



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

APLICACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS EN EL SECTOR ELÈCTRICO

JOSÉ LUIS ARRIAGADA CARRAZANA

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK V. D. W.

Santiago de Chile, 2001



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

APLICACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS EN EL SECTOR ELÈCTRICO

JOSÉ LUIS ARRIAGADA CARRAZANA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V. D. W.

DAVID WATTS C.

RODRIGO PALMA B.

LUIS CONTESSE B.

Para completar las exigencias del grado
de Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, 2001

A mis Padres, que han orientado sus
vidas a dar siempre lo mejor a sus
hijos

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer en primer lugar a mi familia por apoyarme en todo momento durante la elaboración de esta tesis, especialmente durante el periodo que pasé en España.

Mis más sinceros agradecimientos al profesor Hugh Rudnick, por poner a mi disposición todas las facilidades para desarrollar mi tesis, y muy en especial por ser un gran profesor y mejor persona. Muchas gracias a mis amigos, en especial a Ángel Abusleme, por el apoyo brindado cuando parecía que la tesis no iba a ninguna parte. También quisiera agradecer el apoyo y los comentarios de Juan Zolezzi y Verónica Cortés, con quienes compartí excelentes momentos durante el período que trabajé en la Universidad. Mis sinceros agradecimientos a Don Errol, Betty, Elena y la Sra. Virginia del departamento de Ingeniería Eléctrica por su amabilidad y buena disposición.

Agradezco al proyecto Alfa de la Comunidad Europea por permitirme continuar mi investigación en Valencia, España; a toda la gente del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica de Valencia, y muy especialmente al profesor Carlos Álvarez Bel por su excelente disposición, no sólo en lo que respecta en colaborar con mi investigación, sino también en ayudarme a mi llegada a Valencia. Mis agradecimientos para toda la gente de la Residencia Facultades quienes me acogieron de manera excelente y con los cuales viví momentos inolvidables; quisiera destacar de manera muy especial a Amparo, Borja, Pilar, Sergio, Erika, Yukichi, Alicia y Mercedes.

Mis agradecimientos para Gener en la persona de Juan Carlos Olmedo y muy especialmente de Rodrigo Quinteros; no sólo por el apoyo económico sino también por los comentarios y revisiones a la tesis. Muchas gracias también a María Luisa Rajevic y Cristian Alvarez por colaborar en el desarrollo de la tesis.

Finalmente quisiera agradecer a todos quienes ayudaron de alguna manera a la realización de esta tesis y que no pudieron ser incluidos por motivos de espacio.

INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
INDICE DE TABLAS.....	8
INDICE DE FIGURAS	9
RESUMEN	11
ABSTRACT.....	12
I CONCEPTOS INTRODUCTORIOS	13
1.1 Modelos de Operador de un Mercado Mayorista de Electricidad	14
1.1.1 Modelo bilateral (Modelo ISO-PX)	14
1.1.2 Modelo Poolco.....	15
1.2 Contratos en el Sector Eléctrico	16
1.2.1 Funciones de los contratos.....	16
1.2.2 Clasificación de contratos.....	17
1.3 Instrumentos Derivados.....	18
1.4 Organización de la Tesis y Contribuciones	20
II FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE GESTIÓN DEL RIESGO.....	22
2.1 Riesgo e Incertidumbre.....	22
2.1.1 Desviación estándar como una medida de riesgo.....	22
2.1.2 Grados de aversión al riesgo y curvas de utilidad	23
2.2 Riesgo de Mercado y Portfolio de Contratos de una Empresa Eléctrica..	24
2.2.1 Riesgos en el negocio de generación eléctrica	24
2.2.2 Contratos en el sector eléctrico y riesgo de mercado.....	26
2.3 Teoría de Portfolio, Diversificación del Riesgo y Cobertura.....	28
2.3.1 Correlación entre retornos de contratos	28
2.3.2 Prima por riesgo y CAPM.	31

2.4	Diversificación y Gestión del Riesgo	33
2.4.1	Gestión del riesgo y contratos forwards y futuros.	35
2.5	Creación de Valor de la Empresa y Gestión del Riesgo	38
2.5.1	Costos de quiebra y de dificultades financieras	38
2.5.2	Impuestos y gestión del riesgo	40
2.5.3	Gestión del riesgo y estructura óptima de capital.	40
2.5.4	Inversionistas no Diversificados.....	41
2.6	Herramientas de Cuantificación de Riesgo	42
2.6.1	Cálculo de VAR	44
2.6.2	VAR aplicado en sector eléctrico.....	46
2.6.3	Cash Flow at Risk (CfaR).....	47
III	FORWARDS Y FUTUROS	50
3.1	Forwards.....	50
3.2	Contrato a Futuro.....	51
3.2.1	Diferencias entre Forwards y Futuros	51
3.2.2	Funciones económicas de un mercado de futuros	55
3.2.3	Riesgos de utilizar contratos futuros para realizar coberturas	57
3.3	Efectividad de Contratos Forwards/futuros en eliminación del riesgo	58
3.3.1	Contratos forwards/futuros y riesgo de precio	58
3.3.2	Contratos forwards/futuros y riesgo de volumen.....	60
3.4	Aplicación de Contratos Forwards en Transacciones Comerciales.....	62
3.4.1	Utilización de forwards en el sector eléctrico	63
IV	OPCIONES.....	66
4.1	Tipos de Opciones.....	66
4.1.1	Opción call.....	66
4.1.2	Opción put	67
4.1.3	Opciones europeas y americanas.....	68
4.2	Opciones Construidas a Partir de otras Opciones	68
4.2.1	Réplica de los contratos mediante combinación de opciones	69
4.3	Opciones y Estrategias de Cobertura.....	72
4.4	Opciones reales	73
4.4.1	Proyectos de inversión y opciones reales.....	73

4.4.2	Aplicación de teoría de opciones en la valoración de activos	74
4.5	Valor de una opción	75
4.5.1	Límites superior e inferior en el valor de una opción	75
4.5.2	Factores que condicionan el valor de una opción.....	76
4.5.2	Paridad Put Call	77
V	VALORIZACIÓN DE DERIVADOS CON ELECTRICIDAD COMO ACTIVO SUBYACENTE.....	79
5.1	Procesos Estocásticos.....	79
5.1.1	Procesos brownianos	80
5.1.2	Modelo con reversión a la media	81
5.1.3	Modelos Jump.....	82
5.1.4	Modelos que incorporan dos procesos estocásticos.....	83
5.2	Valorización de instrumentos derivados.....	84
5.3	Valoración de una opción call.....	86
VI	ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	93
6.1	Modelo Chileno de Organización del Mercado Mayorista	93
6.1.1	Funciones Básicas de un CDEC.....	93
6.1.2	Integrantes de un CDEC.....	94
6.1.3	Características del mercado mayorista operado por el CDEC.....	94
6.2	Operación Comercial en el Mercado Eléctrico Chileno.....	95
6.2.1	Transacciones Comerciales en el Mercado eléctrico Chileno	95
6.2.2	Política comercial de los distintos agentes del mercado eléctrico ..	97
6.3	Limitaciones para Utilizar Derivados en el Mercado Eléctrico Chileno ...	98
6.3.1	Acceso restringido al mercadomayorista para clientes	98
6.3.2	Estructura de contratos entre clientes libres y generadores	99
6.3.3	Ausencia de la figura del comercializador en el mercado	101
6.3.4	Relevancia de los clientes regulados en el SIC	102
VII	MODIFICACIONES PARA USAR DERIVADOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	103
7.1	Debilidades del Actual Mercado de Contratos.....	103
7.2	Modificaciones Necesarias para Alcanzar Mayor Nivel de Eficiencia....	104

7.2.1	Modificaciones para desarrollar un mercado spot abierto	105
7.2.2	Consecuencias de las modificaciones a la estructura del mercado	109
7.3	El Nuevo Mercado Spot y la Introducción de Instrumentos Derivados.	111
VIII	APLICACIÓN DE INSTRUMENTOS DERIVADOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.....	113
8.1	Utilización de derivados entre generadores y clientes libres.....	113
8.1.1	Motivaciones de generadores para dar acceso al mercado spot...	114
8.2	Utilización de instrumentos derivados entre generadores.....	116
8.2.1	Contratos forwards entre generadores	117
8.2.2	Opción entre generadores	119
8.3	Simulación de Estrategias de Cobertura de Generadores en el SIC.....	120
8.3.1	Simulación de ganancias de un generador térmico.....	121
8.3.2	Simulación de ganancias de un generador hidroeléctrico	126
IX	CONCLUSIONES	133
9.1	Contribuciones de la Tesis	134
9.2	Trabajo a Futuro	136
	BIBLIOGRAFIA.....	137
	A N E X O S	140
	Anexo A : creación de contrato de servicio interrumpible.....	141

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1: Factores que inciden en una alta volatilidad en los precios de la electricidad.	25
Tabla 2.2: Descripción de portfolios construidos a partir de 2 tipos de contratos.	29
Tabla 2.3: Varianza del portfolio para distintas correlaciones de los contratos.	29
Tabla 4.1: Tipo de contratos establecidos entre generadores y clientes.	70
Tabla 4.2: Descomposición de contratos de suministro en combinaciones de instrumentos derivados.	72
Tabla 5.1: Reducción de la volatilidad de precios spot producto de desestacionalizar	88
Tabla 5.2: Comparación de distribuciones de probabilidad obtenidas con modelos estocásticos.	89
Tabla 5.3: Parámetros utilizados para valoración de opción call.	91
Tabla 8.1: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (sin cobertura)	122
Tabla 8.2: Costos fijos de generador de ciclo combinado.	123
Tabla 8.3: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (con cobertura)	125
Tabla 8.4: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (sin cobertura)	127
Tabla 8.5: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (con cobertura)	131

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1: Frontera eficiente de portfolios contruidos con contratos A y B	30
Figura 2.2: Frontera eficiente construida con portfolio de mercado y activo libre de riesgo.....	32
Figura 2.3: Ingresos de empresa considerando costos de quiebra.....	39
Figura 2.4: Estructura de capital optima para una firma sin y con cobertura.....	41
Figura 2.5: Value at Risk para una empresa con distribución normal de ganancias	44
Figura 2.6: Cash flow at Risk al 5%	48
Figura 3.1: Ganancia de comprador y vendedor de un forward.....	51
Figura 3.2: Riesgo de precio que enfrenta un generador	59
Figura 3.3: Cobertura de riesgo de precio con contrato forward.....	60
Figura 3.4: Cobertura de volumen de precio con contrato forward	61
Figura 3.5: Transacciones con contratos forward.	64
Figura 4.1: Función de ganancia de una opción call.....	66
Figura 4.2: Función de ganancia de una opción put	67
Figura 4.3: Valor de opción call y put en función del precio spot.....	77
Figura 5.1: Histograma de precios spot semanales obtenido mediante simulación de Montecarlo	92
Figura 7.1: Flujos monetarios en el mercado spot actual.....	107
Figura 7.2: Flujos monetarios en mercado spot que otorga acceso a clientes	107

Figura 7.3: Flujos monetarios en mercado spot que otorga acceso a clientes y comercializadores	109
Figura 8.1: Funcionamiento del mercado spot con generadores operando como <i>brokers</i>	114
Figura 8.2: Función de ganancia de firma antes y después de realizar cobertura con forwards	119
Figura 8.3: Función de ganancia de firma antes y después de realizar cobertura con puts	120
Figura 8.4: Ganancias trimestrales de Nueva Renca (sin cobertura)	122
Figura 8.5: Estrategia de cobertura propuesta para central Nueva Renca	124
Figura 8.6: Ganancias trimestrales de Nueva Renca (con cobertura)	125
Figura 8.7: Histogramas de ganancia de Nueva Renca sin y con cobertura	126
Figura 8.8: Ganancias trimestrales de Rapel (sin cobertura)	127
Figura 8.9: Generación trimestral de Rapel en función del Costo Marginal	129
Figura 8.10: Estrategia de cobertura propuesta para central Rapel	130
Figura 8.11: Ganancias trimestrales de Rapel (con cobertura)	131
Figura 8.12: Histogramas de ganancias de Rapel sin y con cobertura	132
Figura A.1: Flujo de dinero y energía en un contrato callable forward.	142

RESUMEN

El objetivo principal de la tesis es estudiar la conveniencia y factibilidad para cada uno de los agentes que conforman el mercado eléctrico Chileno de utilizar instrumentos financieros derivados como parte de su política comercial. La consecución de este objetivo se haya condicionada a la elaboración de un análisis de los obstáculos presentes en el actual mercado de contratos que han impedido alcanzar un mayor nivel de eficiencia.

La metodología utilizada considera tres aspectos. En primer lugar, una recopilación bibliográfica orientada a identificar los riesgos asociados al negocio de generación eléctrica; cuáles de estos son susceptibles de ser controlados mediante técnicas de gestión del riesgo y estudiar las características inherentes de cada tipo de instrumentos derivados. En segundo lugar, la realización de un análisis crítico del actual esquema de organización del mercado eléctrico Chileno y la eficiencia del mercado de contratos. Por último, la elaboración de una simulación computacional que permita visualizar el impacto que traería la utilización de instrumentos derivados en las ganancias de las empresas generadoras.

La identificación de las fuentes de riesgo y la comprobación, mediante herramientas de simulación, de la alta volatilidad en las ganancias que éstas pueden producir, justifica el estudio de herramientas de cobertura que limiten el riesgo de mercado. La no linealidad en la función de ganancias de las empresas de generación hace que la utilización de opciones se a la alternativa natural para realizar coberturas. Los resultados de la simulación indican que es posible realizar una cobertura efectiva para generadores hidroeléctricos y térmicos. No obstante la eficacia mostrada por estos instrumentos en transferir el riesgo, el análisis realizado al mercado de contratos vigente concluye que la organización del mercado impide la utilización de contratos a nivel masivo. Las empresas de generación no poseen incentivo alguno para vender energía a precio spot, prefiriendo vender a través de contratos de suministro de mediano y largo plazo.

ABSTRACT

The main motivation of the thesis is to study the introduction of financial derivatives tools to the Chilean electric power market, and the advantages and feasibility to each agent of the market, as part of their commercial policy. To achieve this goal, an analysis of main obstacles in the contract market is required, that have hampered reaching higher levels of efficiency.

The methodology applied includes three stages. First, a bibliographic revision which seeks to identify the main risks faced by power generators companies and which of those risks can be hedged using risk management techniques, and to study inherent characteristics of the derivatives instruments. The second stage makes a critical analysis of the organization of the Chilean power market and the efficiency of the market contracts. Finally, a methodology is developed to simulate the impact in the earnings of a generation company when utilizing derivatives.

The identification of the main sources of risks and the verification, using simulation tools, of the high volatility of the generator earnings, justify the development of hedge tools who limit market risk exposition. The non-linearity in generator earnings function made options the natural choice for hedging. Simulation outputs show the feasibility to achieve an effective hedge for hydro and thermal generators. Despite the efficiency achieved in the transfer of risk when using derivatives, the analysis of the Chilean power market concludes that today's market contracts hamper the massive use of derivative instruments.

The contributions of the thesis centers on two elements. The first is to identify the motivations that would have a generator to use options in its risk management, based on the characteristics of the earning function of the generator. The second is the development of a methodology for a generator to achieve hedging of its earnings from a minimum earning level and knowing its earning function. Tools used (options, valuation methodologies and tools to quantify risk) are been utilized by other agents of the electrical market. The example demonstrates that it is feasible to use the proposed methodology, even in markets where options have not developed as tools, neither technical valuation tools, as is the case of Chile. Adapting the simulation programs of the existing system may do this.

I CONCEPTOS INTRODUCTORIOS

La nueva estructura de los sistemas eléctricos que se ha ido imponiendo gradualmente en el mundo entero se basa en la idea que la energía eléctrica es un producto que puede ser comercializado de forma independiente de la manera en que se realice el suministro físico de energía, lo cual posibilita la existencia de un mercado mayorista de energía en el que puedan participar empresas de generación, consumidores autorizados y diferentes categorías de empresas comercializadoras, ya sea actuando en nombre de consumidores sin capacidad de elección, o bien consumidores con dicha capacidad, o bien como puros intermediarios entre otros agentes [Pere98]. El objetivo final de esta reestructuración es alcanzar la eficiencia económica en la industria al permitir que el propio mercado sea el que realice la asignación de sus recursos mediante prácticas competitivas.

El objetivo principal de esta tesis es estudiar la conveniencia y factibilidad para cada uno de los agentes que conforman el mercado eléctrico Chileno de utilizar instrumentos financieros derivados como parte de su política comercial. La consecución de este objetivo se haya estrechamente relacionada con otro de los objetivos de la tesis que consiste en analizar los obstáculos presentes en el actual mercado eléctrico Chileno que han impedido alcanzar un mayor nivel de eficiencia, teniendo en cuenta que la utilización de instrumentos derivados a un nivel masivo en cualquier mercado ha sido la consecuencia final de un proceso que se inicia con la apertura del mercado para la mayor cantidad de potenciales participantes.

Otro de los objetivos de esta tesis es identificar los riesgos a los cuales se ven enfrentadas las empresas de generación y cuáles de éstos pueden ser cubiertos mediante la utilización de instrumentos derivados. Este objetivo es importante si se considera que casi toda la bibliografía existente analiza la utilización de derivados por parte de empresas financieras que manejan un portfolio de contratos, lo cual no es directamente aplicable para empresas de generación que desean cubrir sus utilidades. Por último, dado que el objetivo principal es estudiar la conveniencia de utilizar instrumentos derivados, es necesario estudiar las técnicas de cuantificación de riesgo y metodología de valoración de instrumentos derivados para poder realizar una correcta evaluación de los beneficios de utilizar estos contratos, siendo éste el último objetivo de la tesis.

1.1 Modelos de Operador de un Mercado Mayorista de Electricidad

El principal fundamento en el cual se basa la actividad competitiva de los mercados eléctricos es la existencia de un mercado mayorista organizado de energía eléctrica. Una de las condicionantes para la existencia de un mercado mayorista de electricidad es la coordinación entre los diversos participantes: generadores, empresas de transmisión y consumidores, requeridos para realizar el suministro de energía. Aunque cada sistema eléctrico desarrolla su modelo de coordinación de acuerdo a su situación particular, es posible distinguir dos modelos de organización de un mercado eléctrico que corresponden a dos paradigmas o formas de entender el mercado de la electricidad. El modelo bilateral se basa en la idea que la eficiencia económica en el mercado (señal de precio eficiente) se logra a través de transacciones bilaterales directas entre los participantes mientras que el modelo Pool defiende la idea que debe existir un organismo (pool) el cual debe conducir al mercado a lograr la eficiencia económica [Hunt96].

1.1.1 Modelo bilateral (Modelo ISO-PX)

Este modelo, utilizado en el sistema eléctrico de California EEUU, entrega la operación física del sistema: balance oferta-demanda en tiempo real, provisión de servicios complementarios y operación del sistema de transmisión, a un “operador independiente del sistema” (Independent System Operator). El ISO tiene además la responsabilidad de administrar la tarifa de transmisión.

La operación económica es dejada a los propios agentes del sistema. Existe una bolsa de energía (Power Exchange o PX) la cual opera como corporación sin fines de lucro y posee la responsabilidad de proveer una instancia, con acceso abierto y no discriminatorio, donde generadores y consumidores, en forma anónima, compran y vendan energía a entregar en un futuro inmediato¹. Las transacciones en el PX se realizan mediante un mecanismo de ofertas, tanto de compra como venta, las cuales ofrecen un precio de acuerdo al nivel de energía. Una vez recibidas las ofertas, el PX construye las curvas de oferta y demanda para cada hora del día para realizar la

¹ En general, en un mercado spot el horizonte de entrega es diario

casación, obteniendo de esta manera: las empresas de generación que entran en servicio; la cantidad de energía a generar por cada una de ellas; y el precio spot del sistema. Con esta información se elabora un programa de despacho el cual es enviado al ISO para que realice la verificación de la factibilidad de éste, considerando eventuales restricciones de transmisión.

Generadores y clientes no están obligados a transar en el PX. Existe la opción de firmar “contratos bilaterales físicos”, los cuales permiten que unidades de generación entren en operación para abastecer directamente a sus clientes. Este tipo de contratos son recolectados por organismos conocidos como “coordinadores de programación” (Scheduling Coordinators o SC) los cuales confeccionan un programa de generación que es finalmente enviado al operador del sistema para la verificación de factibilidad.²

Los contratos bilaterales físicos en un modelo ISO-PX cobran gran relevancia relegando al PX a una labor de mercado residual. En el caso del sistema eléctrico Californiano, se estima que alrededor de un 80% de la energía producida es transada a través de contratos bilaterales.

1.1.2 Modelo Poolco

Este modelo de operación del mercado confía a un único organismo, el Pool, las funciones de operador del sistema y operador del mercado spot; es decir, el Pool es el organismo encargado de realizar la operación económica y coordinar la operación física del sistema eléctrico.

En este modelo, la operación física de las unidades de generación está subordinada al despacho realizado por el Poolco al determinar los precios spot. Los generadores son despachados siempre y cuando el precio ofertado por cada uno de ellos sea inferior al precio spot. Los contratos bilaterales entre empresas de generación y clientes son contratos financieros, ya que la energía requerida por el cliente será suministrada por las empresas que fueron despachadas por el Pool. En caso que la generadora propietaria del contrato no entrase en servicio, ésta deberá

² EL PX puede ser visto como un SC con transacciones estandarizadas

recompensar a las empresas que proveyeron a su cliente, pagando la energía precio spot.

1.2 Contratos en el Sector Eléctrico

Un contrato de venta es un acuerdo entre dos personas legales en el cual una de las partes acuerda entregar un producto o servicio a la otra, especificando ciertas condiciones y en retorno de una cierta cantidad de dinero (o de otro producto o servicio). Para el caso específico del sector eléctrico los contratos son necesarios para establecer relaciones comerciales entre los diversos participantes del sector.

1.2.1 Funciones de los contratos

De acuerdo a [Hunt96], vendedor y comprador podrían, en teoría, acordar las condiciones de venta al momento de entrega sin necesidad de comprometerse por adelantado firmando un contrato. Debido a que ninguna de las partes está obligada a firmar contratos, la utilización de contratos se debe a los beneficios que obtienen cada una de las partes. Estos beneficios pueden clasificarse en tres tipos

a) Ahorros en costos de transacción

La firma de un contrato de venta de energía permite reducir los costos de transacción: costos de negociar, ejecutar y obligar los pagos que surgirían si las compras se negociaran cada vez que un consumidor deseara retirar energía de la red. Los contratos permiten reducir los costos de transacción al estandarizar las condiciones especificadas en el contrato, basándose en las condiciones esperadas a futuro. De acuerdo a [Hunt96]

“La estandarización es mutuamente beneficiosa cuando los costos de estandarizar los términos son menores al costo de negociar condiciones diferentes para cada transacción individual”

b) Transferencia de Riesgo

Los contratos, además de reducir costos predecibles tales como los costos de transacción, son utilizados para manejar el riesgo. El término riesgo es asociado con la falta de certeza de un ingreso y cuán sensitiva es cada persona a este ingreso, y

por tanto, a esta incertidumbre. Aunque las empresas se ven enfrentadas día a día a diferentes tipos de riesgos³, es particularmente importante el **riesgo de mercado** el cual se define como riesgo asociado a la empresa que no es diversificable mediante la creación de portfolios de inversión. Este riesgo ilustra las variaciones en los retornos debidas a contingencias que afectan al mercado en sí, y que no pueden ser evitadas por la empresa al diversificar sus inversiones en otras firmas, ya que todas se ven afectadas por igual.

