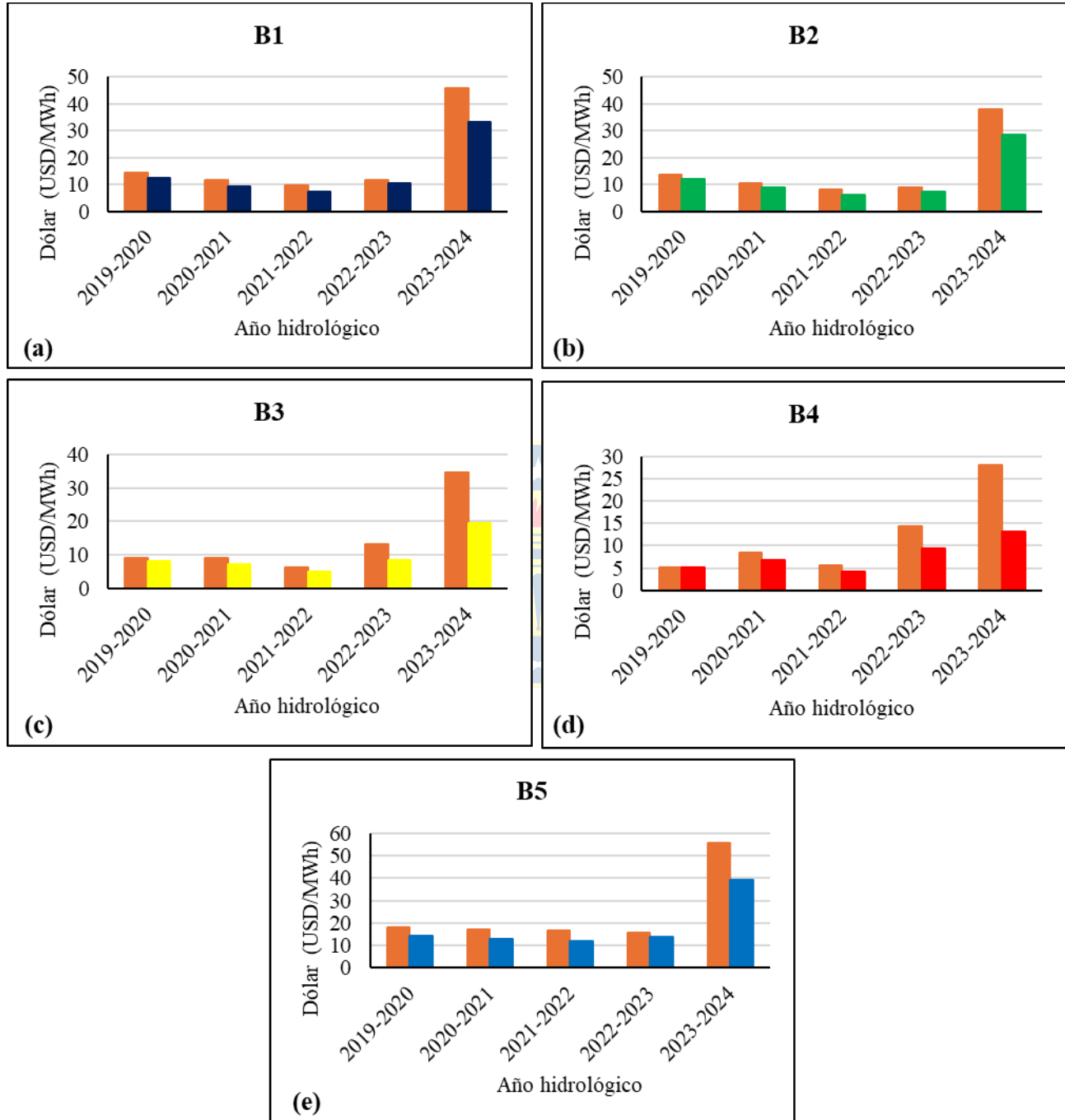


Fig B.1 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción de Barra Crucero, escenario ESA

(a) Bloque horario 1; (b) Bloque horario 2; (c) Bloque horario 3; (d) Bloque horario 4; (e) Bloque horario 5.