La utilización de contratos permite transferir el riesgo de mercado a un tercero siempre y cuando exista un beneficio en esta operación el cual puede producirse cuando el tercero esté dispuesto a cargar con el riesgo o cuando el tercero tiene mayor control sobre la fuente de riesgo, lo cual es conocido como **transferencia de riesgo** y **diversificación de riesgo** respectivamente, que serán analizados con mayor profundidad en el capítulo 2

c) Provisión de Incentivos

A diferencia del caso anterior donde la incertidumbre afecta a ambas partes involucradas en la transacción, las asimetrías de información se traducen en incerteza para una de las partes (“el principal”) lo que puede provocar que la parte que posee mayor información sobre la fuente de riesgo (“el agente”) pueda sacar provecho de la asimetría. La utilización de contratos permite asegurar al principal que el comportamiento del agente será eficiente especificando los incentivos para que el agente se comporte de la manera deseada, manejando los riesgos de manera eficiente de modo de obtener un resultado satisfactorio para el principal.

En lo que respecta a esta tesis, se estudiará los contratos como instrumento de transferencia de riesgo entre los diferentes participantes del mercado.

1.2.2 Clasificación de contratos

En la actualidad la energía eléctrica es comercializada a través de diversos tipos de contratos. No obstante, es posible clasificarlos de acuerdo a:

³ Los cuales serán detallados en el capítulo 2

a) Tiempo de Entrega del Producto

De acuerdo a esta clasificación es posible distinguir las **transacciones spot**, que corresponden a ventas para entrega inmediata. Las características distintivas de un mercado spot son que la entrega es incondicional e inmediata, y que el precio cobrado por el activo corresponde al precio de mercado del activo en el momento que se realizó la transacción.

A diferencia de los contratos spot, los **contratos forwards** y **futuros** fijan las condiciones (precio, cantidad y fecha de entrega) con las cuales se realizará la entrega del producto en un tiempo futuro determinado. Las características de forwards y futuros se analizan con detenimiento en el capítulo 3.

b) Condiciones de Entrega (Retiro)

Los contratos spot, futuros y forwards son acuerdos que comprometen la entrega (retiro) de una cantidad determinada del producto en un lugar y tiempo determinado. Las **opciones** son contratos que entregan a su poseedor el derecho, pero no la obligación, de hacer efectiva la entrega bajo las condiciones especificadas en el mismo. Las opciones se estudian en el capítulo 4

c) Método de Entrega

Un contrato convencional especifica la **entrega física** del producto, en el lugar y momento determinado en el contrato, por parte del vendedor a cambio de una cantidad de dinero. Existe también la posibilidad de no realizar una entrega física del producto y crear un contrato en que se entregue el valor neto del producto en el momento de entrega (o el precio de mercado del producto). En estos casos los contratos pasan a ser un instrumento puramente financiero, ya que únicamente se produce un intercambio de dinero entre quienes firman el contrato.

1.3 Instrumentos Derivados

El desarrollo de la teoría financiera ha traído consigo la masificación de los activos derivados, los cuales comienzan a ser profusamente utilizados por las empresas para administrar su posición al riesgo.

Un activo derivado es un instrumento financiero cuyo valor está dado por el valor de un activo subyacente. En este trabajo se considera que el activo subyacente en todos los derivados es el precio de la energía eléctrica, a menos que se especifique lo contrario.

Un derivado no es un seguro⁴, es un acuerdo entre dos partes con expectativas diferentes con relación al comportamiento futuro del mercado. Existen tres tipos de derivados básicos⁵: forwards, futuros y opciones, a partir de los cuales se pueden construir derivados “exóticos”.

Hoy en día, las aplicaciones más comunes que se da a los activos derivados son:

- a) Cobertura (hedging). Los instrumentos son utilizados para reducir su exposición al riesgo, de manera de asegurar el ingreso de la firma ante cambios de precio del activo que producen.
- b) Especulación. Se utilizan para aumentar su exposición al riesgo, tomando una “apuesta” clara acerca de lo que ocurrirá a futuro, esperando de esta manera obtener grandes utilidades
- c) Modificación de perfiles de riesgo. En este caso la empresa pretende cambiar las condiciones en que gana y en que pierde: por ejemplo si la empresa gana con un aumento en el precio del petróleo, mediante derivados podría llegar a ganar con una baja del precio y perder con un alza.

Ciertamente lo que motiva, o debe motivar, a una empresa no-financiera a utilizar activos derivados, es la necesidad de realizar cobertura. Una de las preguntas más recurrentes es ¿Por qué una empresa debe hacer cobertura si sus accionistas pueden realizarlo mediante la diversificación de sus inversiones?. Este tema es tratado en el capítulo 2.

⁴ Aunque pueden ser utilizados para asegurarse contra fluctuaciones de precio del activo subyacente

⁵ Conocidos como “*plain vanilla derivatives*”

1.4 Organización de la Tesis y Contribuciones

La tesis está estructurada de la siguiente forma:

El capítulo 2 conforma un marco teórico desde el punto de vista financiero acerca de qué significa realizar una cobertura y sus implicancias en el valor de la empresa que realiza este tipo de actividades, revisando los motivos por los cuales realizar actividades de cobertura con instrumentos derivados puede aumentar el valor de la empresa. El último apartado del capítulo estudia las herramientas utilizadas en la actualidad para la cuantificación del riesgo.

Los capítulos 3 y 4 describen los instrumentos derivados más populares: forwards, futuros y opciones. Se revisan las propiedades de cada instrumento, las funciones económicas que realiza cada uno y las estrategias comerciales que es posible construir a partir de éstos.

El capítulo 5 describe metodologías de valoración de instrumentos derivados aplicados en mercados eléctricos, comenzando por describir los fundamentos teóricos detrás de los distintos modelos considerados y terminando con la aplicación del método en la valorización de una opción call.

El capítulo 6 realiza una descripción del modelo de organización Chileno, seguido de un análisis crítico de las limitaciones que presenta el mercado eléctrico chileno para la utilización de instrumentos derivados en forma masiva.

El capítulo 7 señala las modificaciones a la estructura del mercado spot que facilitarían la utilización de instrumentos derivados por parte de todos los agentes que conforman el mercado eléctrico Chileno, teniendo como fin último la creación de un mercado organizado de derivados.

El capítulo 8 describe los casos en que es posible utilizar instrumentos derivados en la actualidad y los incentivos que tendrían generadores y clientes para utilizar este tipo de contratos como parte de su política comercial. Este capítulo incluye una simulación del impacto que tendría en las ganancias de las empresas de generación del Sistema Interconectado Central, la utilización de instrumentos derivados con el fin de implementar estrategias de cobertura.

Las contribuciones de esta tesis pueden resumirse en tres categorías.

La primera contribución es la confección de una recopilación bibliográfica de conceptos claves tales como: Identificación de los riesgos asociados al negocio eléctrico y cuáles son susceptibles de ser cubiertos mediante contratos financieros; identificación de las funciones económicas que cumplen los contratos en los mercados; definición de gestión del riesgo y su impacto en el valor de la empresa; características distintivas de forwards, futuros y opciones y sus aplicaciones en el negocio eléctrico y el estudio de distintas técnicas de valorización de instrumentos derivados y su aplicabilidad en el caso eléctrico.

La segunda contribución de esta tesis viene dado por el análisis realizado de los obstáculos que presenta el mercado eléctrico Chileno regido por la Ley General de Servicios Eléctricos DFL1, que impiden alcanzar un mayor nivel de eficiencia económica y cómo la creación de un mercado spot abierto a todos los agentes del mercado resolvería muchas de esas deficiencias.

La tercera contribución de esta tesis es el desarrollo de una simulación computacional de la operación del Sistema Interconectado Central, la cual permitió, en primer lugar, visualizar cómo varía la exposición al riesgo de las empresas generadoras de acuerdo a las distintas tecnologías de generación y a partir de los perfiles de riesgo obtenidos construir mediante combinación de opciones un portfolio de contratos que limite el riesgo de obtener ganancias suficientes como para cubrir los costos de operación e inversión. La identificación de las variables que afectan las ganancias del generador y la elección de tipo de instrumento derivado que sea capaz de cubrir de manera efectiva la volatilidad en las ganancias producto del comportamiento de las variables identificadas, es otras de las contribuciones de la tesis.

II FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE GESTIÓN DEL RIESGO

En este capítulo se identifica los principales riesgos a los que se ve enfrentado una empresa de generación y cómo la empresa puede diversificar parte de estos riesgos mediante portafolios de inversión. Se revisa también los fundamentos teóricos de gestión del riesgo y los motivos por que es valioso para la empresa realizarlo. Por último, se recopilan las herramientas utilizadas para cuantificar riesgo.

2.1 Riesgo e Incertidumbre

El término riesgo se asocia a la falta de certeza de una variable y su magnitud depende de cuán sensitivo es el desempeño de la persona expuesta ante fluctuaciones en la variable.

De acuerdo a la definición entregada, el término riesgo abarca diversas situaciones, por lo que es conveniente realizar una clasificación de los tipos de riesgo.

- Riesgo de crédito: Se refiere a la posibilidad de no pago por parte de los clientes
- Riesgo de Liquidez: Denota la posible escasez de efectivo que impide a la empresa cumplir con sus compromisos inmediatos.
- Riesgo Operacional: Es el riesgo asociado a errores por parte de funcionarios de la empresa y/o fraudes que afecten su resultado.
- Riesgo Regulatorio: Se refiere al riesgo que nuevas legislaciones o modificaciones a ésta, afecten su posición en el mercado o el atractivo de éste.
- Riesgo de Mercado: Se refiere al riesgo asociado a la empresa que no es diversificable mediante la creación de portafolios de inversión. Este riesgo ilustra las variaciones en los retornos debido a contingencias que afectan al mercado en sí, y que no pueden ser evitadas por la empresa al diversificar sus inversiones en otras firmas, ya que todas se ven afectadas.

2.1.1 Desviación estándar como una medida de riesgo.

La desviación estándar es un concepto estadístico que cuantifica la desviación típica de la variable aleatoria con respecto a la media. Es la raíz cuadrada de la varianza, la cual se calcula de la siguiente forma:

$$\sigma^2 = \frac{1}{T-1} \sum_{t=1}^T [R_t - \bar{R}]^2 \quad (2.1)$$

Si la distribución de la variable aleatoria fuese normal, bastaría con considerar la tasa de retorno media y su varianza para describir el riesgo asociado a variaciones en la variable. Si bien no existe la certeza que los precios de la energía eléctrica siga una distribución normal, la medida de la desviación estándar (y por tanto la varianza) permite clasificar distintas variables de acuerdo al riesgo. La desviación estándar constituye la medida de riesgo a utilizada tradicionalmente.

2.1.2 Grados de aversión al riesgo y curvas de utilidad

Cada inversionista o empresa está dispuesto a aceptar distintas cantidades de riesgo. Algunos se conforman con un ingreso esperado bajo pero seguro, mientras otros apuestan a obtener grandes ingresos pero con menor probabilidad de ocurrencia. El por qué existen distintos grados de aversión al riesgo ha sido tradicionalmente explicado mediante la “teoría de la utilidad”.

La teoría de la utilidad modela la actitud que presenta un tomador de decisiones frente a alguna variable que presente aleatoriedad [Broc98]. Esta teoría asume que cada agente i tiene una función de utilidad $U_i(x)$, la cual mide la satisfacción que cada agente siente frente a diversos grados de riqueza (x). Si bien es imposible construir la curva de utilidad de cada agente, sí es posible constatar algunas características importantes [Broc98].

- Toda persona está mejor con mayor cantidad de riqueza. Es decir, la función de utilidad es creciente ($U'_i(x) > 0$),
- La utilidad marginal va decreciendo a medida que aumenta la riqueza ($U''_i(x) < 0$).

Considerando las dos características anteriores se tienen que la curva de utilidad toma una forma convexa. El segundo punto ($U''_i(x) < 0$) es el que define la aversión al riesgo del agente. Debido a la convexidad, dado un nivel de riqueza x , una caída de la riqueza en d produce una variación en la utilidad mayor que la que provocaría un aumento en la riqueza en d . En otras palabras, una baja en la riqueza, afecta más al agente, en términos de utilidad, que una alza en la misma cantidad.

$$|U(x) - U(x - d)| > |U(x + d) - U(x)| \quad (2.2)$$

Una curva de utilidad convexa es utilizada para representar las preferencias de un inversionista no diversificado. En este tipo de inversionista, la riqueza depende de su ingreso monetario, de modo que una caída en los ingresos bajo cierto nivel es muy perjudicial, ya que podría ponerlo en dificultades financieras.

De acuerdo a lo anterior cabe preguntarse por qué un especulador acepta tomar los riesgos dada las características de la curva de utilidad. El porqué se debe a que la curva de utilidad de un especulador presenta características diferentes. Un especulador posee un portfolio de inversiones perfectamente diversificado por lo que una baja en los ingresos no debiese afectarlo mayormente ya que no tiene mayor responsabilidad que el dinero que invirtió. Es por ello que la curva de utilidad de un especulador es modelada como una línea recta ($U''(x)=0$). Una curva de utilidad se utiliza para agentes considerados “neutrales al riesgo”.

2.2 Riesgo de Mercado y Portfolio de Contratos de una Empresa Eléctrica.

2.2.1 Riesgos en el negocio de generación eléctrica

De acuerdo a [Hunt96], el negocio de generación de energía eléctrica presenta cuatro tipos diferentes de riesgos.

a) Riesgo de Precio

Se refiere a las variaciones que experimenta el precio de la energía a lo largo del tiempo, lo cual significa un riesgo para las empresas de generación ya que su ingreso depende en parte de la diferencia entre el precio de mercado (o contrato) y sus costos de producción.

En el caso particular de la industria eléctrica, la desregulación del sector ha llevado a tratar la electricidad como un commodity, originándose un mercado spot de energía eléctrica que exhibe un precio considerablemente volátil. La tabla 2.1 explica los diversos factores que inciden en una alta volatilidad en los precios de la electricidad.

Tabla 2.1: Factores que inciden en una alta volatilidad en los precios de la electricidad.

Factor	Consecuencia
Imposibilidad de almacenamiento	No hay disponibilidad de reservas para suavizar peaks de demanda
Necesidad de disponibilidad inmediata	Se producen cambios de precios dentro del día debido a la necesidad de responder a una demanda continuamente cambiante
Distancia geográfica	Debido a restricciones en el sistema de transmisión pueden producirse variaciones en el precio debido a la imposibilidad de llevar energía desde un lugar más barato
Clima	Oferta y demanda de electricidad pueden variar sustancialmente de una estación a otra
Ausencia de una “historia del mercado”	Precios spot y futuro de la electricidad son difíciles de fijar

b) Riesgo de Cantidad

Se refiere al riesgo al que se ve enfrentado cada generador al no tener certeza de la cantidad de energía que generará. Este riesgo afecta principalmente a las empresas de generación que operan bajo un esquema Poolco debido a que las unidades de generación son puestas en servicio siempre y cuando sean despachadas por el Pool, ya sea a través de un mercado spot o mediante un programa de despacho óptimo.

c) Riesgo de Precio de Combustibles

Este es un riesgo externo al mercado eléctrico pero afecta al generador en su capacidad para competir en el mercado y ser finalmente despachado. Un alza en el costo de los combustibles aumenta los costos variables del generador lo que puede reducir el número de horas que va a generar y la ganancia que obtendrá.

d) Riesgo de Disponibilidad

Este riesgo se refiere a contingencias que impiden al generador estar disponible para generar la energía requerida. Los problemas de disponibilidad significan al generador reducir sus ganancias.

Es posible clasificar los primeros dos tipos de riesgos (precio y cantidad) como **riesgos de mercado** y los últimos como **riesgos de planta** (combustible y disponibilidad). Los riesgos de planta pueden ser manejados por los gerentes de la empresa mientras que los riesgos de mercado son exógenos y observables. Es este último tipo de riesgo el que origina la necesidad de desarrollar contratos y estrategias que permitan a los participantes del mercado eléctrico realizar una cobertura efectiva de éste.

2.2.2 Contratos en el sector eléctrico y riesgo de mercado

Toda empresa eléctrica de generación maneja un portfolio de contratos con el que compromete su producción a lo largo de un periodo de tiempo. Un portfolio de contratos incluye contratos a precios libres, contratos a precio regulado y capacidad no contratada vendida a precio spot a otros generadores. La ganancia del portfolio está condicionada por la diferencia entre el precio acordado por el suministro de energía y los costos de generación (en caso que la empresa sea despachada) o los costos de adquisición de energía (en caso que la empresa no sea despachada)

A diferencia de los contratos a precio regulado donde el precio está fijado por ley, los contratos a precio libre pueden diseñarse de manera de indexar el precio a diversos índices. Algunas de las alternativas utilizadas en el caso de Chile son:

- Contrato indexado al precio de nudo.
- Contrato dolarizado, indexado al CPI Americano (*Consumer Price Index*).
- Contrato dolarizado indexado al precio de los combustibles.
- Contrato a precio fijo.

Los contratos a precio regulado y libre utilizados en la actualidad pueden ser vistos como un instrumento de inversión al cual se le exige una tasa de retorno. La tasa de retorno es una medida del crecimiento de riqueza resultante de esta inversión

dentro de un periodo. Para el caso de un contrato a largo plazo la tasa de retorno está definida como la diferencia en el valor del contrato más la ganancia producto del contrato, todo lo anterior dividido por el valor inicial del contrato:

$$\text{Tasa de retorno} = 1 + R = \frac{V_{t+1} - V_t + G_t}{V_t} \quad (2.3)$$

Es posible hacer una analogía entre un contrato de largo plazo y una acción que reparte dividendos. El valor de la acción corresponde al valor del contrato al cual el poseedor de éste estaría dispuesto a venderlo a un tercero. El valor del contrato está determinado por los flujos de caja futuros que entrega el contrato hasta su vencimiento. El dividendo de la acción corresponde a las ganancias obtenidas con el contrato (i.e. pago del cliente - costo de energía suministrada).

Si comparamos la tasa de retorno de un contrato a precio regulado y a precio libre, lo más probable es que la tasa de retorno para los contratos a precio regulado exhiba menor variación con respecto a la tasa de retorno media comparado con la variación que exhibirían los contratos a precio libre. Esta incertidumbre con respecto a la tasa de retorno corresponde a un riesgo para el generador.

En general, inversiones (contratos en este caso) con una tasa de retorno promedio alta tendrán mayor variabilidad en su tasa de retorno efectiva que inversiones con tasas de retorno esperadas más bajas. La aversión al riesgo que presenta la mayoría de la gente hace que exijan una tasa de retorno esperada mayor a inversiones más riesgosas. Esto último se conoce como “prima o premio por riesgo”. Mirado desde el otro extremo, el inversionista está dispuesto a aceptar una tasa de retorno promedio baja a cambio de una mayor certeza en las utilidades producto del contrato.

La incógnita de una empresa de generación es cómo diseñar su portfolio de manera de maximizar su retorno esperado dado su grado de aversión al riesgo. Un análisis del portfolio óptimo para la empresa tendría que considerar el comportamiento del mercado, la competencia, los clientes entre otros factores. Harry Markowitz y su teoría del portfolio sugiere que el valor de un portfolio puede ser evaluado por su tasa de retorno promedio, su desviación estándar y la correlación con los retornos de otros contratos.

2.3 Teoría de Portfolio, Diversificación del Riesgo y Cobertura

2.3.1 Correlación entre retornos de contratos

La correlación entre los retornos de distintos contratos que conforman un portfolio juega un rol clave, ya que es lo que permite la diversificación del riesgo [Stul00]. Si consideramos un portfolio compuesto por dos tipos de contratos: el contrato tipo A corresponde a uno que establece un precio libre indexado según CPI y contrato tipo B a precio spot. La tasa de retorno del portfolio está dada por

$$R_p = w_A \cdot R_A + w_B \cdot R_B \quad (2.4)$$

Donde w_i es la proporción de contratos tipo i del número total de contratos del portfolio. La varianza del portfolio está dada por:

$$\sigma_p^2 = w_A^2 \cdot \sigma_A^2 + w_B^2 \cdot \sigma_B^2 + 2 \cdot \rho_{AB} \cdot w_A \cdot w_B \cdot \sigma_A \cdot \sigma_B = \quad (2.5)$$

Donde $\rho_{A,B}$ es la correlación entre A y B. La correlación mide el grado de movimiento en conjunto que poseen dos variables aleatorias, y toma valores entre -1 y 1 . La correlación es calculada de la siguiente manera:

$$\rho_{A,B} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \frac{(R_{A,t} - \bar{R}_A) \cdot (R_{B,t} - \bar{R}_B)}{\sigma_A \cdot \sigma_B} \quad (2.6)$$

Una correlación de 1 entre A y B quiere decir que los retornos de ambas se mueven en la misma dirección. Una correlación de -1 implica que ambos retornos se mueven en sentidos opuestos. Si la correlación es igual a cero significa que ambas inversiones son independientes

La siguiente tabla define un portfolio construido a partir de dos tipos de contratos (A y B).

Tabla 2.2: Descripción de portfolios construidos a partir de 2 tipos de contratos.

	Contrato A	Contrato B
Retorno Promedio (R_i)	10%	20%
Desviación Estándar (σ_i)	15%	30%
Porcentaje del portfolio (w_i)	80%	20%

La tabla 2.3 contiene la varianza del portfolio para distintas correlaciones entre A y B. Es importante notar que el retorno del portfolio es independiente de la correlación, según muestra la ecuación (2.3)

Tabla 2.3: Varianza del portfolio para distintas correlaciones de los contratos

	$\rho_{A,B} = 0$	$\rho_{A,B} = 1$	$\rho_{A,B} = -1$
Retorno Promedio	12%	12%	12%
Desviación Estándar	13.4%	18%	6%

Estos resultados ilustran que la disminución de la desviación estándar (y por ende del riesgo), no se debe necesariamente a la inclusión al portfolio de contratos menos riesgosos. En los casos $\rho_{A,B} = 0$ y $\rho_{A,B} = -1$ ejemplificados en la tabla 2.3, la inclusión del contrato B, que posee mayor desviación estándar que A, hace que la desviación típica del portfolio sea menor a tener un portfolio constituido únicamente por contratos tipo A; es más, se obtiene un retorno promedio mayor que el retorno de A. Concluyendo, es posible aumentar el retorno esperado y disminuir la varianza al diversificar el portfolio.