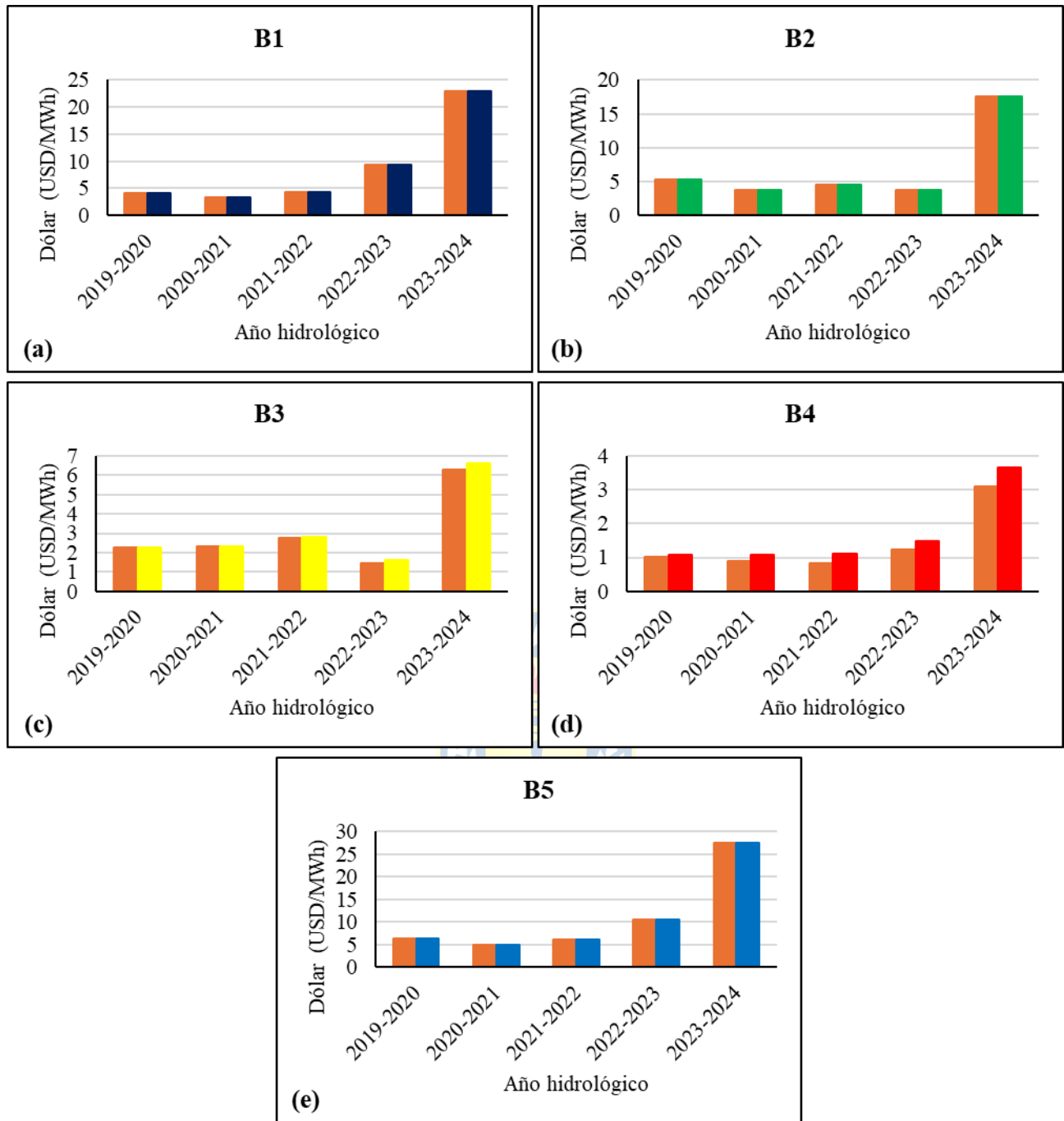


Fig B.2 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción de Barra Crucero, escenario alcista

(a) Bloque horario 1; (b) Bloque horario 2; (c) Bloque horario 3; (d) Bloque horario 4; (e) Bloque horario 5.