La figura 2.1 muestra la frontera eficiente constituida por los portfolios construidos a partir de las combinaciones de las acciones A y B suponiendo una correlación de 0,5 entre ambas. La frontera eficiente corresponde al conjunto de portfolio formado a partir de combinaciones de ambas acciones (w_i) que entregan el máximo retorno para un mismo nivel de riesgo

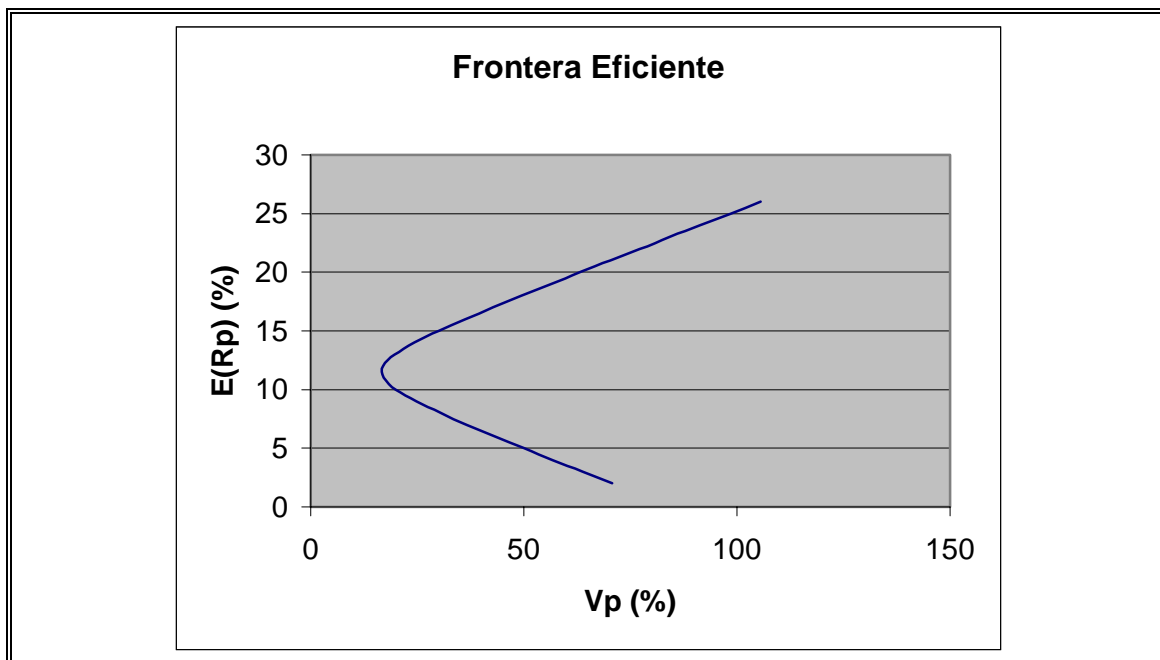


Figura 2.1: Frontera eficiente de portafolios construidos con contratos A y B

La tabla 2.3 muestra que la desviación estándar del portafolio está condicionada a la correlación entre los contratos que lo componen. Una correlación negativa implica que cuando el retorno esperado de un contrato sube, el otro baja, compensando el retorno del portafolio. De acuerdo a la ecuación 4 es posible verificar que la volatilidad del portafolio aumenta si la correlación entre A y B se acerca a 1. Es importante notar que incluso en el caso de que ambos contratos estén perfectamente correlacionados (i.e. se mueven en el mismo sentido) la desviación estándar del contrato es inferior a la desviación de ambos contratos por separados.

La diversificación que se produce al construir un portafolio de contratos permite obtener una volatilidad inferior a la volatilidad de cada uno de los títulos. Si uno pudiese construir un portafolio compuesto por n activos no correlacionados que poseen la misma volatilidad σ la volatilidad del portafolio estaría dada por:

$$\sigma_P = \left(\sum_1^N \left(\frac{1}{N} \right)^2 \cdot \sigma^2 \right)^{0.5} = \left[\frac{1}{N} \cdot \sigma^2 \right]^{0.5} \quad (2.7)$$

De acuerdo a la ecuación 2.7, es posible eliminar la volatilidad del portfolio si uno lo construye a partir de muchos activos no correlacionados. El riesgo que desaparece en un portfolio bien diversificado es llamado **Riesgo diversificable o no sistemático**.

En el mundo real no es posible encontrar inversiones que no estén positivamente correlacionadas entre sí, esto se debe al hecho que cambios en la actividad económica afectan a todos de alguna forma. El riesgo que no es posible eliminar mediante la diversificación es llamado **riesgo no diversificable, riesgo sistemático o riesgo de mercado**.

2.3.2 Prima por riesgo y CAPM.

a) Activo libre de riesgo y portfolio de mercado

Un activo libre de riesgo es aquel que tiene volatilidad igual a cero ya que se considera sin riesgo de no pago⁶. Es posible obtener mejores portfolios, en el sentido de mayor rentabilidad para una misma volatilidad, al incluir en éstos a los activos libres de riesgos. Si se toma del gráfico 2.1 el portfolio que entrega un retorno esperado de 16% y una volatilidad de 27%, es posible mejorar el portfolio agregándole activos libre de riesgo. Suponiendo que el retorno de éste es de 5%, al construir un nuevo portfolio compuesto 50% por el portfolio anterior y 50% por bonos estatales, se obtiene un retorno esperado de 13% y una volatilidad de 13%

La figura 2.2 muestra la frontera eficiente conformada por el conjunto de portfolios construido a partir de combinaciones con todas las acciones provistas en el mercado y la utilización de activo libre de riesgo

⁶ Son instrumentos libres de riesgos los bonos emitidos por el Estado

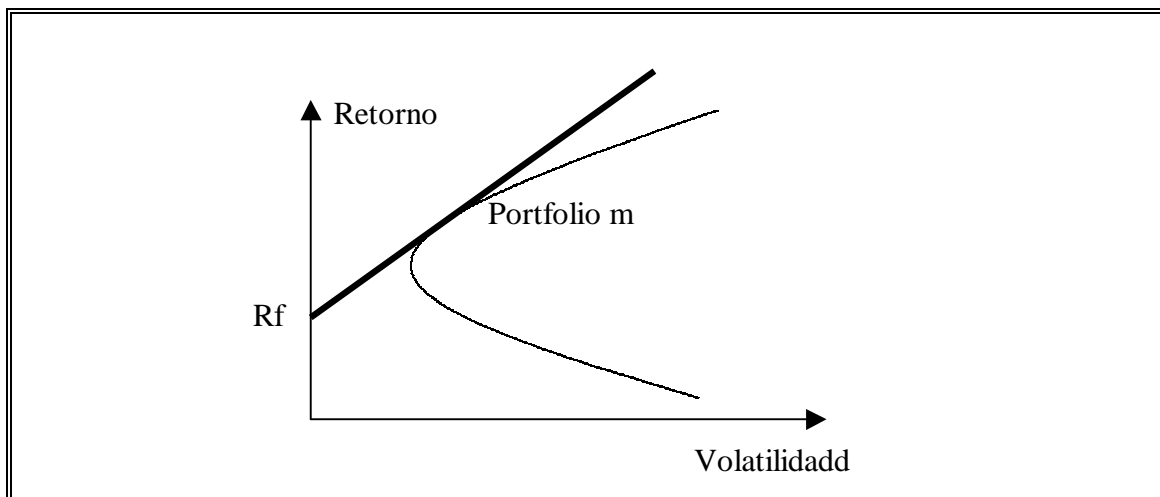


Figura 2.2: Frontera eficiente construida con portafolio de mercado y activo libre de riesgo

La recta entre los puntos f y m , muestra cómo la introducción de activos libre de riesgo permite mejorar la inversión, de hecho la recta corresponde a la nueva frontera eficiente, ya que no es posible trazar otra recta que entregue mayor retorno para una volatilidad dada. El portafolio m , donde la recta es tangente a la curva, corresponde al portafolio de mercado, el cual está conformado por todas las oportunidades de inversión disponibles

Si bien es cierto que cada inversionista posee distintos grados de aversión al riesgo, es decir hay inversionistas dispuestos a aceptar más volatilidad que otros, todos debiesen adquirir el portafolio de mercado y activos libre de riesgo y de acuerdo a su aversión al riesgo debiesen elegir en qué posición de la recta desean establecerse.

2.3.2.2 Prima por Riesgo

Se denomina prima por riesgo al retorno adicional que exigen los inversionistas para mantener en su portafolio un activo o portafolio que posea riesgo sistemático (no diversificable) [Stul00]. La prima por riesgo exigida para mantener un activo i en el portafolio de mercado m es una función creciente de la correlación entre i y m . Esto se demuestra analizando el aumento de la volatilidad en el portafolio ante una inversión incremental de un activo i . Si el activo i no está correlacionado con m , una inversión incremental en i no aumenta la volatilidad del portafolio, y por ende no

aumenta el riesgo. En consecuencia, este activo no debiese ganar prima por riesgo (si ganase una prima por riesgo, significaría que el retorno esperado del portfolio aumenta con relación al retorno libre de riesgo aunque el riesgo no ha cambiado)

Si el activo i está negativamente correlacionado con el portfolio, entonces una inversión adicional decrece la volatilidad del portfolio. El inversionista aumentaría la participación de i indefinidamente en el portfolio a menos que el retorno sea inferior a la tasa libre de riesgo. Finalmente, si el activo i está positivamente correlacionado con el portfolio de mercado, entonces una inversión incremental en i aumenta la volatilidad del portfolio, por tanto el inversionista mantendrá el activo en el portfolio siempre y cuando el retorno asociado al activo sea mayor a la tasa libre de riesgo.

El CAPM (Capital Asset Pricing Model) indica cómo el retorno esperado de un activo es una función lineal creciente de su riesgo no diversificable medido por su beta, el cual es proporcional a la correlación entre el activo y el portfolio de mercado

$$E(R_i) = R_f + \beta_i \cdot (R_m - R_f) \quad (2.8)$$

$$\beta_i = \frac{\text{Cov}(R_i, R_m)}{\sigma_m^2} \quad (2.9)$$

$$\beta_p = \sum_1^N w_i \cdot \beta_i \quad (2.10)$$

La última ecuación (2.10) permite calcular el beta de un portfolio, pero es especialmente importante porque indica que el beta de cualquier activo puede replicarse creando un portfolio a partir de otros activos; en particular, el beta de cualquier activo puede replicarse construyendo un portfolio a partir del portfolio de mercado y de un activo libre de riesgo

2.4 Diversificación y Gestión del Riesgo

La explicación del modelo CAPM y la introducción de términos como activo libre de riesgo y portfolio de mercado tienen como finalidad última ilustrar que todo contrato que posee riesgo no diversificable posee un beta β_i , lo cual hace que el contrato pueda asimilarse a un portfolio construido a partir del portfolio de mercado y de un activo libre de riesgo, de tal forma que el beta del portfolio creado sea igual al

beta del contrato, es decir, que el portfolio tenga asociado el mismo riesgo que el contrato. De acuerdo al CAPM el retorno esperado exigido al contrato debe ser el mismo retorno exigido al portfolio por tener ambos el mismo riesgo.

Suponiendo que una empresa posee un contrato (o proyecto) que entrega un flujo de caja aleatorio C a finales de año y posee riesgo sistemático asociado a un beta β . El valor presente del proyecto está dado por:

$$VP = \frac{E(C)}{1 + R_f + \beta(E(R_m) - R_f)} \quad (2.11)$$

La pregunta a responder es: ¿cuándo un inversionista está dispuesto a que la firma gaste su dinero en reducir su volatilidad? De acuerdo a la teoría, si la empresa está expuesta únicamente a riesgo diversificable, los inversionistas debieran exigir que no se realice gestión del riesgo alguna ya que ellos pueden eliminar ese riesgo mediante la diversificación de su portfolio.

En el caso que la empresa esté expuesta a riesgo no diversificable, la firma puede eliminar ese riesgo cubriéndose con un portfolio diseñado de tal forma que presente el mismo beta que el contrato [Stul00]. Suponiendo que el beta del contrato es 0,5, es posible construir un portfolio con beta=0,5 vendiendo un portfolio de mercado por el 50% del valor del contrato y comprando con ese dinero activo libre de riesgo. Con esta transacción el flujo de caja en $t=0$ es cero ya que lo que se ganó con la venta se invirtió en activo libre de riesgo. El flujo de caja de la empresa para $t=1$ es de:

$$C^H = C - 0,5 \cdot V \cdot (1 + R_m) + 0,5 \cdot V \cdot (1 + R_f) \quad (2.12)$$

El beta de la firma cubierta se obtiene a partir de la ecuación 2.10, recordando que el beta de la firma es 0,5, el beta del portfolio de mercado es 1 y el del activo libre de riesgo es igual a 0.

$$\beta^H = \frac{V}{V} \cdot 0,5 - \frac{0,5 \cdot V}{V} \cdot 1 + \frac{0,5 \cdot V}{V} \cdot 0 = 0 \quad (2.13)$$

Para calcular el valor presente de la firma cubierta se descuenta el flujo de caja de la ecuación 2.12 de acuerdo a la tasa de retorno de cada componente.

$$\begin{aligned}
 VP(C^H) &= VP(C) - VP[0,5 \cdot V \cdot (1 + R_m)] + VP[0,5 \cdot V \cdot (1 + R_f)] \\
 &= \frac{E(C)}{1 + E(R_i)} + V - V = VP(C)
 \end{aligned}
 \tag{2.14}$$

Este resultado es sumamente importante porque indica que **el valor presente de la firma cubierta es el mismo que si la firma no hiciera cobertura**. Esto se produce debido a que en este caso la cobertura lo único que hace es transferir el riesgo que cargaban los accionistas de la empresa a inversionistas externos [Stul00]. Los inversionistas externos exigen un retorno o prima por riesgo para cargar con el riesgo. En este caso el costo de asumir el riesgo que exigen los inversionistas externos es el mismo costo que asumirían los accionistas si utilizaran los mercados de capitales. Esto significa que en este caso realizar gestión del riesgo lo único que hace es transferir el riesgo a otros inversionistas sin cambiar el costo que tiene la firma al cargar con ese riesgo. Para que una gestión del riesgo aumente el valor de la empresa, la firma debe transferir el riesgo a inversionistas externos para los cuales cargar con ese riesgo sea menos costoso comparado con la firma. Es decir, transferir el riesgo a inversionistas externos que exijan una tasa de retorno menor que la exigiría la empresa por quedarse con éste.

Si se observa la ecuación 2.12, el flujo final que recibirán los accionistas de la empresa que realiza cobertura es menor al flujo que recibiría la empresa si no la realizase. Esto se debe al hecho que los accionistas han entregado la prima por riesgo asociada al riesgo no diversificable, por lo cual la tasa de retorno de la empresa disminuye de tal forma que al obtener el valor presente de se tiene que:

$$VP(firma) = \frac{\text{Flujo (incierto)}}{1 + R_i} = \frac{\text{Flujo(cierto)}}{1 + R_f}
 \tag{2.15}$$

2.4.1 Gestión del riesgo y contratos forwards y futuros.

La cobertura realizada anteriormente mediante la venta de un portfolio construido especialmente para ese fin, sirve para ejemplificar algunos conceptos claves de la cobertura. En la práctica la cobertura se realiza mediante contratos forwards y/o futuros.

A continuación, se analiza el caso de una empresa eléctrica cuya producción es Q (cantidad cierta) y el precio de la energía es P (variable aleatoria), la cual realiza una cobertura del riesgo asociado a cambios en el precio de la electricidad vendiendo toda su producción a través de contratos forward a precio F . Suponiendo que el riesgo asociado al precio de la energía fuese absolutamente diversificable (i.e. $\beta=0$). La firma, al vender su producción a través de contratos forward, recibe a finales de año un flujo de caja seguro de $F*Q$. Si la empresa no hubiese realizado cobertura, el flujo de caja esperado sería $E(P)*Q$. La ganancia de la empresa producto del contrato forward es de $F-P$, la ganancia esperada producto del contrato es $F-E(P)$. Si esta ganancia esperada de $F-E(P)$ es positiva, significa que la empresa puede obtener una utilidad sin hacer una inversión, ya que acordar un contrato forward no requiere de pagos iniciales. La única manera que $F-E(P)$ sea positiva es que ésta ganancia sea una recompensa por cargar con algún riesgo. Sin embargo, en este caso el precio de la energía es diversificable. Esto significa que $F-P$ representa un riesgo diversificable y no tiene asociado prima por riesgo. En consecuencia, $F=E(P)$ y la cobertura no afecta el valor de la firma.

En el caso que el precio de la energía eléctrica tenga asociado riesgo no diversificable (i.e. $\beta>0$), los inversionistas externos que compran el contrato forward emitido por la empresa reciben el riesgo asociado a la energía. La ganancia que obtiene quien compra el forward es: $P-F$; la única manera que los inversionistas externos compren el contrato forward es si son recompensados por el riesgo que asumen, lo que significa que ellos esperan obtener una ganancia con el contrato. Es decir, en el caso que el precio de la energía exhiba riesgo no diversificable debe cumplirse que $E(P)>F$. Esto significa que el flujo de caja que recibirá la firma que realiza cobertura será menor que si no realizase, ya que en el primer caso la firma recibe $F*Q$ mientras que si hubiese realizado cobertura recibiría $E(P)*Q$. Sin embargo la firma “cubierta” está expuesta a menos riesgo por lo que la tasa de retorno que exigen los accionistas de la empresa disminuye, en consecuencia, los flujos de caja son descontados a una tasa menor, resultando que el valor presente de la firma es el mismo independiente si la firma realiza o no cobertura (ver ecuación 2.15)

La principal conclusión de lo visto anteriormente es que “el valor de la empresa será el mismo independiente de si la firma realice o no cobertura”. Esta afirmación se sustenta en la hipótesis que el inversionista externo siempre es capaz de

reproducir la cobertura que realice la empresa. Supóngase que la firma cubierta sea más valiosa que la firma sin cobertura. Si este fuese el caso, un inversionista externo podría comprar todas las acciones de la empresa y vender un contrato forward con un monto igual a la producción de la empresa. El inversionista externo ha realizado una “cobertura casera” obteniendo una inversión equivalente a la firma cubierta. El inversor podría vender su inversión a precio de una firma cubierta y quedarse con la diferencia entre lo que recibió (valor de la firma cubierta) y lo que pagó por la inversión (valor de la firma no cubierta). Ya que el inversionista externo no estuvo sometido a riesgo alguno y realizó una ganancia, entonces se encuentra frente a una máquina de hacer dinero, lo cual no es posible.

Resumiendo, siempre que los inversionistas externos puedan realizar por su cuenta las mismas operaciones de cobertura que realiza la firma, i.e. siempre que la “cobertura casera” sea posible, la empresa no puede aumentar su valor realizando cobertura. **Las firmas no pueden crear valor al realizar cobertura cuando el costo para la firma de el riesgo que enfrenta sea igual al precio que exigen los inversionistas externos por cargar con él** (i.e. la prima por riesgo exigida por los inversionistas externos (el mercado de capitales) es la misma que exige la empresa). Esta última proposición es conocida como la **Proposición de la Irrelevancia de la Cobertura**.

Es importante aclarar el concepto de irrelevancia de la cobertura. Éste estipula que el valor actual de la empresa es el mismo independiente de si realiza o no operaciones de cobertura, lo que es equivalente a afirmar:

$$VN(\text{Empresa}) = \frac{E(P) \cdot Q}{1 + R_i} = \frac{F \cdot Q}{1 + R_f} \quad \text{con } E(P) = \sum_j \text{Pr obabilidad}(P_j) \cdot P_j \quad (2.16)$$

Al decir que el valor de la empresa sin realizar cobertura es igual al valor de la empresa si realizara cobertura, se refiere al valor esperado, es decir al valor resultante de considerar todos los ingresos posibles ponderado por su probabilidad de ocurrencia. En consecuencia, habrá situaciones donde $P_j < F$ y haber realizado cobertura significará un aumento en el ingreso de la empresa, y situaciones donde $P_j > F$ y la cobertura implica una disminución en las ganancias.

2.5 Creación de Valor de la Empresa y Gestión del Riesgo

La proposición de la irrelevancia de la gestión del riesgo deja claro que para que la gestión del riesgo incremente el valor de la empresa debe ser más costoso que la empresa asuma el riesgo a que éste sea asumido por inversionistas externos. A continuación se detallan varias razones, citadas en [Stul00], por las cuales realizar gestión del riesgo aumentaría el valor de la empresa.

2.5.1 Costos de quiebra y de dificultades financieras

Hasta este momento se ha supuesto que los accionistas son 100% dueños de la empresa, es decir, la empresa no tiene deuda. En este caso los accionistas reciben un flujo de caja aleatorio C , el cual depende del precio de la energía eléctrica que es en este caso la variable aleatoria y la fuente de riesgo. En el caso de una firma endeudada, el flujo de caja de la firma es usado primero para pagar a los acreedores y los accionistas reciben el resto. El endeudamiento no afecta el valor de la firma, lo que hace es modificar cómo se reparte el flujo de caja de la empresa.

La quiebra llega en el momento en que los flujos de caja de la empresa no son suficientes para pagar toda la deuda. Cuando una empresa llega a esta situación, necesariamente incurre en costos como por ejemplo, contratar abogados y asumir costos administrativos adicionales. Todos estos costos extras se conocen como **costos de quiebra**. La firma no pagaría costos de quiebra alguno si no estuviese endeudada, en consecuencia, el valor de la firma sin deuda excede el valor de la firma endeudada por el monto correspondiente al valor presente de los costos de quiebra multiplicado por la probabilidad que la empresa quiebre.

De lo anterior se desprende que la importancia de los costos de quiebra depende de la probabilidad de que tengan de ser pagados. Esta probabilidad corresponde a la probabilidad que el flujo de caja de la empresa sea menor que el monto adeudado. La siguiente figura muestra el flujo de caja de la firma suponiendo que ésta quiebra cuando el precio de la energía es inferior a \$250.

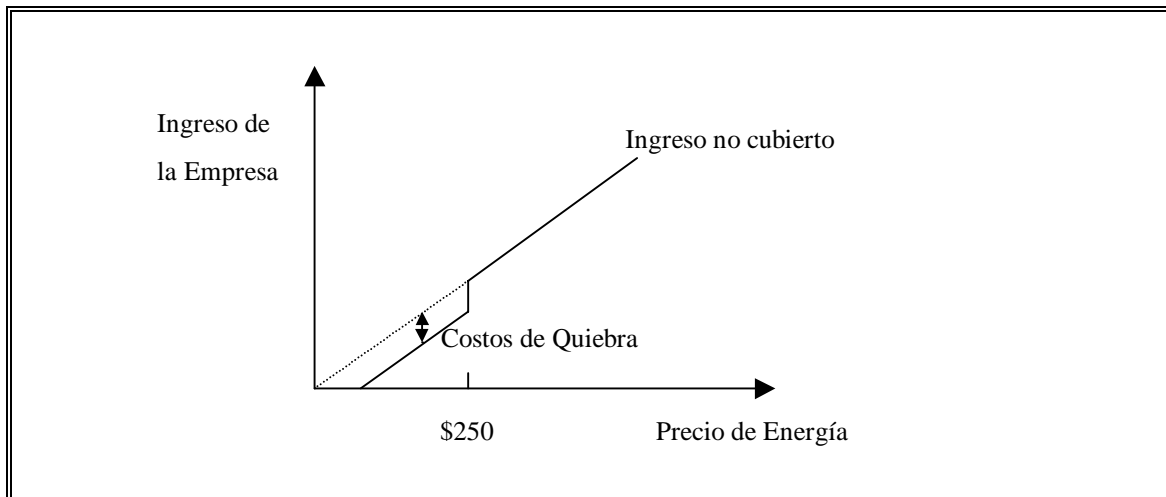


Figura 2.3: Ingresos de empresa considerando costos de quiebra

De acuerdo a lo anterior, el valor presente de una firma con deuda es igual a la diferencia entre el valor presente de sus flujos de caja menos el valor presente de su costo de quiebra. El valor presente de los costos de quiebra es el costo de quiebra multiplicado por la probabilidad que la empresa quiebre descontado a la tasa de retorno de la deuda.

$$\begin{aligned} VP(\text{firma con deuda}) &= VP(C) - VP(\text{costos de quiebra}) \\ &= VP(\text{firma sin deuda}) - VP(\text{costos de quiebra}) \end{aligned} \quad (2.17)$$

Si la empresa realiza cobertura y elimina todo el riesgo asociado al precio de la energía, entonces la firma no incurre jamás en costos de quiebra. En consecuencia, la ganancia producto de la cobertura es igual al valor presente de los costos de quiebra.

$$\text{Ganancia cobertura} = VP(\text{costos de quiebra}) = \frac{(\text{Costos de quiebra}) \cdot \text{Prob}(P \cdot Q < D)}{1 + R_D} \quad (2.18)$$

Hasta este momento se han considerado únicamente los costos directos asociados a la quiebra, sin embargo existen costos indirectos difíciles de cuantificar. En caso de quiebra la gerencia debe centrar su atención en manejar los procedimientos de la quiebra en vez de manejar la empresa; además la gerencia pierde control sobre decisiones de inversión de la empresa una vez declarada la quiebra. Muchos de los costos descritos comienzan a enfrentarse tan pronto como la empresa empieza a enfrentar dificultades financieras. En estos casos la gerencia de la empresa

puede frenar oportunidades de inversión por asegurar el pago a los acreedores, o algunos clientes pueden negarse a contratar con la empresa debido a su situación financiera. Todos estos costos son llamados **costos de dificultades financieras** y pueden asociarse a costos que la empresa incurre cuando su flujo de caja es bajo. La conclusión que la gestión del riesgo disminuye los riesgos de quiebra es igualmente válida para los costos de dificultades financieras. En el caso que realizar cobertura tenga un costo asociado, únicamente será conveniente reducir los costos de dificultades financiera o quiebra siempre y cuando éstos excedan el costo de realizar la cobertura.