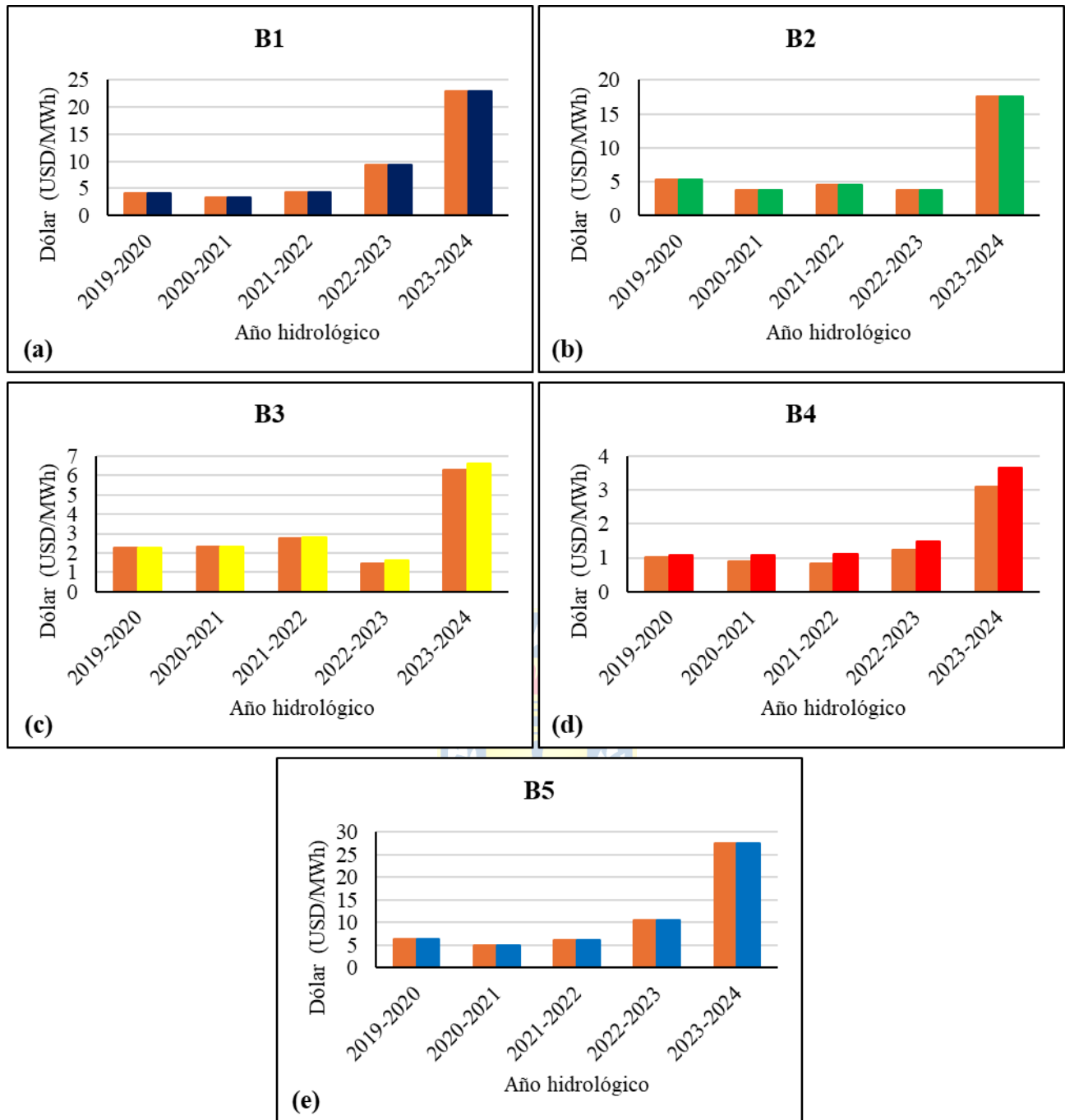


Fig B.3 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción ajustada de Barra Crucero, escenario bajista

(a) Bloque horario 1; (b) Bloque horario 2; (c) Bloque horario 3; (d) Bloque horario 4; (e) Bloque horario 5.

B.2. Precio de contrato de opción de compra

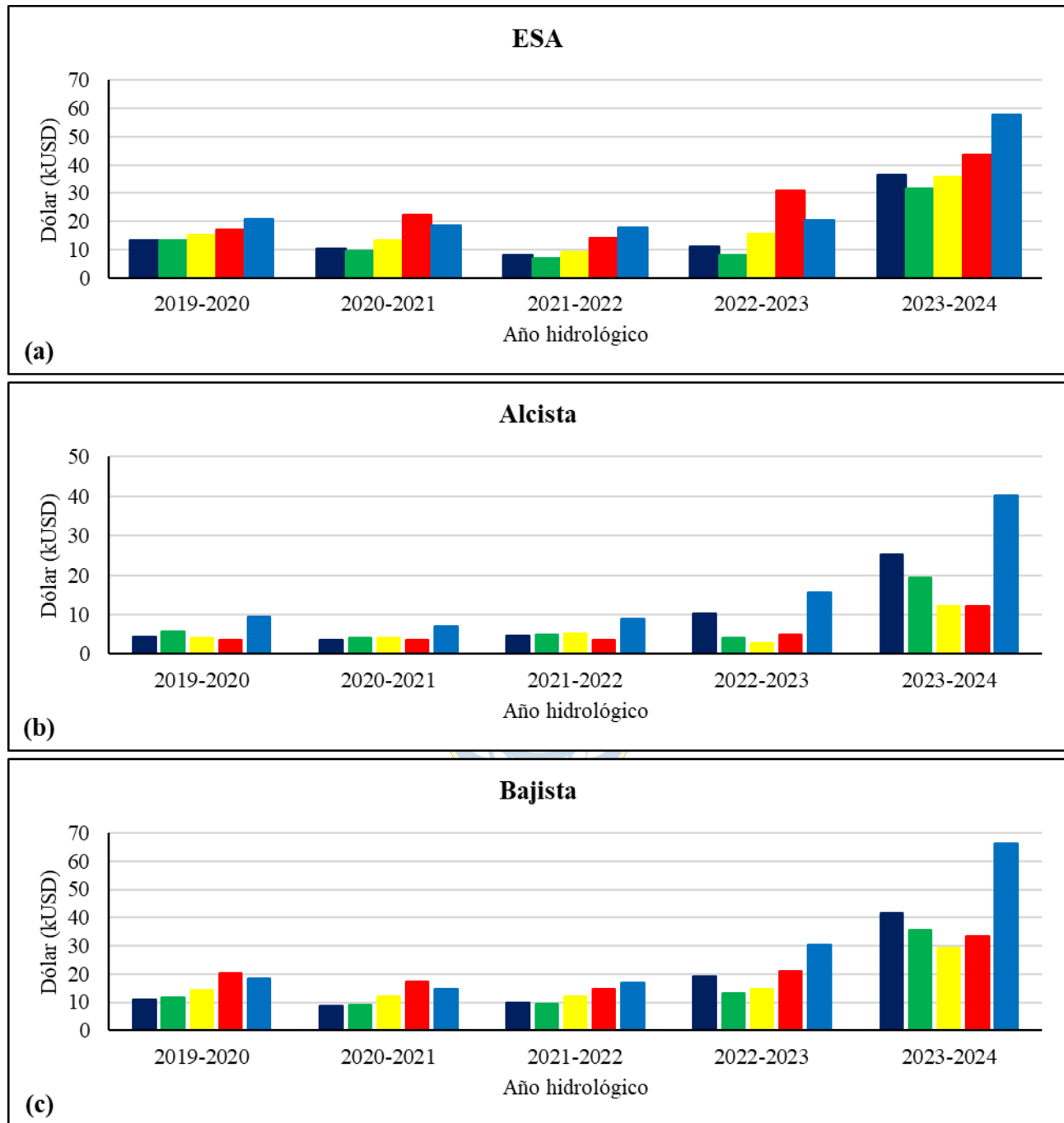


Fig B.4 Precio anual por contrato de opción de compra Barra Crucero

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