2.5.2 Impuestos y gestión del riesgo

Otra de las razones por la cual es conveniente que la empresa realice gestión del riesgo se debe a que es posible aumentar el valor de la empresa a través de estrategias de cobertura reduciendo el valor presente de los impuestos pagados por la firma. Esto es posible ya que la cobertura permite disminuir el ingreso cuando éste es susceptible a tasa de impuestos altas, y aumentarlo cuando el ingreso está sujeto a una tasa de impuestos baja. Esto permite reducir la tasa promedio de impuesto que enfrenta la empresa y por ende, reducir el valor presente de los impuestos pagados. Una estrategia de reducción de los impuestos se basa en el supuesto que las empresas pagan impuestos a una tasa que es creciente con los niveles de ingreso de ésta.

2.5.3 Gestión del riesgo y estructura óptima de capital.

En general, el pago de intereses de las deudas se descuenta del resultado operacional para obtener el resultado sobre el cual se paga impuestos. En consecuencia una empresa endeudada paga menos impuestos que una no endeudada para un mismo flujo de caja. Este beneficio tributario aumenta el valor de la firma si se contrae deuda. Si el flujo de caja es aleatorio, puede darse la situación en que no pueda aprovecharse este beneficio al obtener un flujo de caja tan bajo que no alcance a pagar los intereses de la deuda.

Para el caso donde existen costos asociados a la quiebra y beneficio tributario de la deuda, aumentar el nivel de endeudamiento aumenta el beneficio tributario pero a la vez aumenta los costos de quiebra ya que es más probable que se dé la situación donde el flujo de caja no alcance a solventar la deuda. La firma debe

escoger su **estructura óptima de capital**, es decir, su nivel de deuda de manera de maximizar el valor de la firma. El óptimo es el nivel de deuda donde el beneficio tributario de un peso adicional es igual al aumento de los costos de quiebra.

Si la firma realiza cobertura, los costos de quiebra asociados al nivel de deuda disminuyen ya que es menos probable que la empresa obtenga flujos de caja bajos, y el beneficio tributario asociado a la deuda aumenta ya que la cobertura asegura un flujo de caja que permita capitalizar el beneficio. En consecuencia, una empresa que realiza cobertura aumenta el nivel de deuda óptimo. La figura muestra la estructura de capital óptima de la firma si realiza o no cobertura.

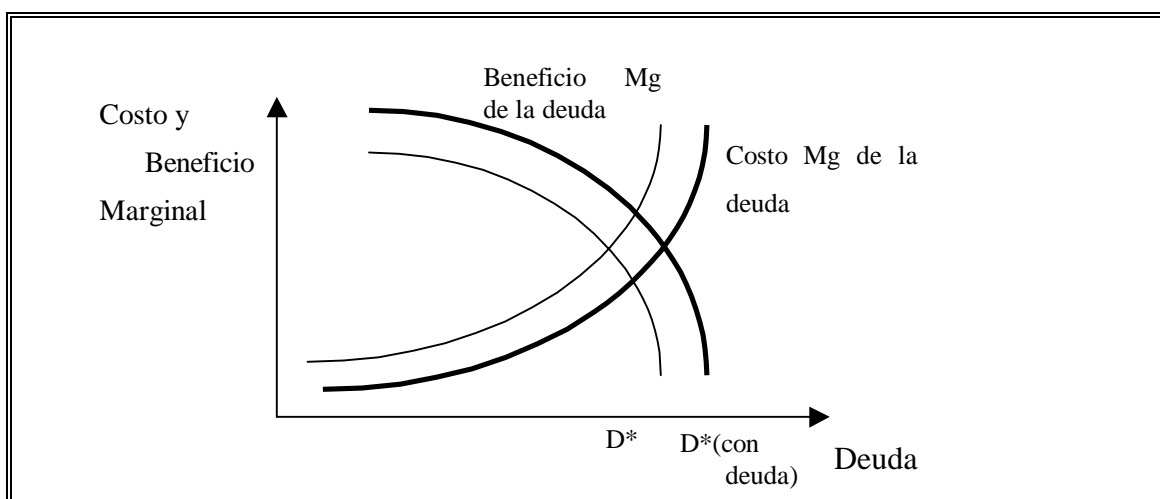


Figura 2.4: Estructura de capital óptima para una firma sin y con cobertura

2.5.4 Inversionistas no Diversificados

Hasta el momento se ha supuesto que todos los accionistas de la empresa estén perfectamente diversificados. Sin embargo, existen muchos inversionistas que tienen gran parte de su riqueza invertida en una empresa. Un accionista no diversificado tiene tres opciones para reducir el riesgo asociado a su inversión: vender su participación en la empresa e invertir en portfolio de mercado y activos libre de riesgo, realizar cobertura por su cuenta o convencer a la firma para que realice cobertura. Si para el accionista es costoso realizar cobertura por su cuenta entonces

es conveniente para el accionista que la empresa realice la gestión del riesgo. Desde el punto de vista de la empresa puede ser conveniente no realizar cobertura y dejar que el accionista venda su participación a accionistas perfectamente diversificados. La empresa debe realizar cobertura en este caso sólo si es conveniente mantener a este inversionista en la empresa.

La conveniencia de retener a grandes inversionistas en la empresa se basa en el hecho que un gran accionista está más dispuesto que los accionistas minoritarios y diversificados a monitorear el accionar de la empresa. El monitoreo por parte de los grandes accionistas puede aumentar el valor de la firma por dos razones. Primero, el accionista puede haber optado por concentrar su inversión en la empresa porque tiene habilidad en evaluar el manejo de la empresa. Esta habilidad es bienvenida por la empresa y respeta sus comentarios. La segunda razón se debe a que los gerentes, persiguen maximizar su riqueza lo que no necesariamente coincide con maximizar el valor de la firma. El monitoreo del inversionista da el incentivo a los gerentes de buscar maximizar el valor de la empresa.

Al realizar cobertura la empresa aparece más atractiva para el gran inversionista. El monitoreo que realiza este accionista aumenta el valor de la firma, beneficiándolo a él y al resto de los accionistas.

2.6 Herramientas de Cuantificación de Riesgo

La utilización de instrumentos financieros derivados en la gestión del riesgo de una empresa trae como consecuencia la necesidad de desarrollar y utilizar herramientas que permitan medir la magnitud del riesgo al que se ve enfrentado la firma. Para el caso de empresas que manejan un portfolio de contratos, las eventuales pérdidas sólo se conocerían al momento de la expiración del contrato, por lo que no es evidente conocer el grado de exposición al riesgo asociado a la empresa.

De acuerdo a lo visto previamente en este capítulo, la “teoría del portfolio” señala que el riesgo asociado a un portfolio de contratos está determinado por la desviación estándar de éste. La utilización de la desviación sobre el retorno esperado como medida de riesgo es poco intuitiva si se tiene en consideración que la

medida es adimensional⁷, cuando sería más conveniente una medida que expresara el riesgo en unidades monetarias.

La metodología conocida como **Value at Risk** (VAR) otorga una medida cuantitativa del riesgo de mercado asociado con variaciones en el valor del portfolio de contratos de la empresa. VAR (*valor en riesgo*) indica la cantidad de dinero que la empresa puede perder debido a variaciones en el valor de los contratos que conforman su portfolio, antes que ésta pueda “cerrar sus posiciones”. En otras palabras, VAR mide el valor esperado de la pérdida producto de variaciones negativas en el valor de sus contratos para un nivel de confianza de un $x\%$. Debido a que la magnitud de las pérdidas depende del tiempo transcurrido hasta que la empresa pueda cerrar su posición, debe especificarse para el cálculo del VAR el intervalo de tiempo t que transcurre antes de asumir la pérdida.

Una definición formal de Value at Risk es [Lins96] “usando una probabilidad de $x\%$ y un periodo de t días, el VAR de la empresa es la pérdida esperada con una probabilidad de x para los siguientes t días”. Es importante destacar que los valores obtenidos aplicando VAR dependen de los valores de x y t utilizados: la pérdida esperada con un 1% de probabilidad es mayor que la esperada con un 5% ; la pérdida acumulada en 7 días es superior a la esperada en un día para un mismo valor de x .

⁷ Ver ecuación 2.3

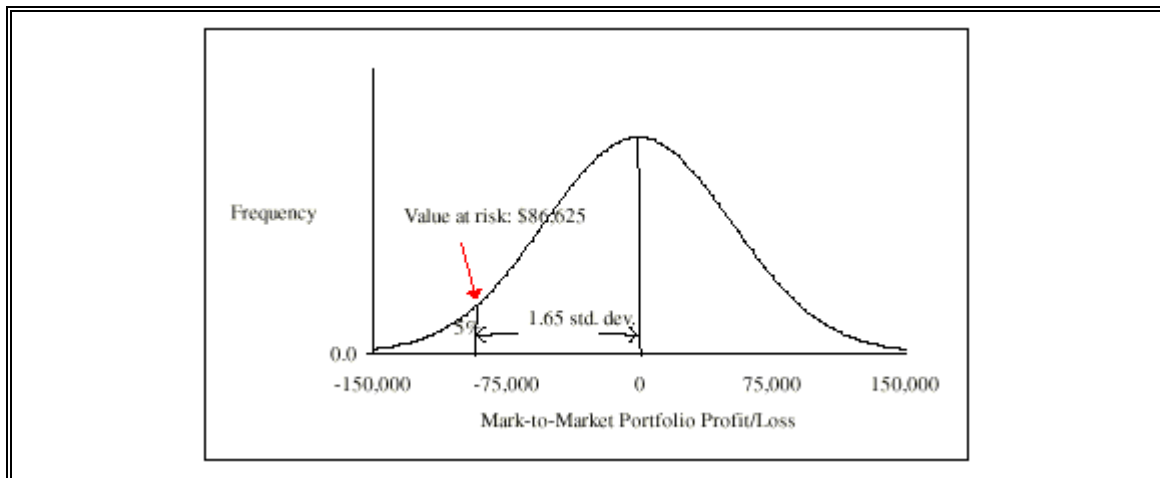


Figura 2.5: Value at Risk para una empresa con distribución normal de ganancias

2.6.1 Cálculo de VAR

El cálculo de VAR requiere identificar cuáles son los factores que afectan el valor del portfolio de la empresa. El siguiente paso sería descomponer los contratos que posee la empresa como una combinación de contratos derivados “tradicionales”⁸, a fin de facilitar la valoración del portfolio de la empresa⁹. El siguiente paso es determinar la distribución estadística de los factores de mercado y utilizarlos para calcular los cambios en el valor del portfolio. Existen tres metodologías para calcular el VAR [Lins96].

i) Simulación histórica

Esta metodología consiste en utilizar los cambios históricos observados en los factores de mercado para construir una distribución estadística de los cambios en el valor del portfolio. Esta distribución se construye evaluando el portfolio de

⁸ La descomposición de contratos como combinación de contratos simples estudiado en el capítulo 4.2

⁹ El portfolio de contratos se convierte en portfolio de instrumentos derivados

contratos bajo las condiciones experimentadas durante los últimos N periodos. A partir de esto es posible obtener N cambios en el valor del portfolio.

La principal ventaja de este método es su facilidad de implementación pero tiene el fatal inconveniente que la información utilizada representa el pasado en vez del futuro; representa una ocurrencia determinada mientras que el futuro presenta varios caminos posibles.

ii) Método Analítico (Varianza-Covarianza)

Esta metodología se basa en el supuesto que los factores de mercado que determinan el valor del portfolio siguen una distribución normal multivariada (existe una relación entre los factores de mercado dada por su covarianza). Con este supuesto es posible calcular los parámetros que determinan la distribución de cambios en el valor del portfolio (la cual sigue una distribución normal) y determinar la pérdida esperada con una probabilidad de x%.

La implementación de esta metodología requiere descomponer el portfolio en instrumentos financieros X_i de manera de obtener fácilmente su desviación estándar y así calcular la desviación estándar del portfolio el cual está dado por:

$$\sigma_p^2 = \sum_i X_i \cdot \sigma_i^2 + 2 \cdot \sum_{i,j} X_i \cdot X_j \cdot Cov(i, j) \quad (2.18)$$

La desventaja de este método está en el supuesto de “normalidad” en la distribución de los valores de los factores y del valor del portfolio, y en la dificultad de estimar parámetros que determinan la distribución de los instrumentos financieros X_i .

iii) Simulación de Montecarlo

Esta metodología consiste en generar N cambios en el valor del portfolio simulando el comportamiento de las condiciones de mercado que determinan el valor del portfolio, definiendo cada una como una variable aleatoria y asignándole una determinada distribución de probabilidad (no es necesario simular de manera explícita el comportamiento de cada uno de los factores de mercado). La principal diferencia con el método de simulación histórica es que en vez de utilizar los cambios

observados durante los N periodos anteriores para generar N resultados hipotéticos, los cambios son generados mediante un modelo estocástico.

La principal ventaja del método de Montecarlo es que puede utilizarse para evaluar casi cualquier tipo de contratos y escenarios, pero posee el inconveniente que es computacionalmente demandante si el modelo incluye muchas variables.

2.6.2 VAR aplicado en sector eléctrico

El concepto de VAR fue desarrollado originalmente para entidades bancarias que transasen instrumentos derivados con el fin de medir cuánto dinero pueden perder antes que la posición sea cerrada. Los conceptos de “cerrar posiciones” y “eliminar riesgos” no son fácilmente trasladables al negocio eléctrico. Según [Henn98], una empresa de generación tiene una “posición larga” de energía eléctrica y una “posición corta” en contratos que no puede cubrir debido a la incertidumbre en su producción de energía (riesgo de volumen). En otras palabras, no se puede hacer una cobertura perfecta de las ganancias de una empresa de generación porque no hay certeza de cuánto va a producir.

Un cálculo de VAR que sea capaz de representar los riesgos de una empresa eléctrica requiere considerar el hecho que, a diferencia del caso de un yacimiento minero u otro ejemplo típico, donde el valor de ésta y el nivel de extracción depende del valor del mineral, la producción de las unidades de generación puede estar positiva o negativamente correlacionadas con el precio observado de la energía. Otro aspecto a considerar es que a diferencia de mercados financieros tradicionales, en la mayor parte del mundo no existen mercados estandarizados donde sean transados futuros y opciones en electricidad a partir de los cuales sea posible descomponer el portfolio de contratos de una empresa; y aún en mercados donde los contratos derivados en electricidad son ampliamente transados (como es el caso de EEUU y Noruega-Suecia) está el inconveniente de suponer que estos instrumentos siguen una distribución normal. Estas observaciones hacen poco recomendable la utilización de metodologías analíticas para calcular el VAR de una empresa eléctrica.

La utilización del método de simulación histórica también es altamente discutible debido al hecho que en la mayoría de los mercados eléctricos existe poca información histórica disponible para realizar este tipo de simulación. En el caso de

mercados con suficiente historia disponible, ésta está obsoleta debido a los constantes cambios en las condiciones de mercado: Aumento sostenido en la demanda; irrupción de nuevas tecnologías de generación; aumento del parque generador, etc.

La simulación de Montecarlo, al combinar la información histórica con las expectativas a futuro, es la metodología que mejor modelaría los riesgos presentes en el negocio eléctrico ya que puede incluir los riesgos asociados a la incertidumbre de la energía a producir además de simular el comportamiento del precio.

Otro aspecto importante a considerar es la elección del parámetro t para el cálculo del VAR. La elección se basa en la estimación del período necesario para cerrar la posición del portfolio. Como se explicó anteriormente, no es posible para una empresa de generación cerrar posiciones ya que siempre existe la incertidumbre asociada a la cantidad de energía a producir. Es por ello que el cálculo del VAR debe representar cuánto puede perder la empresa entre hoy y la fecha de entrega de la energía en vez de escoger un periodo arbitrario.

2.6.3 Cash Flow at Risk (CfaR)

Hasta este punto se ha considerado como medida de desempeño de la empresa eléctrica el valor del portfolio de contratos de ésta, cuando en la práctica las empresas utilizan la rentabilidad como el principal indicador. Por ello sería más adecuado utilizar en el cálculo del VAR una medida que indique el riesgo de no alcanzar las utilidades esperadas. Esta forma de evaluar el riesgo de una empresa es conocida como *Cash Flow at Risk* o *Margin at Risk*. A diferencia que en el cálculo tradicional del VAR que calcula el menor valor del portfolio, CfaR calcula la peor ganancia a obtener con un $x\%$ de probabilidad en un periodo de t días. El riesgo al que está expuesto la empresa se define como la diferencia entre la ganancia esperada y la ganancia calculada con $x\%$. La figura 2.6 muestra el cálculo de CfaR con una probabilidad de 5%.

nivel de costos de la empresa condiciona, en parte, la cantidad de energía que la empresa generará.

La disponibilidad de generación se refiere a la energía que el generador puede efectivamente suministrar durante el periodo k , la cual puede verse afectada por factores externos al mercado que impiden que el generador esté disponible para participar en el mercado o que limitan la energía que éste puede ofrecer en el mercado spot. El riesgo asociado a la incertidumbre de la energía posible de generar es conocido como **Riesgo de Disponibilidad** y es una variable particularmente importante para empresas hidroeléctricas.

Los contratos de suministro que la empresa suscribe con clientes u otros generadores, permiten vender una cantidad determinada de energía a un precio acordado entre las partes. La utilización de estos contratos permiten estabilizar en parte ganancias al fijar el precio de venta de la energía, pero no eliminan la variabilidad por completo. La variabilidad en las ganancias persiste porque el contrato especifica una cantidad Q de energía a entregar, y puede darse el caso que la energía generada por la empresa sea inferior a Q debiendo comprar la energía faltante a precio spot.

El cálculo de Cash Flow at risk para un generador térmico e hidroeléctrico que operan en el Sistema Interconectado Central, se encuentra el capítulo 8.3: "Simulación de Estrategias de Cobertura para Empresas de Generación en el SIC".

III **FORWARDS Y FUTUROS**

De acuerdo a [Hull97], Forwards y Futuros son contratos financieros derivados, ya que el valor de éstos depende del valor de un activo subyacente. En esta tesis el activo subyacente a utilizar es la energía eléctrica, a menos que se exprese claramente lo contrario.

3.1 Forwards

Un contrato forward es un acuerdo privado entre dos partes, donde ambas se comprometen a comprar o vender un activo en un tiempo futuro T a un precio determinado K llamado “precio de entrega”. La entrega física del activo se realiza en la fecha de expiración del contrato (i.e. $t=T$). La parte responsable de vender el activo se dice que “toma la posición corta”, la parte que compra en consecuencia “asume la posición larga”. Una de las características principales de este tipo de contrato es que no existe pago al momento de suscribir el acuerdo, éstos se realizan en el momento de la entrega del activo ($t=T$) [Hull97].

La principal ventaja de la utilización de un contrato forward es que “fija” el precio de compra/venta del activo subyacente. Esto no implica que las partes puedan obtener ganancias a partir de un contrato forward. Un comprador posee una función de ganancia $PS-K$. Esta función es positiva siempre que el precio spot sea mayor que el precio de entrega ($PS>K$). El vendedor de un contrato forward posee una función de ganancia $K-PS$. Esta función es positiva siempre que el precio spot sea menor que el precio de entrega ($Ps<K$). La figura 3.1 muestra la ganancias que obtiene el vendedor y comprador en función del precio spot del activo subyacente. Nótese que la ganancia de una de las partes es la pérdida de la otra.

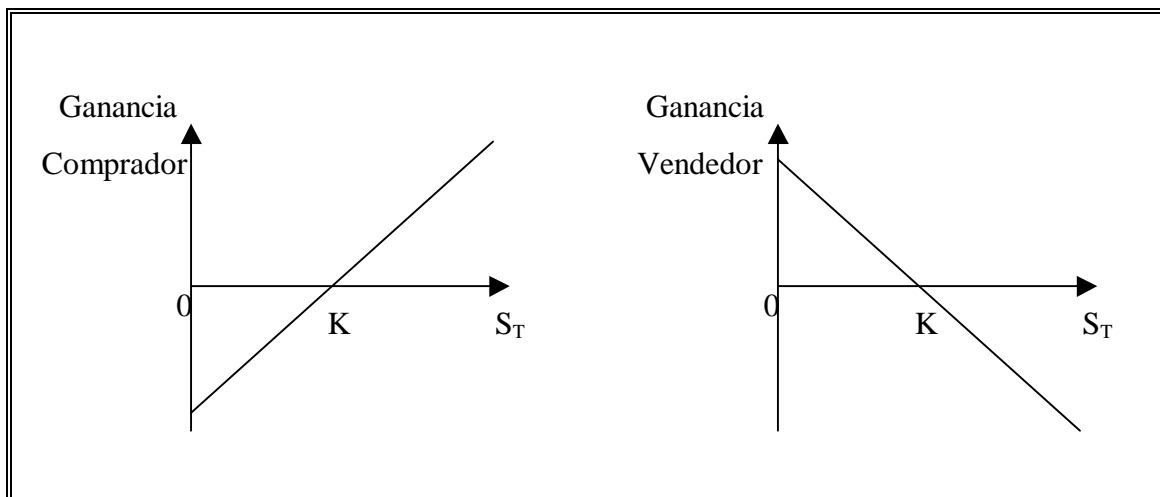


Figura 3.1: Ganancia de comprador y vendedor de un forward

3.2 Contrato a Futuro

Al igual que un contrato forward, un contrato a futuro es un acuerdo entre dos partes para comprar o vender un activo en un tiempo futuro y a un cierto precio fijado con antelación. A diferencia de un contrato forward, los contratos futuros son generalmente transados en un mercado organizado lo cual facilita la negociación de estos contratos y facilita la entrada de inversionistas externos al negocio eléctrico.

3.2.1 Diferencias entre Forwards y Futuros

Aunque ambos contratos son acuerdos para fijar por adelantado el precio de compra/venta de un activo determinado, existen cuatro características que diferencian a los contratos futuros de los forwards [Stul00].

- Las ganancias o pérdidas diarias producto de cambios en el precio del futuro son inmediatamente asumidas por las partes a través del procedimiento de “ajuste al mercado” (*marking to market*).
- En los futuros es exigido depositar un monto inicial para asegurar que ambas partes respeten el contrato.
- Son contratos estandarizados transados en bolsas organizadas, las cuales son las responsables de asumir la contraparte de cada transacción, con lo cual eliminan el riesgo de no pago.

- Los contratos futuros, a diferencia de los forwards, no especifican una fecha para que se realice la entrega física del activo. No obstante los futuros especifican un periodo de entrega del activo.

Las diferencias entre futuros y forwards se deben, por una parte, a la necesidad de eliminar el riesgo de contraparte (riesgo de no pago por una de las partes) que presentan los contratos forwards, lo cual cobra especial importancia si existen inversionistas interesados en transar este tipo de contratos con fines especulativos. La incorporación de un ajuste diario al mercado de los contratos posibilita que las pérdidas o ganancias sean transferidas a las partes de forma inmediata lo que permite que el contrato sea cerrado en cualquier minuto sin crear pérdida a alguna de las partes. La exigencia de un depósito de garantía tiene por objetivo restringir la entrada al mercado a agentes que no posean la capacidad de crédito suficiente como para asegurar que cumplirán con sus obligaciones.