B.3. Opciones de compra versus mercado spot

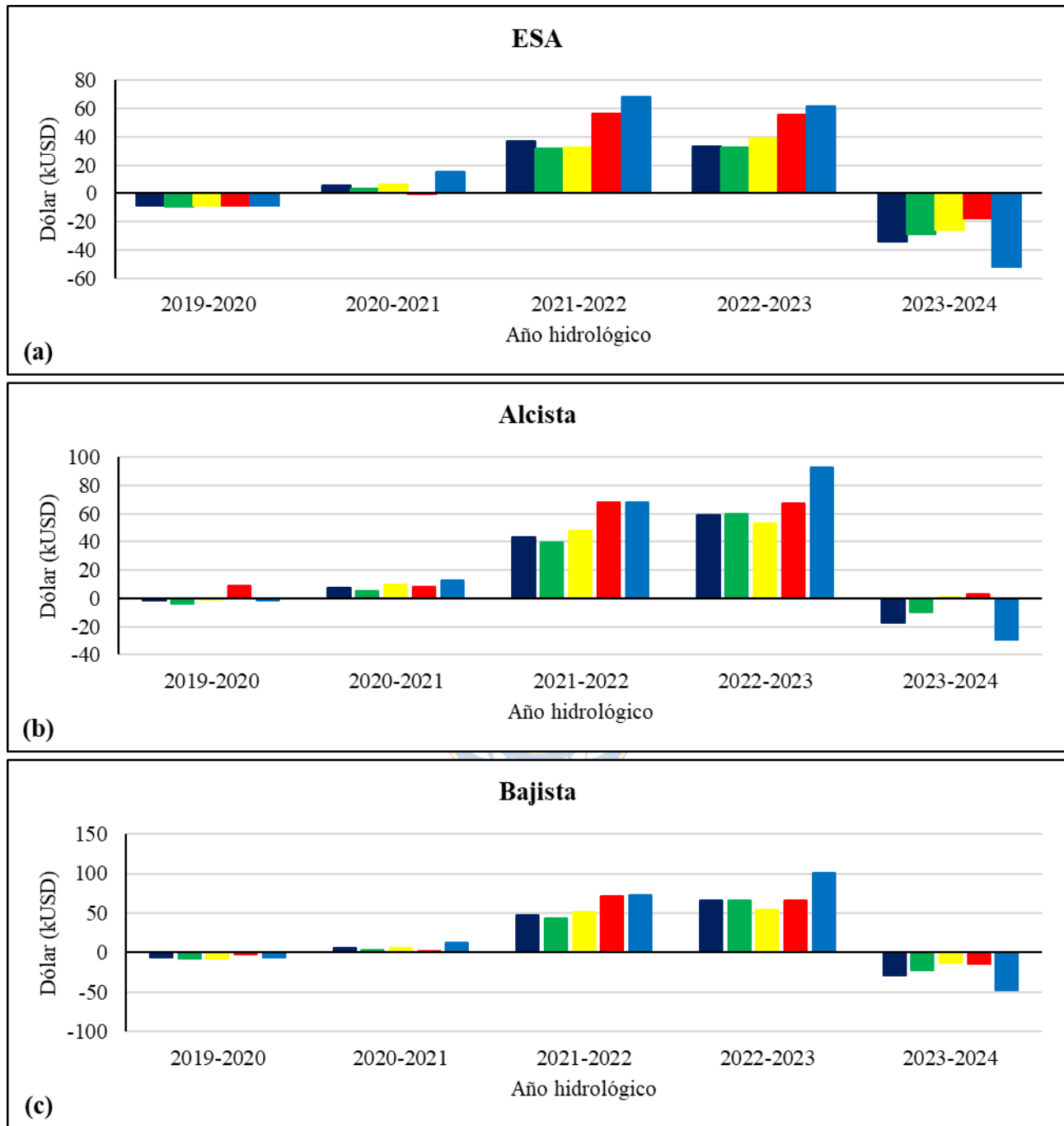


Fig B.5 Opciones versus mercado spot Barra Crucero

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