Por otra parte, la estandarización de los contratos futuros y la negociación de éstos en un mercado organizado tienen por objetivo facilitar aumentar la liquidez de los contratos, lo que incentiva la entrada de inversionistas ajenos al negocio eléctrico, cuyas motivaciones para utilizar estos contratos sean fines especulativos o de diversificación del riesgo de sus inversiones.

a) Estandarización de contratos futuros

La estandarización de contratos implica especificar en detalle el acuerdo entre las partes. En general todo contrato futuro debe especificar:

i) Activo subyacente.

El contrato debe ser explícito en describir el activo a transar y especificar el rango de calidad aceptable para llevar a cabo la operación.

ii) Tamaño del contrato.

Debe especificar la cantidad del activo a ser entregado

iii) Forma de entrega.

Aunque alrededor de sólo un 5% de las transacciones que involucran futuros termina con la entrega final del activo (el resto de las transacciones son cerradas antes de la fecha de entrega) es importante que el contrato especifique el mecanismo de entrega; y el lugar, o lugares, donde se procederá a realizar ésta. La importancia de definir el procedimiento de entrega radica en que los participantes de un mercado de futuros exigen mecanismo de entrega que asegure que el precio del futuro calce con el precio spot cuando el contrato esté por expirar.

iv) Límite de variación diaria en el precio

La exigencia de un precio máximo y mínimo se basa en la necesidad de frenar alzas o caídas abruptas en el precio producto de excesos especulativos.

v) Límites de posiciones

Se refiere al número máximo de contratos que un participante puede tomar. El propósito de estos límites es prevenir que algún participante pueda ejercer poder de mercado influenciando el precio futuro.

b) Aspectos institucionales en los futuros que reducen el riesgo de crédito.

La utilización de futuros reduce significativamente el riesgo de no pago de una de las partes que sí existe al utilizar contratos forward. Esto se logra al implementar tres instancias en la transacción de futuros:

i) Fijación diaria del contrato

Un contrato forward especifica el precio al cual se comprará (o venderá) la energía al momento de expiración del contrato. Un contrato futuro no especifica el precio a pagar por el activo subyacente. Esta diferencia se debe al hecho que un contrato futuro es un activo transado de manera centralizada por lo cual, el valor de éste va cambiando minuto a minuto dependiendo de las condiciones de oferta y demanda. Los precios del futuro son “ajustados al mercado” día a día, de modo que el precio a pagar en $t=T$ por la energía estipulada en un contrato suscrito en $t=0$, es el precio que tenía el futuro el día que se suscribió el contrato.

Debido a que el precio de un contrato futuro con entrega en $t=T$ varía minuto a minuto; para asegurar que llegada la fecha de expiración del futuro ($t=T$), el precio a pagar por la energía sea el precio que tenía el futuro el día que se acordó la transacción ($t=0$), se lleva una contabilidad de las variaciones en el precio del futuro, depositando las diferencias que sean favorables y retirando las desfavorables. Cuando la parte que tomó la posición larga pague por la energía estipulada en el contrato, va a pagar el precio que tenga el contrato en la fecha de expiración, pero se entrega el monto que acumuló debido a las variaciones en el precio del futuro. Sumando el monto acumulado a lo pagado por la energía, el comprador del contrato futuro paga efectivamente el valor que tenía el contrato cuando se involucró en la transacción.

Los contratos futuros son “ajustados al mercado” (marking to market) diariamente al final de cada día para minimizar el riesgo de no pago, debido a que las variaciones en el valor del contrato futuro son asumidas diariamente por cada una de las partes.

ii) Requisito de margen de operación

No basta ajustar diariamente los contratos para reducir el riesgo de no pago; es necesario exigir una garantía cada vez que alguna parte participe en un contrato, esta garantía se conoce como “margen”.

Al inicio del contrato, las partes involucradas deben depositar un margen inicial. Este margen depende por lo general de la máxima variación de precio diaria esperada, pudiendo ser entregado en efectivo u algún otro medio de crédito. Al final de cada día, las ganancias o pérdidas son actualizadas en el margen del cliente. Debido a que es factible llegar a una situación donde el margen de operación sea cero, se crea un nivel llamado “margen de mantenimiento”. Cuando el margen disminuye bajo este nivel, el cliente es forzado a depositar hasta llegar al nivel del margen inicial. Si el cliente se niega a depositar, la posición es cerrada.

iii) Brokers y Cámara de compensación (*clearing house*)

Aunque el ajuste diario de precios y la exigencia de un margen disminuye el riesgo de no pago, es posible que se dé el caso donde una de las partes (llámese *B*) llegue a un nivel inferior que el margen de mantenimiento y se rehuse a depositar

nuevamente. En este caso la posición de *B* es cerrada. La otra parte (*A*) queda sujeta a una pérdida de oportunidad en el sentido que el contrato queda cerrado, imposibilitado de aprovechar una nueva alza en el precio. Estos problemas se solucionan creando una cámara de compensación (*clearing house*) que sirve como intermediaria entre las partes. De esta manera se despersonaliza las transacciones, ahorrando los gastos provenientes en evaluar el riesgo de crédito que presenta la parte opuesta. Además en caso que una de las partes cierre su posición por no depositar en su cuenta; la otra parte sigue con su contrato abierto y es la propia clearinghouse la encargada de buscar otro cliente que reemplace la posición anterior.

3.2.2 Funciones económicas de un mercado de futuros

De acuerdo a [Amun92], es posible distinguir tres grandes funciones económicas que realizan los mercados de futuros al operar:

a) Transferencia de riesgo:

Los mercados de futuros son instituciones que proveen una instancia a los participantes del mercado spot de transferir el riesgo asociado a variaciones intertemporales en el precio del activo subyacente a otros participantes del mercado spot o a inversionistas externos. [Blac85] realiza una acertada comparación entre un mercado eléctrico spot administrado a través de un Pool y un mercado de futuros. El Pool, al gobernar el mercado mayorista de electricidad, elimina el “riesgo de cantidad”¹¹ realizando un despacho económico de las unidades de generación, de modo que sean las despachadas las unidades más económicas. Un mercado de futuros realiza un despacho económico de seguro contra fluctuaciones en el precio de la energía. Al igual que un despacho económico beneficia tanto a los generadores con alto costo de generación, dándoles la posibilidad de comprar energía a menor costo, como a los generadores con bajo costo, garantizando que sean despachados; un mercado de futuros beneficia a la empresa más aversa al riesgo, la cual puede obtener una cobertura a menor costo, y a los participantes con menor aversión, los cuales pueden obtener ganancias por cargar con el riesgo de otros.

¹¹ Riesgo asociado a no poder satisfacer la demanda, independiente del precio de la energía.

b) Descubrimiento de Precio

Un mercado de futuros entrega una importante señal acerca de los precios esperados a futuro. Debido a que los precios futuros se determinan mediante la interacción de todos los participantes del mercado, los cuales a su vez utilizan toda la información disponible por ellos, es posible afirmar que los precios de los contratos son el mejor estimador del precio spot esperado a futuro dada la información disponible.

c) Coordinación decisiones de producción e inversión.

Un mercado de futuros, al proveer precios futuros determinados por la interacción de los agentes del mercado, posibilita a las empresas productoras del activo subyacente, coordinar las decisiones de inventario e inversión de acuerdo al precio spot esperado a futuro. En el caso particular de la electricidad, aunque no es un bien directamente almacenable, el control de la producción puede efectuarse coordinando el nivel de reserva de los embalses. En Noruega, la planificación del uso del agua era coordinada calculando, de manera centralizada y con la ayuda de un programa de simulación, el “valor del agua”. Según [Amun92], un mercado de futuros en electricidad provee un conjunto intertemporal de precios que pueden reemplazar el cálculo del valor estratégico del agua como parámetro de decisión de manejo del agua en los embalses.

Las dos últimas funciones atribuidas a un mercado de futuros se basan en el supuesto que el valor en $t=t_0$ del futuro con fecha de expiración $t=T$ ($F_{t_0,T}$) sea igual al precio spot esperado para $t=T$ dada la información disponible en $t=t_0$. Este supuesto puede no ser cierto; si el mercado está compuesto mayoritariamente por agentes deseosos de realizar una cobertura corta (vender mediante contrato futuro), es de esperar que el valor del futuro en $t=t_0$ sea menor al precio spot esperado para $t=T$, debido a que los especuladores aceptan asumir el riesgo asociado a la volatilidad del precio spot a cambio de un premio. Esta situación donde $F_{t_0,T} < E(S_T)$ es conocida como *backwardation*. Por el contrario, si el mercado está compuesto mayoritariamente por agentes deseosos de realizar una cobertura larga (comprar mediante un contrato futuro), es de esperar que el valor del futuro en $t=t_0$ sea mayor al precio spot esperado para $t=T$. Esta situación donde $F_{t_0,T} > E(S_T)$ es conocida como *contango*.

Tanto en el caso de backwardation como contango, a medida que se acerca la fecha de expiración del contrato futuro ($t=T$), la prima por riesgo exigida por los especuladores disminuye, ya que es posible predecir el precio spot con mayor seguridad por lo tanto, se reduce el riesgo asociado a la incertidumbre en el precio futuro. Esto hace que, en ambos casos, se produzca un proceso de convergencia del valor del futuro al precio spot.

La convergencia entre el precio spot y el valor del futuro al llegar a su fecha de expiración, posibilita la realización de una cobertura efectiva. Para el caso de quien realiza una cobertura corta vendiendo a través de un contrato futuro, el pago a recibir cuando llegue la fecha de expiración del contrato es:

$$\text{Flujo de Caja} = S_T + F_{t_0,T} - F_{T,T} = F_{t_0,T} \quad (3.1)$$

Debido a la convergencia entre el valor del futuro cuando éste expira ($F_{T,T}$) y el precio spot (S_T), el participante que realiza la cobertura corta recibe un precio fijo $F_{t_0,T}$.

3.2.3 Riesgos de utilizar contratos futuros para realizar coberturas

Si bien la convergencia entre el precio spot y el valor del futuro al llegar a su fecha de expiración, posibilita la realización de una cobertura efectiva, una operación en un mercado de futuro puede “cerrarse” antes de que el contrato expire, vender la energía en el mercado spot y quedarse con el monto producto de la transacción en el mercado de futuros. El flujo de caja de quien toma la posición corta en $t=t_0$ y la cierra en $t=t_1$ es de:

$$\text{Flujo de Caja} = S_{t_1} + F_{t_0,T} - F_{t_1,T} = F_{t_0,T} + B_{t_1,T} \quad (3.2)$$

En este caso, quien realiza la cobertura corta recibe un pago compuesto de una parte fija ($F_{t_0,T}$) más una componente variable igual a la diferencia entre el precio spot y el precio futuro en el momento en que se cierra la posición. Esta diferencia es conocida como **base** y se define como:

$$B_{t,T} = S_t - F_{t,T} \quad (3.3)$$

Cuando un participante del mercado spot toma una posición en el mercado de futuros, está cambiando el riesgo asociado al precio spot por riesgo de base [Mill98], definido como la varianza de la base, i.e:

$$\sigma(B_{i,T}) = \sigma(S_t - F_{i,T}) = \sigma^2(S_t) + \sigma^2(F_{i,T}) - 2 \cdot \rho_{S,F} \cdot \sigma^2(F_{i,T}) \cdot \sigma^2(S_t) \quad (3.4)$$

Esta ecuación permite visualizar que el riesgo de base decrece cuando la correlación entre los precios spot y futuro se acerca a uno. Nótese que si la correlación es cero el riesgo de base es mayor al riesgo asociado a variaciones en el precio spot.

Otro tipo de riesgo de base ocurre debido a diferencias espaciales en el precio del activo subyacente. En el caso particular de la electricidad, un mercado de futuros entrega el precio futuro de la energía para un nodo determinado. Si se quisiera realizar cobertura en otro punto de la red eléctrica, se estaría expuesto al riesgo asociado a la diferencia de precio espacial (entre los nodos). La principal razón para la existencia de variaciones espaciales en el precio de la electricidad se debe a congestiones en las líneas de transmisión, y en menor medida, a las pérdidas por transmisión.

La variación de los precios a través del espacio puede ser cubierta usando un mercado de futuros en electricidad y sería necesario, a primera vista, un mercado de futuros por cada nodo para cubrirse del riesgo asociado a la variación. Sin embargo, [Alva98] plantea que es posible realizar una cobertura de riesgo espacial sin implementar tantos mercado de futuros como nodos existan.

3.3 Efectividad de Contratos Forwards/futuros en eliminación del riesgo

3.3.1 Contratos forwards/futuros y riesgo de precio

El riesgo de precio se origina por la incertidumbre asociada al precio del activo transado, lo cual afecta las ganancias del productor y consumidor. Para el caso eléctrico, la figura 3.2 permite visualizar el riesgo al que se enfrenta un productor de energía [Hunt96]. La figura muestra, para cada una de las 8760 horas del año, el precio de la energía puesto en orden decreciente. Si el generador tiene un costo variable de K, el generador debiese ser despachado H horas en el año. El área sombreada corresponde a la ganancia del generador

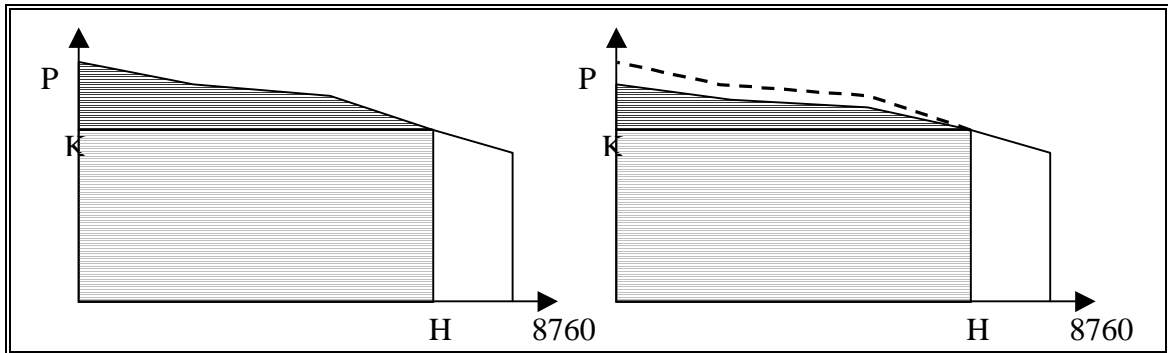


Figura 3.2: Riesgo de precio que enfrenta un generador

El riesgo de precio se traduce en una incertidumbre en la ganancia final del productor al existir una volatilidad en los precios. Nótese que el riesgo de precio no significa una incertidumbre en el número de horas a generar, por lo que es posible afirmar que el riesgo de precio puede asociarse a la incertidumbre en los precios *peak*.

Que un generador esté expuesto únicamente a riesgo de precio significa que la incertidumbre de su ganancia se debe exclusivamente a la incerteza en el precio de venta de la electricidad. Es decir, el generador no se ve enfrentado a la incertidumbre de cuanta energía va a generar. En estos casos la función de ganancia del generador es una función lineal del precio spot. Suponiendo que el generador no posee contratos de suministro, y genera E (MWh) independiente del precio spot, la función de ganancia está dada por:

$$\text{Ganancia} = P_{spot} \cdot E - C_{mg} \cdot E \quad (3.5)$$

Un contrato forward (o futuro), al tener una función de ganancia lineal, según se observa en la ecuación 3.5, permite realizar una cobertura efectiva según se ilustra en la figura 3.3, en el cual la firma adquiere un forward por E (MWh) con un precio de ejercicio F para cubrirse de su exposición al riesgo de precio.

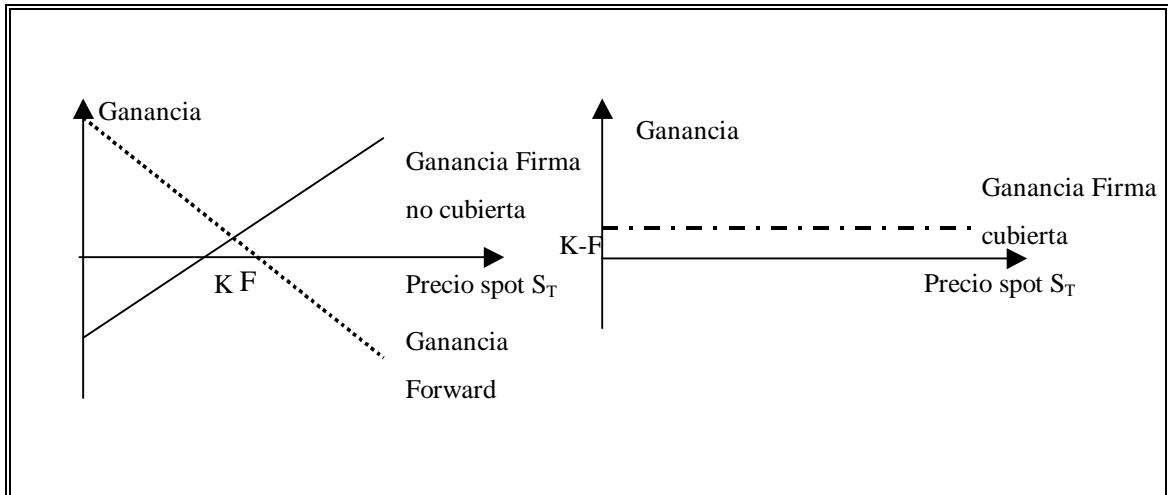


Figura 3.3: Cobertura de riesgo de precio con contrato forward

3.3.2 Contratos forwards/futuros y riesgo de volumen

El riesgo de volumen (o riesgo de cantidad) se origina por la incertidumbre asociada a la cantidad de energía que finalmente producirá el generador. Esta incertidumbre se origina porque la variación en los precios de la energía implica que el generador sea despachado un mayor o menor número de horas, lo cual implica una incertidumbre en la ganancia final del generador. La figura 3.4 muestra cómo un alza en los precios redonda en un aumento en el número de horas en que el generador entra en servicio (de H_1 a H_2); lo opuesto ocurre si los precios son inferiores a los esperados (de H_1 a H_0).

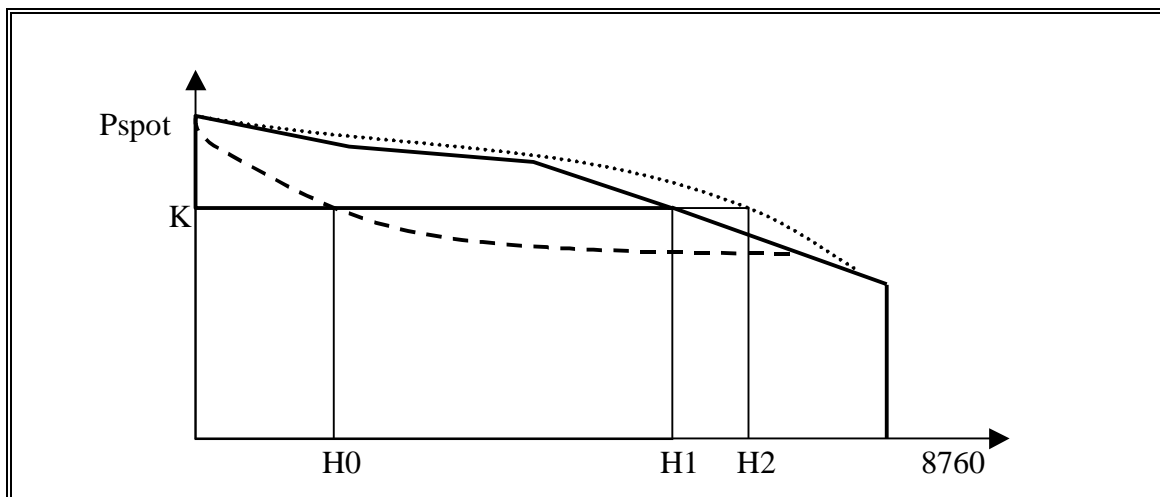


Figura 3.4: Cobertura de volumen de precio con contrato forward

El generador, al firmar un contrato forward, fija el precio de la energía y la cantidad de energía a transar¹². Si los precios son inferiores a los esperados (línea segmentada), el generador será despachado un número inferior de horas (H0) que lo previsto por lo que tendrá que comprar la energía restante en el mercado spot; no obstante, el precio spot es inferior a los costos variables del generador, por lo que le es más conveniente comprar que generar la energía. Si los precios son superiores a los esperados (línea punteada), el generador será despachado un mayor número de horas (H2) y el generador obtiene una ganancia producto que el precio por la energía entregada es superior a sus costos variables.

Analizando ambos casos es posible observar que para el generador es conveniente utilizar un contrato que fije el precio aún cuando esté expuesto al riesgo de cantidad. Esto es cierto siempre y cuando:

- El precio de la energía fijado en el contrato sea igual o superior a los costos variables.
- El generador sea capaz de suministrar energía a todo momento

¹² En este caso la energía corresponde a la generación de H1 horas

3.4 Aplicación de Contratos Forwards en Transacciones Comerciales

Cuando los participantes establecen un contrato forward, el precio de entrega K se escoge de manera que la transacción tenga un valor actual neto (VAN) igual a cero. De no ser así una de las partes obtendría utilidades a costa del otro. El precio de entrega es entonces el mejor pronóstico del precio spot en $t=T$ que pueden hacer ambas partes al momento de acordar el contrato ($t=0$). A medida que transcurre el tiempo el contrato puede tener un VAN distinto de cero si las expectativas del precio spot para $t=T$ cambian. Esto explica la posición de un especulador que apuesta que el precio spot va a tomar un determinado valor (improbable según los otros agentes), estableciendo un contrato forward con un precio de ejercicio igual al valor que espera el especulador.

Muchos de los clientes que compran contratos forwards no buscan realizar una operación con $VAN > 0$. Lo que quieren es obtener un precio fijo que represente el precio spot esperado y evitar así el riesgo de comprar energía a precio spot. Es por ello que muchas veces aceptan transacciones con $VAN < 0$ si aquello implica obtener un precio seguro (cobertura).

Uno de los peligros que conlleva la utilización de contratos forwards se da cuando la fecha de entrega está muy lejana, ya que un contrato puede tener VAN muy positivo para una de las partes (y volviéndose más positivo a medida que se acerca a la fecha de entrega). La parte con VAN negativo tiene fuertes incentivos para no respetar el contrato forward y no incurrir en pérdidas. Este riesgo de “contraparte” puede reducirse de manera significativa si nuevos contratos forwards son emitidos a medida que se acerca la fecha de entrega $t=T$. Esto permite a la parte que ve que su pérdida va aumentando a medida que transcurre el tiempo, poder “liquidar” el contrato tomando la posición opuesta con otro forward y así “controlar” su pérdida (cerrar posiciones).

Lo anterior puede ilustrarse a través del siguiente ejemplo:

$t=t_1$: Un generador establece con un cliente un contrato forward con fecha de entrega T y precio de entrega K .

$t=t_2$ Se ha producido la salida de servicio de una central por lo que se espera que el precio spot en $t=T$ sea superior a K . Un contrato forward con fecha de entrega T emitido en $t=t_2$ tiene un precio de entrega K_2 , con $K_2 > K_1$ dado la salida de la central. El generador tiene dos opciones:

- conservar su contrato anterior, esperando que la central vuelva a estar en servicio
- cerrar su posición comprando un forward, si cree que el precio spot va a ser mayor aún de lo esperado

$t=T$: Más centrales han salido del sistema por lo que el precio spot S es superior a K_2 . Las pérdidas del generador para ambas situaciones son:

- $K_1 - K_2$ (si cerró su posición de contratos forward)
- $K_1 - S$ (si mantuvo el contrato original)

Este ejemplo ilustra la conveniencia de emitir contratos forwards a intervalos regulares hasta la fecha de entrega, de modo de que cada una de las partes tenga la posibilidad de cerrar su posición en caso de poseer un contrato con VAN muy negativo.

3.4.1 Utilización de forwards en el sector eléctrico

Anteriormente se ha visto que los contratos forwards además de asegurar el precio de la energía, pueden ser utilizados por especuladores para obtener utilidades a partir de ellos. El siguiente ejemplo, tomado de [Kaye90], ilustra las transacciones que pueden realizarse mediante contratos forwards dependiendo de la utilización que se quiera dar a éstos.