B.4. Opciones de compra versus mercado de contratos

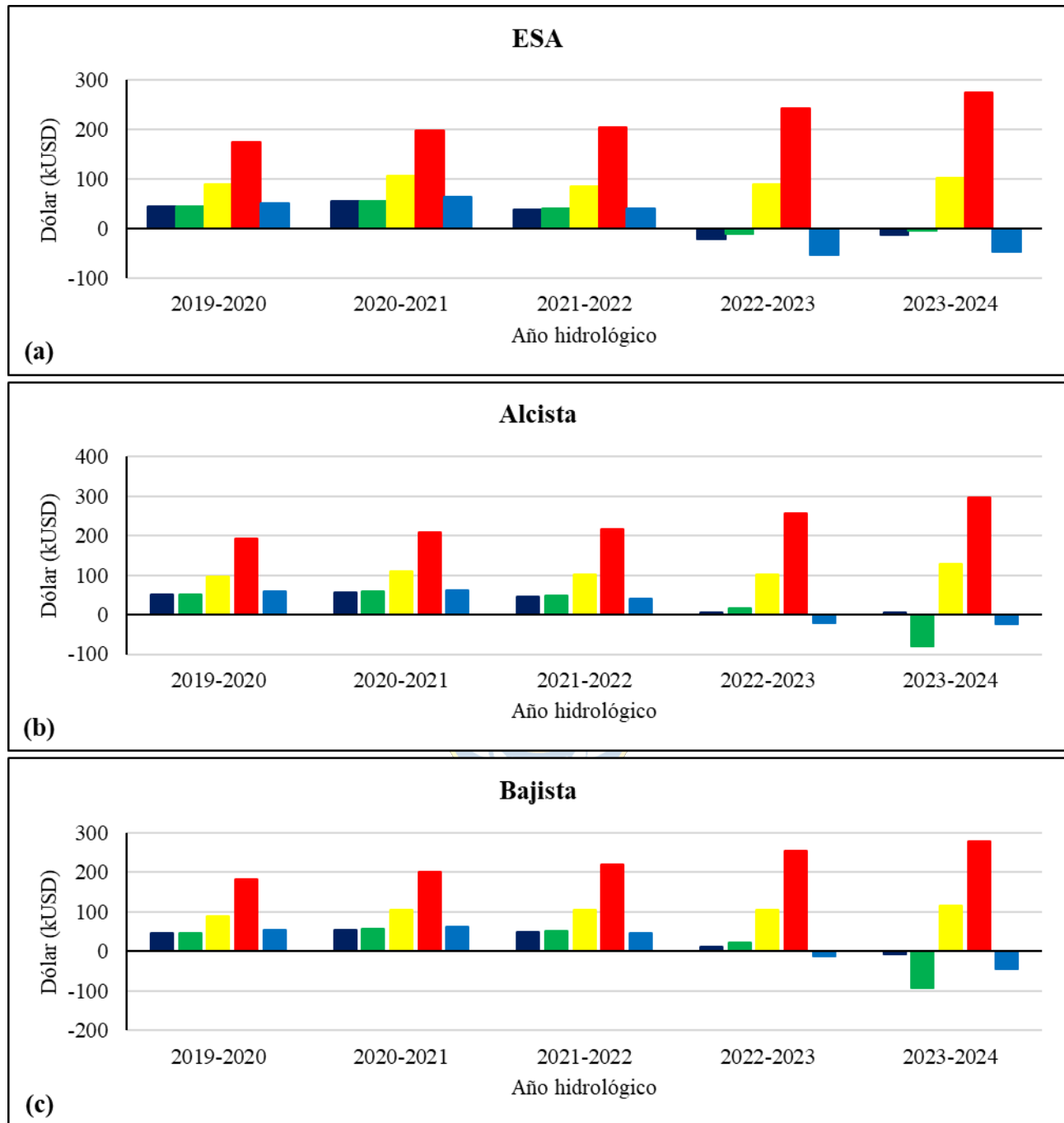


Fig B.6 Opciones versus mercado de contratos Barra Crucero

(a) Escenario ESA; (b) Escenario Alcista; (c) Escenario Bajista.