Se considera un horizonte de tiempo donde los contratos forward con fecha de expiración T son transados en los instantes t_{c1} y t_{c2}

En el tiempo t_{c1} :

- El precio forward es de p_{c1} (\$/MWh). Este precio es la mejor estimación del precio spot en t , dada la información disponible.
- El consumidor compra x_{c1} forwards, suponiendo que cada contrato es por 1MWh, el consumidor compra x_{c1} (MWh).
- El costo de la transacción en t_{c1} es: $p_{c1} * x_{c1}$ (\$). Este costo se refiere al monto comprometido a pagar en T , no hay pagos en el tiempo t_{c1} .

En el tiempo t_2 :

- El precio forward es de p_{c2} (\$/MWh). Este precio es la mejor estimación del precio spot en t , dada la información disponible.
- El consumidor responde a esta variación vendiendo su posición de x_{c1} forwards, y compra x_{c2} forwards.
- El costo de la transacción en t_2 es de $p_{c2} * (x_{c2} - x_{c1})$ (\$).

En el tiempo T:

- El precio spot es $C_{mg} = p$ (\$/MWh)
- El consumidor responde al precio spot vendiendo su posición de x_{c2} forwards, y compra x (MWh) en el mercado spot.
- El costo de la transacción en T es de $p * (x - x_{c2})$ (\$).

La figura muestra las transacciones a través del tiempo

				→
Tiempo		t_{c1}	t_{c2}	T
Precio Forward		p_{c1}	p_{c2}	p
Cantidad		x_{c1}	x_{c2}	x

Figura 3.5: Transacciones con contratos forward.

Sumando los costos incurridos en t_{c1} , t_{c2} y T, el total a pagar es:

$$\begin{aligned}
 B &= p_{c1} * x_{c1} + p_{c2} * (x_{c2} - x_{c1}) + p * (x - x_{c2}) \\
 &= x_{c1} * (p_{c1} - p_{c2}) + x_{c2} * (p_{c2} - p) + p * x
 \end{aligned}
 \tag{3.6}$$

De la ecuación 3.6 puede intuirse cuáles serían las transacciones que harían los agentes que cuentan con distintas motivaciones:

a) Cobertura

A través de contratos forwards es posible obtener un precio “cierto” evitando la exposición al riesgo que conlleva comprar en el mercado spot. El comprador de los forwards puede fijar el precio de compra si no realiza variaciones al contrato original.(i.e. $x = x_{c2} = x_{c1}$) De esta forma el monto finalmente pagado será el costo del contrato inicial $p_{c1} * x_{c1}$

b) Especulación

Un especulador puede obtener ganancias mediante contratos forwards mediante dos estrategias

- La estrategia más simple es establecer el precio de entrega K de un forward, distinto al valor que se espera en $t=T$, apostando que el precio va a moverse en una dirección inesperada para los demás. En esta estrategia el especulador no modifica su posición en contratos forwards a lo largo del tiempo (i.e. $x = x_{c2} = x_{c1}$). La ganancia del especulador se produce cuando la diferencia entre el precio spot y el precio de entrega es positiva para el especulador.
- Una estrategia más elaborada es ir modificando la posición tomada en contratos forwards cada vez que se transan nuevos contratos, de manera de capitalizar las utilidades. En el ejemplo anterior, puede ocurrir que una central importante salga de servicio en un tiempo t_x posterior a t_{c1} pero anterior a t_{c2} y se espera que no esté reparada hasta después de T . Debido a esta contingencia el precio de entrega en t_{c2} debe ser mayor que en t_{c1} ($p_{c2} \gg p_{c1}$). Entonces fijando el monto de la segunda transacción igual a cero ($x_{c2}=0$) se obtiene un monto a pagar de: $B = x_{c1} * (p_{c1} - p_{c2}) + p * x$ correspondiente a cerrar la posición forward en t_{c2} y comprar la energía a precio spot. El comprador obtiene una utilidad a través de los contratos forwards de $x_{c1} * (p_{c1} - p_{c2})$ independiente del precio spot. Si el comprador no necesitase de la energía en el tiempo T , podría no consumir ($x=0$) y quedarse con la utilidad proveniente de los contratos forward.

Una estrategia “dinámica” tiene el inconveniente de no saber cuando es el momento más conveniente para liquidar la posición en contratos forwards. Liquidar ahora puede privar al especulador que sus contratos sean aún más valiosos en el futuro.

IV OPCIONES

Una opción es un instrumento financiero derivado que entrega a su poseedor el derecho, pero no la obligación, de comprar (o vender) el activo subyacente en un tiempo predeterminado $t=T$ a un precio prefijado llamado “precio de ejercicio”. El derecho (opción) a realizar la transacción otorga un valor financiero a la opción llamada “prima”. El comprador de la opción paga un precio por ésta al momento de acordar la transacción con el derivado igual a la prima [Hull97].

4.1 Tipos de Opciones

4.1.1 Opción call

Una **opción call** otorga al poseedor de ésta el derecho a comprar el activo subyacente en una fecha futura $t=T$ y a un precio de ejercicio K_C . La función de ganancia para el comprador de una opción call es:

$$\text{Ganancia Call: } \text{Max} [S_T - K_C - C; 0] \quad (4.1)$$

La figura 4.1 muestra las funciones de ganancia para el comprador y vendedor de una opción call en función del precio spot.

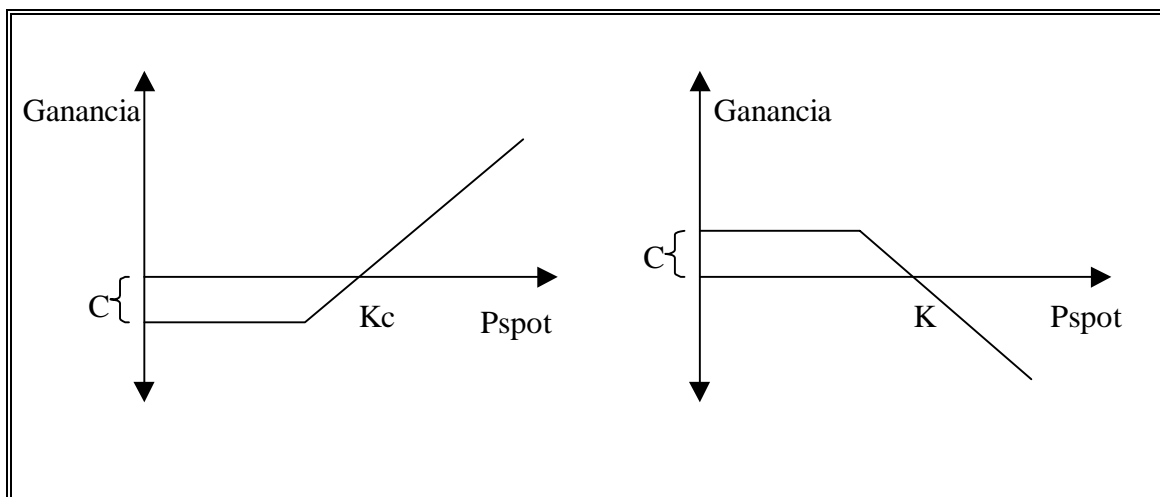


Figura 4.1: Función de ganancia de una opción call

El comprador de una call obtiene ganancias cuando el precio del activo subyacente sube, ya que le es más conveniente ejercer la opción que comprar en el mercado spot. El vendedor de una call obtiene una ganancia igual a la prima recibida, siempre y cuando la opción no sea ejercida. Es importante destacar que el comprador de una call tiene una pérdida acotada por el valor de la prima (c) mientras que las ganancias no tienen cota superior. Para el vendedor de una call la situación es a la inversa: las ganancias están acotadas por c mientras que las pérdidas no.

4.1.2 Opción put

Una **opción put** otorga al poseedor de ésta el derecho a vender el activo subyacente en una fecha futura $t=T$ y a un precio de ejercicio K_P . La función de ganancia para el comprador de una opción put es:

$$\text{Ganancia Put: Max } [K_P - S_T - P; 0] \quad (4.2)$$

La figura 4.2 muestra las funciones de ganancia para el comprador y vendedor de una opción put en función del precio spot.

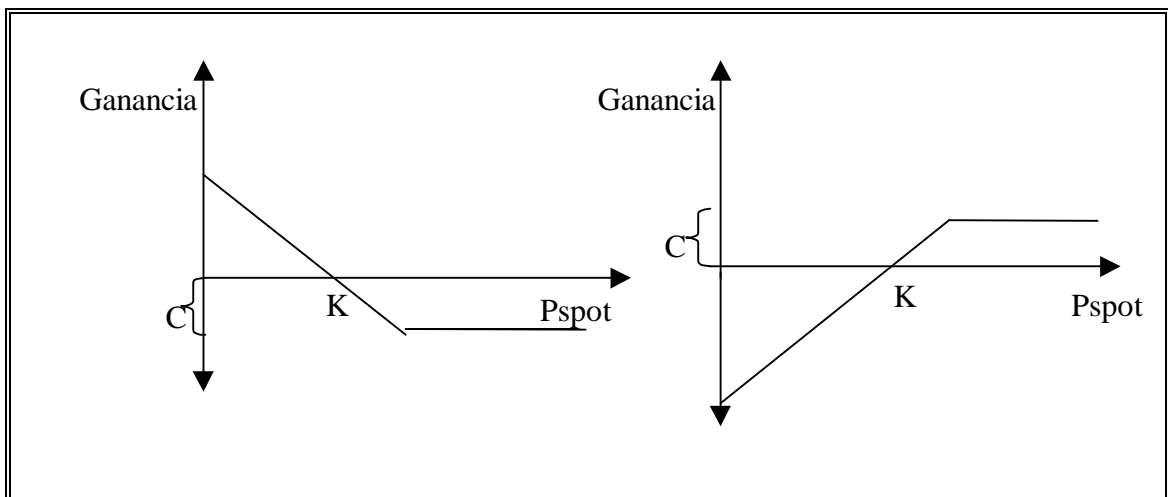


Figura 4.2: Función de ganancia de una opción put

El comprador de una put obtiene ganancias cuando el precio del activo subyacente baja, ya que le es más conveniente ejercer la opción y vender a precio K que vender en el mercado spot. El vendedor de una put obtiene una ganancia igual a la prima recibida, siempre que la opción no sea ejercida. Es importante destacar que el comprador de una put, a diferencia del comprador de una call, tiene una ganancia acotada por el precio de ejercicio K_p mientras que las pérdidas están acotadas por el valor de la prima.

4.1.3 Opciones europeas y americanas

Una opción Europea es aquella que sólo puede ser ejercida en la fecha de expiración de la opción ($t=T$). Una opción Americana puede ser ejercida en cualquier momento anterior a la fecha de expiración. La flexibilidad asociada a la capacidad de ejercer una opción en cualquier instante otorga un valor adicional a ésta en comparación a la opción Europea.

4.2 Opciones Construidas a Partir de otras Opciones

Las opciones put y call son conocidas como “opciones simples”¹³. A partir de combinaciones de dos o más de este tipo de opciones pueden construirse opciones con diversas funciones de ganancia. Algunas de las estrategias más utilizadas son [Hull97]:

a) Spread

Involucra tomar una posición en dos o más opciones de un mismo tipo. Una estrategia *Bull spread* se construye comprando una call con precio de ejercicio K_1 y vendiendo otra call con precio de ejercicio $K_2 > K_1$. Esta estrategia otorga ganancias al subir el precio del activo subyacente y limita las ganancias y pérdidas del poseedor de la opción. Debido a que la opción comprada tienen menor precio de ejercicio que la opción vendida, esta estrategia requiere de un pago inicial ($C_1 - C_2$) para implementarla. Esta estrategia es útil cuando el inversionista espera que los precios suban.

¹³ o “*plain vanilla options*”

Una estrategia *bear spread* se construye de manera idéntica a la anterior pero con la condición que $K_2 < K_1$. Esta estrategia otorga ganancias al subir el precio del activo subyacente y limita las ganancias y pérdidas del poseedor de la opción. A diferencia del caso anterior, esta estrategia no requiere de un pago inicial para ser implementada y es de utilidad cuando se espera que los precios del commodity bajen.

Una estrategia *butterfly spread* se realiza comprando dos opciones call con precio de ejercicio K_1 y K_3 y vendiendo dos opciones a precio K_2 ($K_1 < K_2 < K_3$). Este tipo de estrategia genera ganancias cuando el precio del activo subyacente se mantiene dentro del rango de K_1 - K_3 y es utilizada por inversionistas que esperan que el precio se mantenga estable dentro del rango.

b) Combinaciones

Son estrategias que involucran tomar posición con calls y puts a la vez.

Una estrategia *Straddle* involucra comprar simultáneamente una call y una put con igual precio de ejercicio. Esta estrategia limita la pérdida por variaciones en el precio y genera ganancias cuando el precio difiere del precio de ejercicio de la opción. Es utilizada por inversionistas que prevén que el precio variará pero desconocen en qué dirección.

Una estrategia *Strangle* considera la compra de una call y una put con $K_c > K_p$. Esta estrategia limita las pérdidas y genera utilidades siempre y cuando el precio presente alzas o bajas bruscas.

4.2.1 Réplica de los contratos mediante combinación de opciones

La utilización de instrumentos financieros que en la actualidad están realizando cada uno de los participantes del mercado eléctrico (generadores, comercializadores y consumidores) está motivada, como se ha visto con anterioridad, por necesidades de cobertura, arbitraje y/o especulación. Una de las particularidades del negocio de comercialización de energía eléctrica es que cada cliente, sea comercial, residual y/o residencial, posee requerimientos específicos de suministro lo cual conlleva a que las empresas eléctricas deban manejar diferentes tipos de contratos. La siguiente tabla, sacada de [Maxa97] contiene ejemplos de los tipos de contratos utilizados en la actualidad.

Tabla 4.1: Tipo de contratos establecidos entre generadores y clientes

Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio fijo en un tiempo futuro determinado
Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio variable en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad indeterminada de energía a un precio fijo en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad indeterminada de energía a un precio variable en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio variable , sujeto a un precio mínimo , en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio variable , sujeto a un precio máximo , en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio variable , sujeto a un precio mínimo y un máximo , en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad variable de energía a un precio variable , sujeto a un precio máximo , en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad variable de energía a un precio variable , sujeto a un precio mínimo , en un tiempo futuro
Comprar o vender una cantidad variable de energía a un precio variable , sujeto a un precio mínimo y un máximo , en un tiempo futuro

Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio fijo o variable, cuyo suministro puede ser interrumpido
Comprar o vender una cantidad fija de energía a un precio fijo o variable, cuyo

suministro puede ser interrumpido , siendo la interrupción cancelable pagando más
Comprar o vender toda la energía y potencia deseada por un monto fijo de dinero
Comprar o vender al menos una mínima cantidad de energía a un precio fijo
Comprar o vender a lo más una cantidad de energía máxima a un precio fijo

Los contratos que incluye la tabla anterior pueden complicarse aun más dependiendo de las necesidades particulares de cada cliente lo cual dificulta la valoración de los contratos. Es posible descomponer cada uno de los descritos en la tabla anterior en una serie de contratos más simples lo cual facilita la valoración del contrato original. Estos contratos básicos o “bloques” a partir de los cuales es posible construir los restantes tipos de contratos son:

- Transacciones a precio spot:
- Forwards/Futuros
- Opciones

Un ejemplo de la descomposición de un tipo de contrato en un conjunto de los bloques recientemente descritos es el contrato de servicio interrumpible descrito en Anexo 1. Este contrato, que permite interrumpir el contrato de un consumidor a cambio de una retribución monetaria, puede descomponerse desde el punto de vista de la empresa eléctrica como:

- Vender un forward a precio F con fecha de expiración $t=T$
- Comprar una opción call con precio de ejercicio K y fecha de expiración $t=T$

Aunque en la práctica el contrato interrumpible no se construya comprando un forward y vendiendo una opción, ambos contratos son equivalentes en lo referido a su “estructura de pago”, y por tanto deben valer lo mismo. La ventaja de construir contratos a partir de los bloques básicos radica esencialmente en la simplificación de la valoración de éstos.

La tabla 4.2 muestra la descomposición en instrumentos derivados de algunos de los contratos especificados en la tabla anterior.

Tabla 4.2: Descomposición de contratos de suministro en combinaciones de instrumentos derivados

Contrato	Equivalente a
Vender energía a futuro a un precio fijo con la posibilidad de interrumpir suministro	Vender 1 contrato forward con precio K_1 y comprar 1 call con precio de ejercicio K_2 ($K_2 > K_1$)
Igual al caso anterior pero con la posibilidad par al cliente de reponer el servicio pagando un precio mayor	Igual al anterior más vender 1 call a precio K_3 ($K_3 > K_2$)
Vender una cantidad fija de energía a un precio fijo	Vender un contrato forward
Vender una cantidad fija de energía a un precio variable	Vender a precio spot
Comprar una cantidad fija de energía a precio variable con precio máximo K_2	Comprar a precio spot y comprar una call con un precio de ejercicio K_2
Comprar una cantidad fija de energía a precio variable con precio máximo K_2 y un precio mínimo K_1	Comprar a precio spot, comprar una call con precio de ejercicio K_2 y vender una put con precio de ejercicio K_1

4.3 Opciones y Estrategias de Cobertura

En el capítulo 2, se vio que realizar cobertura es valioso para una empresa a pesar de ser ésta una transacción con $VAN=0$. El capítulo 3 ilustró cómo la utilización de contratos forwards y futuros permite realizar una cobertura efectiva siempre que la exposición de la empresa al riesgo, la función de ganancia de la empresa, sea una función lineal del precio spot. (Ver gráfico 3.3). No obstante, muchas empresas poseen una función de pago no lineal con respecto al precio spot del activo subyacente, en estos casos la cantidad de contratos forward (futuros) necesarios de adquirir para realizar una cobertura eficiente cambia a medida que el precio spot varía. Esto significa que una **cobertura estática** realizada con forwards (futuros), es decir aquella en la cual el número de contratos adquiridos para realizar la cobertura no es modificado hasta la fecha de expiración, no funcionará correctamente [Stul00].

Existen dos maneras de realizar una cobertura más efectiva que una estática cuando la exposición al riesgo de la empresa es una función no lineal [Stul00]. La primera es realizar una **cobertura dinámica** con futuros o forwards. A medida que el precio spot del activo subyacente varía debe ajustarse (comprando o vendiendo) el número de contratos forwards para lograr una cobertura eficiente. La segunda alternativa es realizar una cobertura estática utilizando instrumentos que tengan una función de ganancia no lineal con respecto al precio. Esta segunda alternativa es más conveniente que la primera si se considera que una cobertura estática tiene la ventaja de disminuir los costos de transacción que se alcanzarían si se realizará una transacción dinámica.

Otra de las ventajas de utilizar instrumentos financieros con función de ganancia no lineal, es que en el caso de realizar una cobertura utilizando forwards y futuros lo que se logra es minimizar la varianza de la ganancia obtenida eliminando los extremos de la distribución de probabilidades de la función de ganancia, cuando lo que la empresa que realiza la cobertura realmente busca es eliminar las situaciones donde se obtengan ganancias bajas (o pérdidas) que puedan llevarla a dificultades financieras, es decir eliminar el extremo inferior de la distribución de probabilidades de la función de ganancia.

Como se vio en el punto 4.2, las opciones put y call son los “bloques” mediante los cuales es posible construir cualquier instrumento financiero cuya función de ganancia sea no lineal con el precio. De acuerdo a lo explicado anteriormente las opciones presentan la gran ventaja con respecto a forwards y futuros que pueden ser utilizadas para realizar coberturas de empresas que poseen funciones de pago no lineal con relación al precio spot del activo subyacente.

4.4 Opciones reales

4.4.1 Proyectos de inversión y opciones reales

[Dixi94] define inversión como “el acto de incurrir en un costo inmediato a la expectativa de recompensas futuras”. La mayoría de los proyectos de inversión se asemejan a una opción call americana. El inversionista puede (pero no está obligado) a realizar la inversión D para recibir un ingreso futuro. El inversionista sólo ejercerá

la opción si el proyecto resulta lo suficientemente rentable (si el valor de la opción es positivo).

4.4.1.1 Valor Actual Neto (VAN) y opciones reales.

Tradicionalmente los proyectos se evalúan calculando el valor actual neto de éste como el valor esperado de los flujos futuros descontados a la tasa de retorno del proyecto. Debido a que el cálculo del VAN sólo considera la información disponible en el instante de realizar el cálculo, rechazar proyectos con VAN negativo puede llevar a decisiones erróneas ya que no se está considerando la posibilidad de comenzar a invertir y esperar para contar con mayor información. Esta posibilidad de espera añade valor al proyecto el cual no está considerado en el cálculo del VAN pero sí se refleja al evaluar un proyecto al utilizar el análisis de opciones reales.

4.4.2 Aplicación de teoría de opciones en la valoración de activos

Shjie Deng plantea en [Deng98] y [Deng99] la posibilidad de valorar instalaciones de generación y transmisión mediante el procedimiento de opciones reales utilizando opciones tipo spread. Para el caso de unidades de generación define como “derecho de capacidad para el periodo t” de una unidad de generación térmica el derecho de convertir K_H ¹⁴ unidades de combustible en una unidad de electricidad en el periodo t. Este derecho de capacidad asociado al periodo t entrega una ganancia en $t=T$ de:

$$SSC(S_T^e, S_T^g, H, T) = \max(S_T^e - H \cdot S_T^g, 0)$$

Donde:

$$S_T^e = \text{Precio spot de electricidad en } t = T$$

$$S_T^g = \text{Precio spot de combustible en } t = T$$
(4.3)

La función de ganancia corresponde a la de una opción tipo *spark spread* con valor $u(t)$ donde S^e y S^g siguen procesos estocásticos. Puede realizarse el supuesto que el combustible se compra a un precio fijo con lo que S^g pasaría a ser una constante G , y el derecho de capacidad se convierte en una opción call simple con precio de ejercicio $K=G \cdot H$.

¹⁴ K_H representa la tasa de operación de la central (MBtu/MWh)

El “valor virtual de una unidad de capacidad” se define como derecho de capacidad aplicable para toda la vida útil de la central.

$$V = \int_0^T u(t) \cdot dt \approx \sum_{i=1}^N u(t_i) \cdot (t_i - t_{i-1}) \quad (4.4)$$

La principal ventaja de realizar la valoración de una central utilizando opciones es que, a diferencia de realizar una valoración basándose en el valor esperado de los precios de la electricidad y combustible, la valoración utilizando opciones reales incluye el valor correspondiente a las expectativas que el precio de la energía suba cuando el valor esperado es negativo; es decir, se incluye el valor de la flexibilidad asociada a la posibilidad que el precio de la energía suba (o el de los combustibles baje) y sea nuevamente rentable generar.

4.5 Valor de una opción

4.5.1 Límites superior e inferior en el valor de una opción

i) Opción Call

El límite superior del valor de una opción call está determinado por el precio del activo subyacente en el momento que se realiza la valoración (S_t). Si el precio fuese superior no convendría adquirir la opción ya que uno podría comprar el activo ahora y conservarlo hasta la fecha de expiración.

El límite inferior del valor de una opción call depende de si la opción es americana o europea. Para una call americana el valor (C) no puede ser inferior a $S_t - K$ ya que si fuese así, sería conveniente ejercitar la opción inmediatamente obteniendo una ganancia de $S_t - K - C$. Para una call europea el valor (c) no puede ser inferior a $S_t - K * e^{-r*(T-t)}$, si así fuese, sería conveniente ejercitar la opción en $t=T$ obteniéndose un beneficio de $S_t - K - c$.

ii) Opción Put

El límite superior del valor de una opción put está determinado por el precio de ejercicio especificado en el contrato (K). Si el precio fuese superior no

convendría adquirir la opción ya que lo máximo que uno puede recibir de la venta del activo es K .