ANEXO C. Valor promedio prima de opción

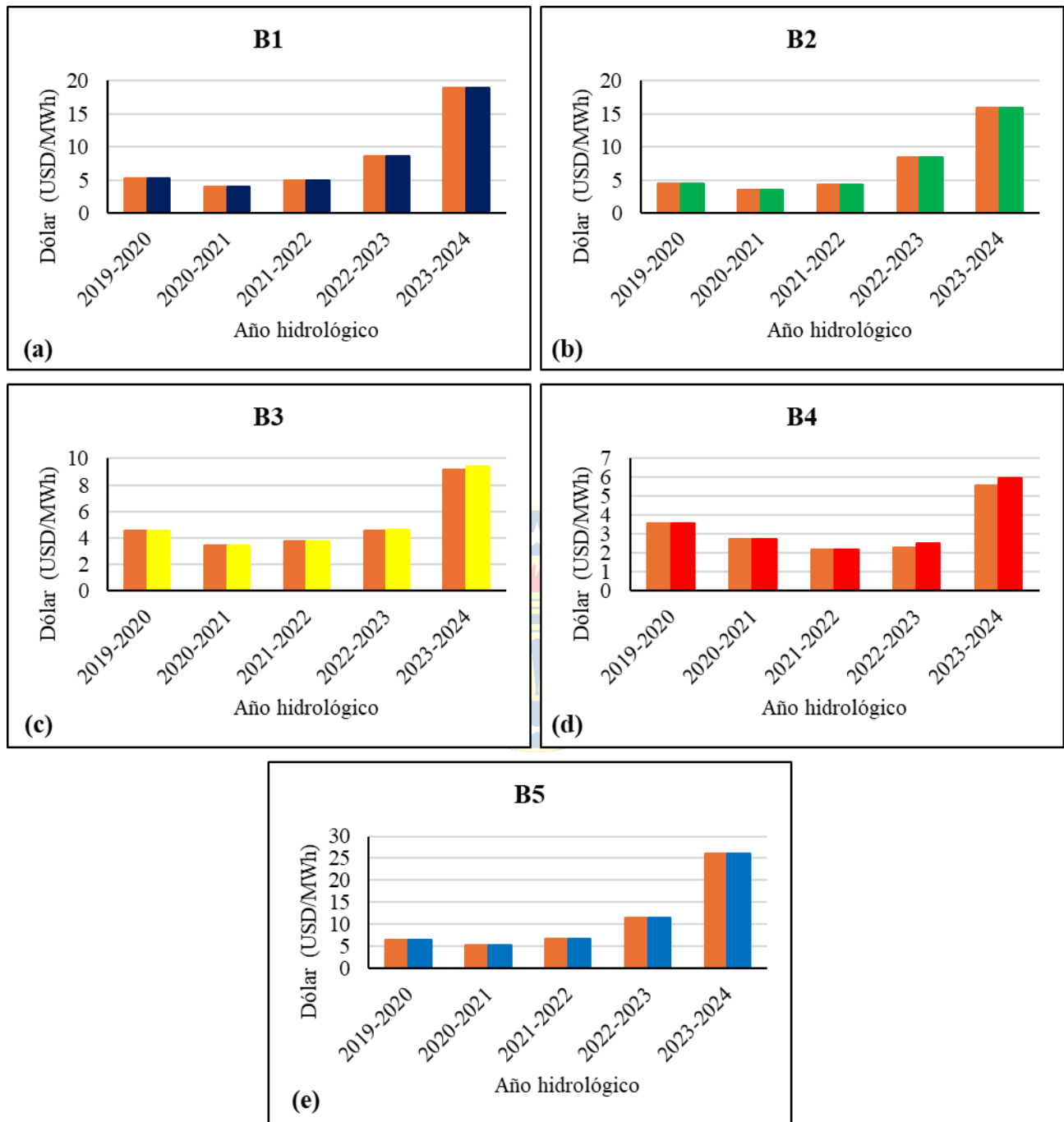


Fig C.1 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción de Barra Quillota, escenario alcista

(a) Bloque horario 1; (b) Bloque horario 2; (c) Bloque horario 3; (d) Bloque horario 4; (e) Bloque horario 5.