El límite inferior del valor de una opción put depende de si la opción es americana o europea. Para una put americana el valor (P) no puede ser inferior a $K - S_t$ ya que si fuese así, sería conveniente ejercitar la opción inmediatamente obteniendo una ganancia de $K - S_t - P$. Para una call europea el valor (p) no puede ser inferior a $K * e^{r*(T-t)} - S_t$, si así fuese, sería conveniente ejercitar la opción en $t=T$ obteniéndose un beneficio de $K * e^{r*(T-t)} - S_t - p$.

4.5.2 Factores que condicionan el valor de una opción

El valor de una opción está condicionado diversos factores, siendo los principales [Hull97]:

a) Precio del activo subyacente y precio de ejercicio.

Para el caso de una call, la función de ganancia está dada por la diferencia entre el precio spot y el precio de ejercicio (ecuación 4.1); por tanto, el valor de una call aumenta al subir el precio del activo subyacente y/o fijar un precio de ejercicio menor. Debido a que la función de ganancia de una put es la inversa de la call, el valor de una put aumenta al bajar el precio del activo subyacente y/o fijar un precio de ejercicio mayor.

b) Tiempo de expiración:

En el caso de opciones americanas, un mayor plazo de expiración aumenta el valor de éstas ya que el poseedor posee más oportunidades para ejercitar la opción. En el caso de opciones europeas no es evidente que un mayor plazo de expiración modifique el valor de la opción.

c) Volatilidad:

La volatilidad es un indicador de la incertidumbre acerca del comportamiento del precio del activo subyacente. A mayor volatilidad la función de seguro que cumplen las opciones cobra mayor valor por lo que un aumento en la volatilidad aumenta el valor de la opción.

d) Tasa de Interés libre de riesgo

El aumento de la tasa de interés disminuye el valor actual de los flujos de caja futuros por lo que se espera que el valor de una opción put disminuya y el de una call aumente al subir la tasa libre de riesgo.

El gráfico 4.3 muestra cómo varía el valor de una opción en el instante t en función del precio spot S_t . Debido a que no es evidente obtener una fórmula analítica para el precio de una opción, la valoración de estas se estudiará detenidamente en el capítulo 5.

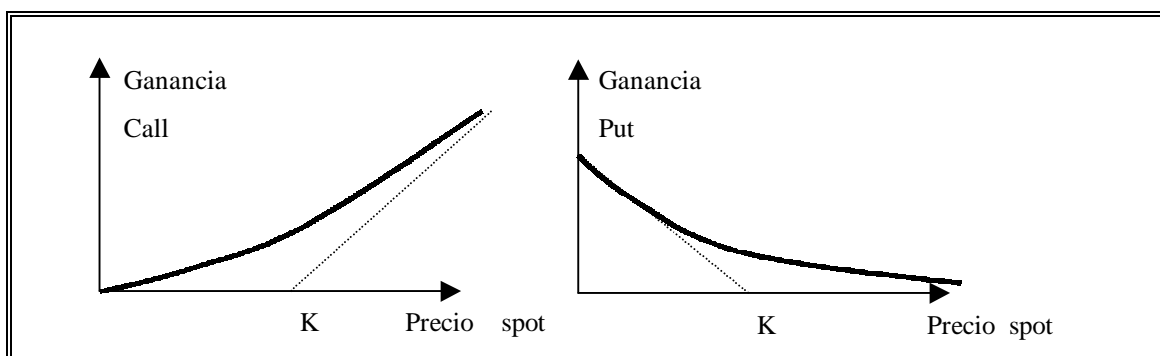


Figura 4.3: Valor de opción call y put en función del precio spot

4.5.2 Paridad Put Call

Existe una relación entre los precios de las opciones call europea (c) y el precio de una opción put europea (p), la cual se deriva de considerar dos portfolios:

- Portfolio A: Compuesto de una call europea más una cantidad en efectivo de $Ke^{r(T-t)}$ ¹⁵.
- Portfolio B: Compuesto de una opción put europea más una acción S_t .

¹⁵ Esta cantidad corresponde al dinero necesario para ejercer la opción en $t=T$

Al momento de expiración ambos portfolios obtienen una ganancia de $\text{Max}[S_T, K]$. Debido a que las opciones no pueden ser ejercidas antes de $t=T$, ambos portfolios deben tener el mismo valor en $t=0$. Por tanto

$$Ke^{r(T-t_0)} + C = p + S_t \quad (4.5)$$

Esta relación es conocida como Paridad put-call.

Hasta el momento se ha considerado para deducir las políticas de ejercicio de opciones americanas y la paridad put-call, que el activo subyacente es una acción con precio S_t ; sin embargo estas deducciones son igualmente válidas para un commodity con precio de mercado igual a S_t . No obstante, existe el inconveniente que las deducciones basadas en la creación de portfolios con pagos equivalentes al derivado, se basan en el supuesto que el activo subyacente es un bien durable y almacenable lo cual no es cierto en el caso de la electricidad, por lo que las conclusiones obtenidas no pueden aplicarse de manera directa, aunque el método de valoración por construcción de portfolios sigue siendo correcto.

[Deng98] propone un mecanismo alternativo de construcción de portfolios basado en la utilización de contrato futuros en vez de almacenar y vender el activo subyacente. Utilizando este procedimiento para encontrar la paridad Call-Put se tiene que la ganancia en $t=T$ de comprar una call y vender una put es de $(S_T - K)$. Por tanto el valor presente de $(S_T - K)$ debe ser igual a la $c-p$. Por tanto se cumple que:

$$C - P = e^{-rT}(F_T - K) \quad (4.6)$$

Donde F_T es un futuro de electricidad con fecha de expiración en $t=T$

V VALORIZACIÓN DE DERIVADOS CON ELECTRICIDAD COMO ACTIVO SUBYACENTE

El primer objetivo de este capítulo es, mediante una revisión de los modelos tradicionalmente utilizados para simular el comportamiento en el tiempo del precio de un commodity, estudiar cuáles son las características inherentes al precio de la energía eléctrica que lo diferencian de los demás commodities y presentar los modelos que han sido propuestos para simular su comportamiento. El segundo objetivo consiste en estudiar las técnicas de valoración de instrumentos derivados existentes con el fin de ser aplicados en la simulación contenida en el capítulo 8.

5.1 Procesos Estocásticos

Un proceso estocástico está compuesto por una o más funciones $S(t, \varepsilon)$ cuyo valor depende de una variable aleatoria ε . Los procesos estocásticos son utilizados para caracterizar el comportamiento futuro de un sistema. La elección de un proceso estocástico se basa en la capacidad que éste posea para capturar la (o las) fuente de incertidumbre asociada al precio de la energía. De acuerdo a [Niem98] representar la incertidumbre ayuda a realizar una mejor evaluación y resulta una ventaja ya que el nivel de incertidumbre puede ser una fuente de valor para activos con opcionalidad.

Un **proceso de Markov** es un proceso estocástico donde únicamente el valor actual de la función es relevante para predecir el futuro. El pasado de la variable es irrelevante ya que toda la información relevante se encuentra incorporada en el valor actual de la función.

Un tipo particular de proceso de Markov es el **proceso de Wiener**. La caminata aleatoria que realiza el precio de un activo es modelado por un proceso de la forma

$$dS = a(S, t) \cdot dt + b(S, t) \cdot dz \quad (5.1)$$

Donde z es una variable que sigue un proceso de Wiener si cumple 2 propiedades

- i) $dz = \varepsilon \cdot \sqrt{dt}$ con ε variable aleatoria con distribución normal con media cero y varianza 1 (i.e. $\varepsilon \sim N(0,1)$). Por lo tanto, $dz \sim N(0, dt)$
- ii) Los valores de dz para diferentes intervalos son independientes entre si. i.e. $\sum_1^N dz_i = \sum_1^N \varepsilon \cdot \sqrt{dt} = N \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{dt}$. Por lo tanto, $\sum_1^N dz_i \sim N(0, N \cdot dt)$

5.1.1 Procesos brownianos

Un **Proceso Browniano Aritmético** es un tipo particular de proceso de Wiener del tipo.

$$dS = \mu \cdot dt + \sigma \cdot dz = \mu \cdot dt + \sigma \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{dt} \quad (5.2)$$

Este modelo es utilizado para modelar los cambios en el precio del activo (dS). μ representa la tasa de crecimiento anual del precio y σ , la desviación estándar anual del precio del activo. Debido al proceso de Wiener incorporado en el modelo, es posible deducir que la variable dS sigue una distribución normal con media μdt y varianza $\sigma^2 dt$. ($dS \sim N(\mu dt, \sigma^2 dt)$)

Los problemas que se suscitan al utilizar un proceso browniano aritmético para modelar el precio de un activo (en especial el precio de una acción) es que la tasa de crecimiento es constante independiente del valor que tome S . Esto es algo poco realista debido a que se espera que cuando S alcance un valor alto el precio va a crecer a una tasa menor que si el precio estuviese bajo. Otro problema con este proceso es que dS sigue una distribución normal, por lo que es posible que tome valores negativos y por tanto, sería posible obtener valores negativos para S lo que en la práctica es imposible.

Los inconvenientes anteriores son resueltos al utilizar un **proceso browniano geométrico**.

$$\frac{dS}{S} = \mu \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (5.3)$$

En este modelo el proceso de Wiener se aplica sobre el retorno del precio (dS/S), por lo que μ representa la tasa de retorno anual asociado al activo precio y σ , la desviación estándar anual de los retornos del activo. La suposición de tasa de

retorno independiente del precio del activo es muy acertada para modelar precio de acciones, ya que los inversionistas exigen una tasa de retorno a la acción independiente del precio de ésta.

Notar que en este proceso es el retorno del activo el que distribuye normal, por tanto el precio sigue una distribución lognormal, la cual no puede tomar valores negativos y por tanto evita que se dé el caso de precios menores que cero.

La utilización de un proceso browniano geométrico para modelar el comportamiento de precio de la energía es una elección menos afortunada que en el caso del precio de acciones debido a que presenta características que hace poco realistas su modelación:

En primer lugar, la varianza de los retornos asociados al activo crece linealmente con el tiempo, de acuerdo a la propiedad ii) de un proceso de Wiener. Esta suposición no es acertada en el caso de la electricidad debido a que las variaciones del precio tienden a corregirse para llegar a un valor de largo plazo. Por tanto la volatilidad del precio está acotada por este fenómeno de “reversión a la media”.

En segundo lugar, en un proceso browniano el precio futuro del activo depende únicamente del precio actual observado sin relacionarse de manera alguna con tendencias de largo plazo observadas en el mercado.

5.1.2 Modelo con reversión a la media

Un proceso con reversión a la media modela la tasa de retorno de manera tal que el proceso tiende a un nivel de equilibrio. Cada vez que la variable dz aleja a la variable del equilibrio, el término determinístico del proceso vuelve a la variable a su nivel de equilibrio a una velocidad dependiente de la tasa de reversión del proceso.

Un proceso con reversión a la media es de la forma

$$dS = \kappa(t) \cdot (\bar{S}(t) - S) \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (5.4)$$

con:

$\bar{S}(t)$: Nivel de reversión (precio de largo plazo)

$\kappa(t)$: Tasa de reversión

La reversión a la media en los precios de la energía eléctrica ha sido destacada, entre otros, por [Deng98], [Tsen99] y [Pili97]. Esta última sostiene que la tasa de reversión en los precios de la electricidad es mucho mayor que la encontrada en precios de activos financieros como tasas de interés. Esto se debe a que los eventos que perturban el precio suelen disiparse más rápidamente que los ciclos económicos que afectan al mercado financiero.

Aunque este tipo de procesos se ajusta de mejor manera al comportamiento del precio de la electricidad, los procesos con reversión a la media suelen fallar en modelar las variaciones diarias en el precio. Estas variaciones se caracterizan por saltos discretos en el precio spot, la existencia de estas discontinuidades en el precio de un commodity se presentan cuando el almacenamiento de éste no es económicamente viable y la demanda es inelástica.

5.1.3 Modelos Jump

A diferencia de los modelos vistos con anterioridad, donde el precio de energía cambia de manera continua, este proceso permite saltos discretos en el precio del activo. Un modelo Jump es de la forma

$$dS = a(S, t) \cdot dt + b(S, t) \cdot dz + dq \quad (5.5)$$

Donde dq es un proceso Poisson con tasa de ocurrencia λ que genera saltos discretos.

La razón por la cual los precios diarios de la electricidad presentan saltos discretos se debe al hecho que la curva de oferta del sector generación presenta discontinuidades producto de la entrada al sistema de nuevas centrales a medida que aumenta la demanda.

5.1.4 Modelos que incorporan dos procesos estocásticos

Hasta el momento, los modelos analizados consideran el manejo de la volatilidad como el único factor¹⁶ a la hora de determinar un modelo para el precio de la energía. Otro aspecto a considerar es la correlación entre el precio de la energía con el proceso de un factor que incida en éste.

Algunos modelos de precio de la electricidad con dos factores son

a) Modelo Pilipovic

En este modelo, desarrollado en [Pili97], el proceso que sigue el precio de la energía (S_t) tiene reversión a la media cuyo valor de largo plazo L_t sigue a su vez un modelo browniano geométrico a partir de las ecuaciones:

$$\begin{aligned} dS &= \kappa(L(t) - S) \cdot dt + \sigma \cdot S \cdot dz \\ dL &= \mu \cdot L \cdot dt + L \cdot \sigma_2 \cdot dw \end{aligned} \quad (5.6)$$

b) Modelo de dos factores para precio de electricidad y precio de combustible

Este modelo desarrollado por Sheng Deng en [Deng99], incorpora para ambos procesos, reversión a la media y procesos jumps para modelar alzas y bajas repentinas en el precio de ambos factores. El modelo está dado por

$$d \begin{pmatrix} X(t) \\ Y(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \kappa_1(t) \cdot (\theta_1(t) - X(t)) \\ \kappa_2(t) \cdot (\theta_2(t) - Y(t)) \end{pmatrix} dt + \begin{pmatrix} \sigma_1(t) & 0 \\ \rho(t) \cdot \sigma_2(t) & \sqrt{1 - \rho(t)^2} \cdot \sigma_2(t) \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} dz \\ dw \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} dq1 + dq2 \\ dq1 + dq2 \end{pmatrix}$$

Donde

$\kappa_i(t)$ = Función determinística de tasas de reversión

$\theta_i(t)$ = Función determinística de valor de largo plazo

¹⁶ Un factor representa una variable de mercado que exhibe un comportamiento aleatorio

5.2 Valorización de instrumentos derivados

El proceso de valorizar instrumentos derivados puede descomponerse en los siguientes pasos:

- I) Formulación de los modelos matemáticos asociado al derivado,
- II) Estimación de parámetros de cada modelo,
- III) Elección del modelo que mejor se ajuste a la realidad,
- IV) Resolución del problema,
- V) Análisis de sensibilidad.

i) Formulación de los modelos matemáticos asociado al derivado

El valor de todo instrumento derivado puede considerarse como una función del tiempo de expiración del contrato¹⁷ y del valor del activo subyacente en el momento de ejercicio. Es por ello que la formulación del modelo asociado a un derivado está estrechamente relacionado a la elección del proceso que modele el comportamiento del activo subyacente, en este caso, el comportamiento del precio de la energía eléctrica. En esta primera etapa se debe realizar una preselección de los procesos estocásticos para el precio spot que, a priori, se ajusten de manera razonable al comportamiento real de la variable.

ii) Estimación de parámetros de cada modelo

El proceso de “calibración de modelo” se realiza a partir de los precios históricos disponibles y de valores históricos de contratos futuros (siempre que éstos existan). El método de calibración depende de la cantidad y tipo de información disponible.

iii) Elección del modelo

La elección del modelo se realiza comparando la distribución de probabilidades resultante de cada modelo con la distribución obtenida de los datos

¹⁷ Esto puede referirse también al instante de tiempo elegido para ejercitar el derivado

reales. Existen test estadísticos que pueden utilizarse para realizar la comparación entre las distribuciones¹⁸. Un procedimiento aproximado para realizar la comparación es calcular los momentos de cada variable modelada¹⁹.

El momento n (Mn) de una variable x está definido por

$$Mn = E(x^n) = \int p(x) \cdot x^n dx \quad \text{Con } p(x) : \text{función densidad de } x \quad (5.8)$$

Por lo general se comparan los primeros cuatro momentos

- Media (M1): Es el valor esperado de la variable aleatoria
- Desviación Estándar(M2): Sugiere el ancho de la distribución de probabilidades.
- Skew (M3): Determina si los precios distribuyen de manera simétrica o no
- Kurtosis (M4): Describe el grosor de las colas de la distribución. A mayor grosor, mayor probabilidad de obtener precios extremadamente altos o bajos

iv) Método de Resolución

Básicamente existen dos métodos para hallar el valor del activo derivado.

a) Resolución de la ecuación diferencial

Consiste en resolver la ecuación diferencial que define comportamiento del derivado, encontrando una fórmula que entregue el valor del derivado. La solución encontrada al utilizar este método entrega el valor exacto y es muy fácil de aplicar y realizar análisis de sensibilidad. El problema es que no siempre es posible resolver la ecuación diferencial de manera exacta, por lo que el método no es aplicable en muchos casos debiendo resolverse la ecuación por métodos numéricos.

b) Métodos de simulación.

Este modelo prescinde de la ecuación diferencial del derivado y realiza la valoración simulando el comportamiento de la variable miles de veces para encontrar la ganancia

¹⁸ Test de bondad de ajuste χ^2

¹⁹ Un método exacto sería comparar la función generadora de momentos de cada distribución

promedio al utilizar el derivado. Los métodos de Montecarlo y árboles multinomiales son ejemplos de este tipo de valoración.

5.3 Valoración de una opción call

Se realizará una valoración de una opción call que otorga el derecho a comprar 1 KWh de energía a un precio de ejercicio de 40 millsUS\$ dentro de 6 meses utilizando datos reales del sistema interconectado central de Chile. La valoración parte suponiendo $t=0$ en enero del año 2000 y con un precio S_{t_0} de 20 millsUS\$. El precio de la energía es el precio spot promedio semanal lo que supone que el poseedor de la opción tiene una semana para retirar 1KWh en caso de ejercer la opción.

La valoración se realizará siguiendo cada paso del método expuesto anteriormente

i) Formulación de los modelos matemáticos asociados al derivado

Se supondrá que el precio spot semanal de la electricidad sigue un proceso con reversión a la media ya que este tipo de modelo se ajusta de mejor manera al comportamiento exhibido por el precio de la electricidad. No se utilizará un modelo tipo jump debido a que al utilizar precios promedio semanales se suavizan los saltos que se observan en la evolución diaria del precio spot.

Se utilizarán dos procesos con reversión a la media de los cuales se escogerá el que se ajuste mejor a la dinámica exhibida por los precios. El primer proceso, conocido como proceso Ornstein-Uhlenbeck, exhibe una reversión a la media en el precio de acuerdo a la siguiente ecuación

$$dS = \kappa \cdot (\bar{S} - S) \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (5.9)$$

El segundo proceso exhibe una reversión a la media en el logaritmo del precio de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$dS = \kappa \cdot (\mu - \ln S) \cdot S \cdot dt + \sigma \cdot S \cdot dz \quad (5.10)$$

Realizando el cambio de variable $X=\ln S$ se tiene que X sigue un proceso Ornstein-Uhlenbeck de la forma:

$$dX = \kappa \cdot (\alpha - X) \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad \text{con } \alpha = \mu - \frac{\sigma^2}{2 \cdot \kappa} \quad (5.11)$$

ii) Estimación de parámetros de cada modelo

Los datos utilizados para realizar la estimación de los parámetros de las dos ecuaciones son los precios spot semanales observando en el periodo 1992-1997. Esta información, proveniente del CDEC-SIC, fue facilitada por la empresa Gener S.A. Debido a que no existe un mercado de futuro que ayude a estimar los parámetros, la calibración se realiza exclusivamente a partir de los datos históricos disponibles.

El método de estimación de parámetros utilizado fue desarrollado por [Dixi94]. Éste comienza discretizando la ecuación diferencial que modela la reversión a la media en el precio (ecuación 8), obteniéndose:

$$S_t - S_{t-1} = \bar{S} \cdot (1 - e^{-\eta}) + (e^{-\eta} - 1) \cdot S_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.12)$$

donde ε_t es la variable de error la cual sigue una distribución normal con media cero y varianza σ_ε^2 con:

$$\sigma_\varepsilon^2 = \frac{\sigma^2}{2\kappa} \cdot (1 - e^{-2\kappa}) \quad (5.13)$$

La ecuación discretizada (ecuación 5.11) sigue un proceso ARIMA²⁰ de la forma

$$x_t - x_{t-1} = a + bx_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.12)$$

Es posible encontrar estimadores para a,b y σ_ε^2 tales que minimicen el error cuadrático medio de las estimaciones con los datos reales. Una vez obtenidos los estimadores es posible obtener los parámetros de la ecuación (5.8) a través de las relaciones

²⁰ Auto Regressive Moving Average

$$\bar{S} = \frac{-\hat{a}}{\hat{b}} \quad \hat{\kappa} = -\ln(1+\hat{b}) \quad \hat{\sigma} = \hat{\sigma}_\varepsilon \cdot \sqrt{\frac{\ln(1+\hat{b})}{(1+\hat{b})^2 - 1}} \quad (5.13)$$

Esta metodología de estimación de los parámetros es válida únicamente para un proceso con reversión a la media del tipo Ornstein-Uhlenbeck (ecuación 5.8), ya que la discretización se realizó a partir de este modelo. Sin embargo también pueden estimarse los parámetros del proceso con reversión a la media en el logaritmo del precio aplicando el cambio de variable visto en la ecuación (5.11).

Para poder realizar la estimación de parámetros los datos históricos fueron convertidos a moneda de una misma fecha para poder trabajar con valores reales. Además fue necesario considerar que el comportamiento de los precios a través del tiempo presenta variaciones producto de las estacionalidades, las cuales pueden ser previstas y por tanto, no pueden ser consideradas como incertidumbre en el precio. Para eliminar este inconveniente se procedió a desestacionalizar los precios históricos calculando un factor de estacionalidad para cada una de las 52 semanas del año. Este factor representa la proporción del precio que es atribuibles a situaciones propias de la estación. Los precios históricos son divididos por el factor de estacionalidad correspondiente de modo que la volatilidad de los precios desestacionalizados resultantes no puede ser atribuida a fenómenos predecibles.