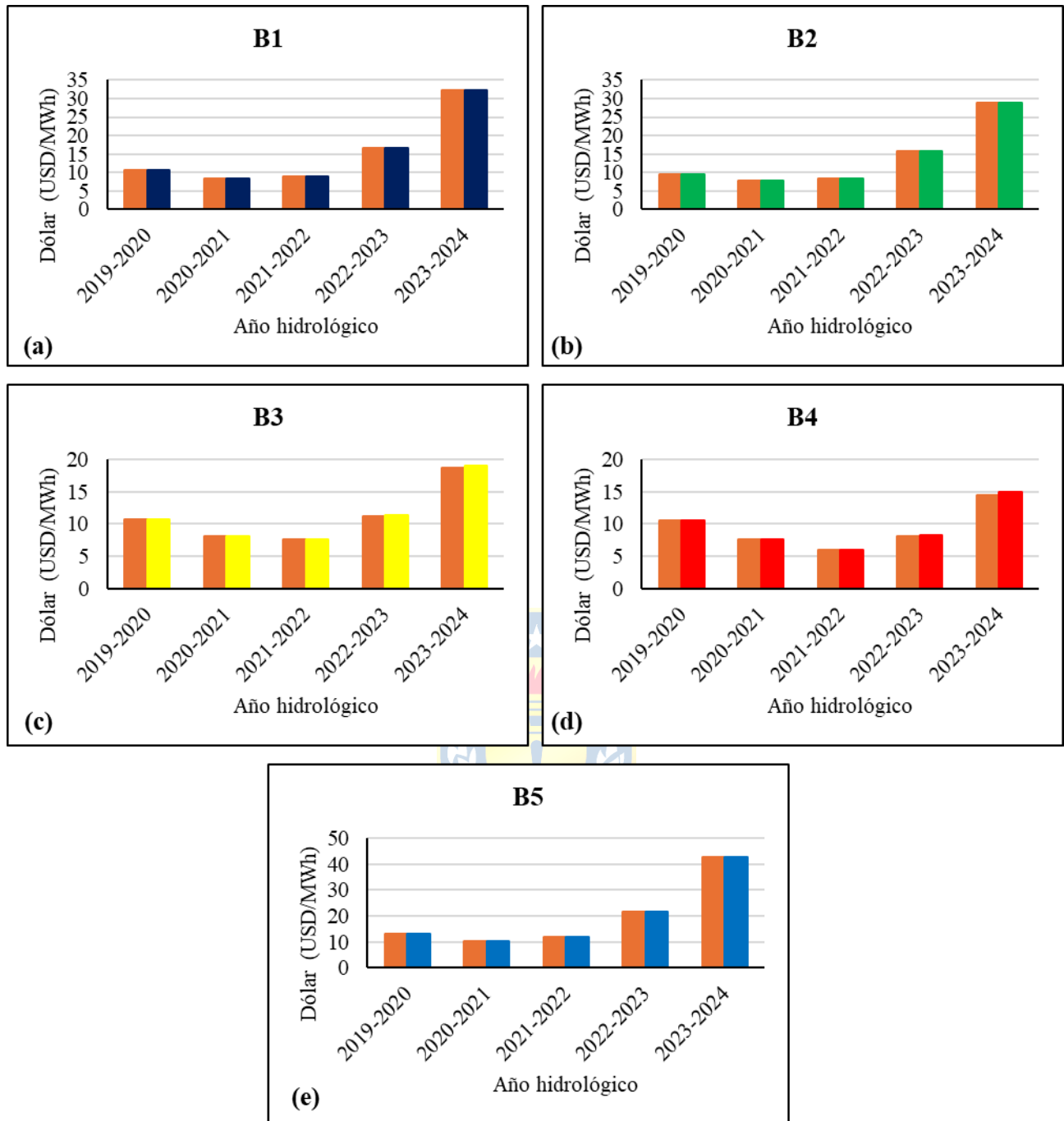


Fig C.2 Valor promedio de prima teórica de opción y valor promedio de prima modelo de opción de Barra Quillota, escenario bajista

(a) Bloque horario 1; (b) Bloque horario 2; (c) Bloque horario 3; (d) Bloque horario 4; (e) Bloque horario 5.