Tabla 5.1: Reducción de la volatilidad de precios spot producto de desestacionalizar

Año	En millsUS\$	En %
1992	0.8339	15.17%
1993	-0.3834	-13.33%
1994	-0.0854	-2.58%
1995	2.2268	35.68%
1996	-4.8177	-48.79%
1997	5.7516	31.38%

La tabla anterior muestra que el proceso de desestacionalización reduce efectivamente la volatilidad de los precios en la mayoría de los años disponibles, pero cabe observar que en años como 1996 el proceso de ajuste produjo un aumento de la volatilidad. Este inconveniente puede deberse a que se utilizaron los mismos factores de estacionalidad para todos los años y a la simplicidad con que éstos fueron calculados. Un mejor método para calcular los factores de estacionalidad sería considerar el hecho que los precios del período de deshielo (octubre a marzo) son dependientes de la nieve caída en el período de lluvia, por lo que los factores de estacionalidad para el período de deshielo debiesen ser función del precio spot exhibido en el periodo de lluvia que lo precede.

iii) Elección del modelo que mejor se ajuste a la realidad

La elección del modelo a resolver se realizó calculando los cuatro primeros momentos a partir de los datos históricos del periodo 1992-1997 y comparando con los momentos obtenidos al realizar una simulación de Montecarlo de 2000 iteraciones, con los dos modelos analizados. La siguiente tabla muestra los momentos obtenidos

Tabla 5.2: Comparación de distribuciones de probabilidad obtenidas con modelos estocásticos

	Datos Reales	M-R en Precio	M-R en ln(Precio)
Media	14.23	14.46	16.49
Varianza	10.79	1.10	7.54
Skew	1.68	0.14	0.31
Kurtosis	2.66	0.1	0.66

De la tabla es posible concluir que el modelo con reversión a la media en el logaritmo del precio se ajusta de mejor manera a los datos reales, sin embargo es importante destacar que no representan de manera exacta el coeficiente de asimetría

(skew) que presentan los datos reales. Este coeficiente caracteriza el grado de asimetría de una distribución con respecto a su media. La asimetría positiva indica una distribución unilateral que se extiende hacia valores más positivos lo que no está bien representado por el modelo seleccionado. La kurtosis representa la elevación o achatamiento de una distribución, comparada con la distribución normal. El valor positivo de esta variable indica una distribución relativamente elevada, lo cual tampoco aparece bien representado por el modelo seleccionado. Como consideración final cabe advertir que debió haberse calculado los momentos y realizado las simulaciones para datos fueran distintos a los utilizados en la calibración del modelo, sin embargo no fue posible conseguir a tiempo los precios históricos correspondientes a 1998.

iv) Resolución del problema

La valoración de la opción call se encontró aplicando el método de Montecarlo. Éste consiste en realizar una simulación del comportamiento del precio (“camino”) utilizando el siguiente algoritmo.

$$S = S_0$$

For i = 1 to 29 do

$$\varepsilon = N(0,1)$$

$$\Delta S_i = \kappa(\mu - \ln S_i) * S_i * \Delta t + \sigma * S_i * \varepsilon * \text{raiz}(\Delta t)$$

$$S_i = S_i + \Delta S_i$$

S_{29} corresponde al precio spot para la tercera semana de Julio. El valor de la opción se calcula como:

$$\text{Valor de la opción} = C = \frac{(S_{29} - K)}{1 + r_c} \quad (5.14)$$

Debido a que el valor de la opción depende del precio spot al momento de expiración. Este cálculo se realiza cientos de veces para encontrar el valor promedio de la opción.

Debido a que la estimación de la tasa de retorno asociada a la opción (r_c) es casi imposible de realizar si no se poseen datos históricos de valores de call de características similares, se procedió a ajustar por riesgo el proceso descrito en la ecuación. El ajuste por riesgo proceso del proceso estocástico permite que los valores

encontrados sean descontados a una tasa libre de riesgo la cual es de conocimiento público. El ajuste por riesgo se realiza de la siguiente manera.

$$dS = \kappa \cdot (\mu - \lambda - \ln S) \cdot S \cdot dt + \sigma \cdot S \cdot dz \quad (5.15)$$

Donde λ es el valor de mercado del riesgo definido como:

$$\lambda = \frac{(r_m - r)}{\sigma_m} \quad (5.16)$$

con r_m =tasa de retorno de mercado y σ_m la desviación estándar

v) Resultado

Utilizando los parámetros asociados a la tabla 5.2, se procedió a calcular el valor de una opción call europea con fecha de vencimiento en la segunda semana de Julio, precio de ejercicio 40 millsUS\$ suponiendo que la call se pacta el 1 de enero de 2000 siendo el precio spot en ese instante de 20 millsUS\$. La simulación de Montecarlo contempló 2000 iteraciones y los parámetros utilizados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.3: Parámetros utilizados para valoración de opción call

Parámetros		Valor
Retorno esperado	μ	15,03
Volatilidad de Retorno	σ	3,76
Coef de reversión a la media	κ	0,53
Precio spot en t=0	S_{t_0}	20 [mills US\$]
Precio de ejercicio	K	40 [mills US\$]
Tasa de retorno de la opción	r_c	38,66 [%-año]
Intervalo de tiempo	dt	0,019 [años]

Un primer cálculo con este método entrega un valor de la opción de 3,0086 mills. La siguiente figura muestra el histograma con los precios esperados para la segunda semana de julio del 2000 obtenido de la simulación de Montecarlo.

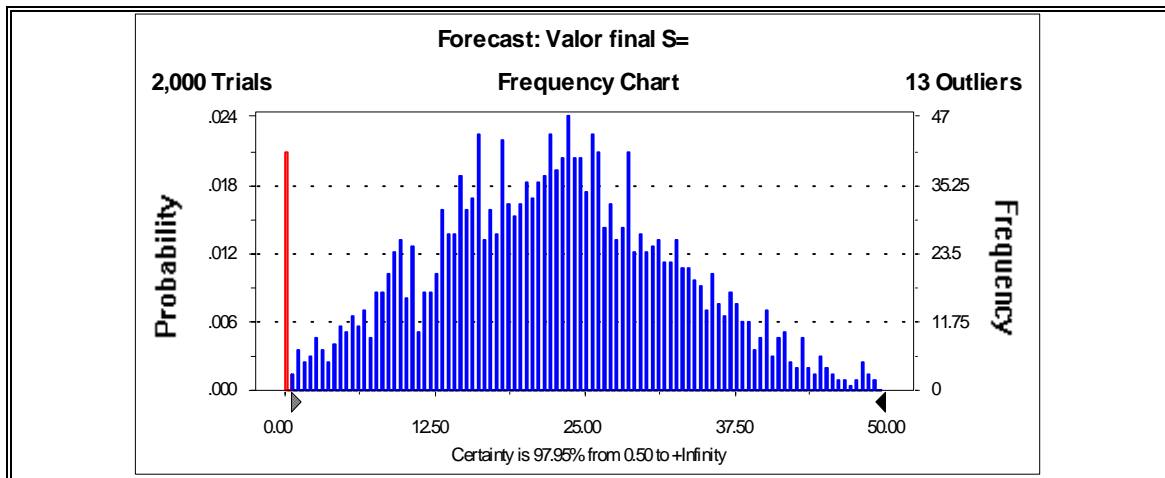


Figura 5.1: Histograma de precios spot semanales obtenido mediante simulación de Montecarlo

Es importante recordar que esta valorización depende del modelo de comportamiento del precio spot utilizado. En este caso el modelo es una primera aproximación por lo que no puede tomarse el resultado obtenido como un valor exacto, pero es superior a la utilización de fórmulas tradicionales como Black-Scholes o Black, las cuales se basan en el supuesto que el activo sigue un modelo browniano geométrico el cual no es aplicable en el caso de la electricidad.

VI ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

6.1 Modelo Chileno de Organización del Mercado Mayorista

El Modelo de organización de los mercados eléctricos aplicado en Chile es ante todo, un modelo Pool. La operación de las unidades de generación es coordinada por un organismo el cual realiza el despacho teniendo en cuenta la operación económica y la seguridad del sistema.

En Chile la labor del Pool es realizada por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El decreto DFL1 que regula los servicios eléctricos [DFL181] delega al CDEC la operación económica y la coordinación de la operación física al señalar entre las tareas del CDEC la responsabilidad de velar por la seguridad del servicio y por la operación a mínimo costo.

6.1.1 Funciones Básicas de un CDEC

La función principal de un CDEC, según define el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, es coordinar la operación del sistema eléctrico correspondiente. Para cumplir esta tarea el CDEC tiene encomendada una serie de funciones básicas las cuales se explicitan en el artículo 172 del reglamento referido. Es posible establecer una clasificación de funciones en relación con el tipo de operación a que esté orientada.

a) Operación Económica y Física

- Realizar y actualizar la programación de largo y mediano plazo
- Realizar la programación de corto plazo
- Coordinar la operación en tiempo real a través del Centro de Despacho y control
- Coordinar el plan de mantenimiento de centrales.

b) Operación Comercial

- Calcular el costo marginal instantáneo de energía en todas las barras del sistema
- Determinar y valorizar las transferencias de energía entre generadores

A grandes rasgos es posible afirmar que el CDEC realiza dos actividades que pueden ser llevadas a cabo en de forma independiente.

1. Es el organismo encargado de la operación del sistema, definido en [Pere98] como “la actividad que tiene por objeto garantizar el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y de forma que sea compatible con las decisiones de producción y consumo decididas por los agentes del mercado”
2. Realiza la labor de Operador de Mercado, gestionando el mercado mayorista de electricidad mediante el cual se realiza el despacho de las unidades y se obtiene el precio spot con el que se valorizarán las transferencias de energía en este mercado.

6.1.2 Integrantes de un CDEC

El artículo 168 del Reglamento, especifica quiénes deben o pueden integrar el CDEC. Básicamente la ley estipula que deben integrar un CDEC las siguientes empresas.

- Empresas eléctricas con capacidad de generación superior a 61,1MW (caso SIC)
- Autoproductores excedentarios con capacidad instalada superior a 61,1MW
- Empresa transmisora
- Propietarios de las subestaciones básicas de energía

6.1.3 Características del mercado mayorista operado por el CDEC

El mercado mayorista de energía operado por el CDEC se diferencia del modelo Poolco aplicado en países como Inglaterra o Colombia en dos grandes aspectos.

La primera diferencia entre el modelo Chileno y el modelo Poolco radica que en Chile el proceso de despacho no se realiza a través de la operación de un mercado spot donde generadores y consumidores oferten de manera libre y anónima. El sistema de oferta de precios es reemplazado por un mecanismo de despacho centralizado. La existencia de este procedimiento centralizado se debe a la preeminencia de generación hidroeléctrica en el sistema interconectado central. El programa de despacho está basado en la utilización de algoritmos de optimización cuyo objetivo es determinar la cantidad de agua que puede utilizarse en la generación, de manera de asegurar el suministro a futuro y operar el sistema de manera económica. Para el caso de la demanda, ésta es estimada de acuerdo a patrones de consumo históricos dependientes del mes y día de la semana en curso, y del consumo

realizado en los días anteriores. A diferencia del despacho realizado a través de la operación de un mercado spot basado en ofertas, donde la programación y los precios spot se determinan para el día siguiente, el despacho es realizado con un horizonte semanal. No obstante la metodología de despacho dista de funcionar como un mercado spot operado por ofertas, el procedimiento aplicado en Chile entrega una señal económica del costo marginal del sistema, la cual está dada por el costo marginal (auditado) de la última unidad térmica en ser despachada.

La segunda diferencia radica en los agentes que tienen acceso a participar en el mercado mayorista. Mientras que el modelo Poolco permite el acceso a generadores, empresas de transmisión, comercializadores y clientes libres; en Chile sólo pueden acceder a éste los dos primeros. Los clientes libres sólo pueden comprar energía suscribiendo un contrato, a precio libremente pactado entre las partes, con alguna empresa eléctrica de generación o distribución.

6.2 Operación Comercial en el Mercado Eléctrico Chileno.

Debido a la utilización de un procedimiento de despacho centralizado que imposibilita a las empresas de generación modificar su probabilidad de ser despachadas y de influir en el precio spot del sistema, es posible afirmar que en Chile la operación comercial del sistema está completamente separada, al menos en teoría, de la operación económica. En consecuencia, las transacciones comerciales son operaciones financieras de carácter privado entre las partes, ya que ningún contrato asegura suministro directo desde proveedor-consumidor debido a la operación coordinada de las unidades de operación realizada por el CDEC.

6.2.1 Transacciones Comerciales en el Mercado eléctrico Chileno

Las transacciones comerciales en el mercado eléctrico Chileno pueden clasificarse en tres tipos:

i) Transacción Generador - Cliente Regulado

En este tipo de transacciones comerciales, el precio de venta a los consumidores finales²¹ está regulado. El precio regulado, o precio de nudo, es calculado mediante un programa de optimización que busca minimizar el costo de operación y falla²² para un horizonte de estudio de diez años, realizando una simulación de Montecarlo basado en un conjunto de escenarios hidrológicos históricos. En consecuencia, el precio obtenido corresponde al costo marginal de largo plazo del sistema.

El cálculo de los precios de nudo requiere de una estimación de la demanda para el horizonte de estudio, y la elaboración de un plan de obras que indique la generación que entrará en servicio a futuro.

Las transacciones a precio regulado poseen una gran importancia para las empresas de generación. Alrededor de un 40% de las ventas de energía se realizan a precio nudo. Esta importancia en los resultados financieros de las empresas de generación hacen que tópicos como la elaboración del plan de obras o las hidrologías utilizadas en la fijación cobren gran relevancia.

ii) Transacciones generador – Clientes libres

Son considerados clientes libres, o no regulados, todos aquellos con potencia demandada superior a 2 MW. El decreto DFL1 es explícito en señalar que los contratos entre generadores y clientes libres serán a precio libremente acordados entre las partes.

²¹ Clientes con potencia demandada inferior a 2 MW

²² Los contratos a precio de nudo incluyen una componente por costo de falla el cual actúa como seguro para las empresas de generación ya que éstas deben compensar económicamente a los clientes regulados en caso de no otorgar servicio.

iii) Transacciones entre generadores

La operación centralizada del sistema eléctrico hace que cada una de las unidades despachadas inyecte energía a la red para que sea retirada por todos los consumidores, sin importar los contratos que cada consumidor posea con otras empresas de generación. Las transacciones entre generadores remuneran a los generadores efectivamente despachados, la energía suministrada a clientes cuyo generador no pudo proveerlos. La energía involucrada en estas transacciones es valorizada de acuerdo al precio spot horario del sistema.

6.2.2 Política comercial de los distintos agentes del mercado eléctrico

Un esquema Poolco, al realizar el despacho a través de la operación de un mercado spot, obliga a las empresas generadoras a realizar una gestión de su política comercial. Cada una de ellas debe decidir qué cantidad de su potencia instalada comprometer mediante la firma de contratos, y cuánta capacidad ofrecer en el mercado spot.

Bajo un esquema Poolco tradicional, las empresas eléctricas tienen una noción de cuánto van a generar, al tener la posibilidad de manejar la cantidad de energía a ofrecer y su precio asociado²³. En Chile, debido a que el programa computacional que realiza el despacho utiliza costos variables de operación auditados para el caso de generadores térmicos y la cantidad de agua de los embalses a utilizar depende del valor estratégico de ésta²⁴, los generadores no pueden controlar de manera alguna la cantidad de energía que van a generar²⁵. Por consiguiente, la variable relevante en la política comercial de las empresas eléctricas de generación es

²³ Sin embargo, los generadores no pueden eliminar la incertidumbre de desconocer el precio que ofrecerá la competencia.

²⁴ Y por consiguiente, de la situación hidrológica existente en el momento

²⁵ En el caso de generadores hidroeléctricos, la energía a generar es calculada computacionalmente de manera de preservar la seguridad futura del sistema.

la cantidad de energía que se comprometerá con contratos a clientes libres, regulados y de respaldo.

En el caso de un cliente libre, la situación es más desfavorable ya que, debido a la inexistencia de un mercado spot de energía abierto a todos los participantes, éstos sólo tienen acceso a la red de transmisión, y por ende al mercado eléctrico, al suscribir un contrato con un generador. Esto presenta una desventaja con los generadores al no poder decidir qué porción de su demanda de energía comprometer mediante un contrato y cuánto comprar a precio spot. Si bien es cierto que un cliente libre puede negociar el contrato con quien más le convenga, el consumidor queda atado al contrato, siendo la única variable manejable, la cantidad de energía a consumir.²⁶

6.3 Limitaciones para Utilizar Derivados en el Mercado Eléctrico Chileno

6.3.1 Acceso restringido al mercado mayorista para clientes

Como se vio anteriormente, la única forma que un cliente libre puede adquirir energía eléctrica es suscribiendo un contrato con una empresa eléctrica de generación o distribución. Un consumidor no regulado no puede conectarse a la red de transmisión y adquirir energía en el mercado mayorista operado por el CDEC.

El acceso a la red vía contrato libremente acordado entre las partes limita significativamente el incentivo para que clientes no regulados utilicen contratos derivados como parte de su política comercial. Esta limitación se debe a dos factores.

- i) Por una parte los contratos por lo general establecen compromisos de suministro de mediano y largo plazo (desde 1 hasta 15 años). Esta característica impide a gran parte de los clientes libres adquirir nuevos compromisos comerciales al estar “amarrados” a un contrato que se halla lejos de expirar.

²⁶ La efectividad de esta variable es muy poca ya que un cliente industrial o comercial no puede variar mucho su consumo, debido a que es uno de sus insumos productivos.

- ii) El precio acordado en los contratos exhibe, por lo general, una variación ostensiblemente menor a la volatilidad del precio spot. Esto se debe en parte al largo periodo de validez de los contratos lo que dificulta estimar el precio esperado a largo plazo. Es por ello que el precio de la energía por lo general se calcula como un valor esperado a largo plazo, el cual se indexa a alguna variable que afecte el precio futuro del sistema (IPC, costo de combustibles, etc.).

La poca volatilidad exhibida en el precio de los contratos hace poco atractiva la utilización de instrumentos derivados como mecanismos de cobertura, ya que el riesgo asociado a variaciones en el precio es significativamente menor al exhibido en el mercado spot.

6.3.2 Estructura de contratos entre clientes libres y generadores

Debido a que los clientes libres únicamente pueden comprar energía al suscribir un contrato, la composición de éstos cobra gran relevancia, sobre todo si se considera que no existe impedimento legal para que generadores y clientes utilicen instrumentos derivados en sus relaciones comerciales. Sin embargo, existen obstáculos importantes en la estructura de los contratos utilizados en la actualidad que dificultan la implementación de nuevos instrumentos financieros

- i) La principal limitante se encuentra en el doble rol que cumplen los contratos generador-cliente libre en el mercado eléctrico chileno. Mientras en la mayoría de los países cuyo mercado eléctrico es coordinado bajo una estructura Poolco, los contratos bilaterales se suscriben debido a la necesidad de cubrirse frente a las variaciones exhibidas en el mercado spot, en el mercado chileno los contratos son a la vez contratos de acceso a la red y contratos que fijan el precio de la energía a retirar. Esta doble función de los contratos con clientes libres dificulta la transición.
- ii) La falta de anonimato en las negociaciones bilaterales genera un comportamiento anticompetitivo que impide toda fuente de eficiencia económica. El precio de la energía y demás especificaciones incluidas en el contrato se ven afectadas ante el poder de negociación que eventualmente posea alguna de las partes. Actualmente, clientes que poseen gran poder de

negociación, como es el caso de las empresas de distribución, logran que las generadoras se enfrenten en una guerra de precios a fin de ganar el contrato deseado. El otro extremo se da en el caso de pequeños clientes quienes deben someterse a las condiciones que impone la empresa de generación²⁷.

- iii) De acuerdo a [Brug96], la no obligación de revelar públicamente las condiciones estipuladas en los contratos firmados por las empresas eléctricas y las condiciones de negociación descarta cualquier posibilidad de poder descubrir el precio spot futuro de la energía eléctrica, generando entonces la imposibilidad que el precio de los contratos refleje el valor de la información disponible por cada uno de los agentes del mercado. “Esta falta de comunicación, hace que la información individual a la hora de negociar el contrato sea la única herramienta de sustento.Esto lleva a una situación desenfadada de grandes perdedores y grandes ganadores, a medida que varios agentes entiendan que dado un error anterior de falsas expectativas, su contrato lo ha perjudicado al no estimar de manera correcta el precio de la energía”.

- iv) Debido a que cada cliente presenta distintas exigencias, principalmente en lo referido a potencia y energía a demandar, los costos de negociación asociados al contrato son altos. Hay casos donde existe una dificultad de encontrar una contraparte dispuesta a asumir las exigencias (o especificaciones) del cliente. La nula estandarización de los contratos restringe su flexibilidad en caso de querer liquidarlos.

La utilización de instrumentos derivados bajo las condiciones descritas anteriormente actuales se vería dificultada por diversos motivos. En primer lugar existe una asimetría de información entre las empresas eléctricas y los clientes libres con relación al precio de la energía esperado a futuro. Esto dificulta a los clientes poder estimar el precio a pagar por los instrumentos derivados lo que desincentiva su utilización por parte de clientes libres debido a las altas pérdidas que pueden incurrirse

²⁷ Aunque el precio máximo que el cliente está dispuesto a pagar está dado por la alternativa de autogeneración

al estimar de forma errada el precio esperado. Otro obstáculo se debe a la falta de estandarización de los contratos lo que trae como consecuencia la obligación de diseñar un instrumento financiero para cada caso particular. Aparte de las dificultades y el costo que esto involucra, el contrato resultante tiene poco valor para terceras partes lo que haría ilíquidos a éstos. Por último si no existiesen asimetrías de información y los contratos fuesen estandarizados, aún persistiría el inconveniente que los contratos son transados en forma privada lo que da pie para que alguna de las partes ejerza su poder de negociación, lo que llevaría a hallar un precio para los instrumentos basado fundamentalmente en la capacidad de negociación de alguna de las partes en vez de representar el real valor del activo.

6.3.3 Ausencia de la figura del comercializador en el mercado

La función de un comercializador en un mercado mayorista de electricidad se remite básicamente a comprar y vender energía sin poseer instalaciones de generación²⁸. Un comercializador puede tomar una posición similar a un generador si su estrategia se basa en comprar energía a un generador a un precio fijo mediante un contrato y venderla en el mercado spot a precio libre. En este caso los ingresos dependen directamente del precio spot exhibido. Otra estrategia consiste en comprar energía en el mercado spot y venderla a clientes libres a través de contratos. En este caso los ingresos del comercializador son inversamente proporcionales al precio spot.

El comercializador obtiene sus ganancias a partir de las imperfecciones existentes en el mercado eléctrico aprovechando las oportunidades de arbitraje existentes al comprar simultáneamente en el mercado spot y a través de contratos. A través de estas operaciones los precios de la energía se van ajustando por lo cual la existencia de los comercializadores resulta positiva para el mercado.

Debido a que la labor de un comercializador consiste fundamentalmente en ser un mejor especulador que los demás, la gestión comercial que éste realice en el mercado spot y mediante los contratos que firme con generadores y clientes libres

²⁸ No obstante un comercializador puede realizar otras actividades como proveer servicios complementarios a la red o manejo de congestión en el sistema de transmisión (Ver [Stof97])

cobra gran importancia. La utilización de instrumentos derivados por parte de comercializadores les resulta una idea especialmente atractiva ya que, según [Stof97] les permite agregar valor a la energía que venden a clientes y generadores al realizar una gestión del riesgo asociado al precio de la electricidad.

La ausencia de la figura de un comercializador, con derecho a comprar o vender en el mercado spot, en el sector eléctrico chileno priva al mercado de uno de los agentes que utilizarían instrumentos derivados de manera más consistente y profesional. Revisando la experiencia de la reestructuración del mercado mundial de petróleo, [Tuss94] la modificación a la estructura del mercado que permitió la irrupción de comercializadores y brokers fue el punto que dio pie al uso incentivo de instrumentos financieros derivados en el sector y que culminó con la creación de un mercado de futuros para el petróleo crudo.

6.3.4 Relevancia de los clientes regulados en el SIC

Alrededor de un 40% de las transacciones realizadas en el mercado corresponden a ventas a precio regulado. El precio regulado, o precio de nudo, es una tarifa máxima a cobrar a los clientes regulados, calculada por la autoridad como el promedio ponderado del costo marginal esperado para los próximos cuatro años. El análisis realizado en [Polla94] a la variación histórica presentada por los precios de nudo demuestra que la variación de éste es ostensiblemente menor que la volatilidad del precio spot. Esta baja volatilidad, que no debiese sorprender ya que el precio de nudo es calculado para usuarios permanentes de muy bajo riesgo, hace poco atractivo la utilización de instrumentos derivados a este nivel.

Otro inconveniente a la utilización de instrumentos financieros se debe a la definición que establece la ley de los clientes regulados. El DLF1 señala que están sujetos a tarifas reguladas los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 KW. El requisito de potencia es excesivo, sobre todo si se considera que la tendencia mundial es posibilitar el acceso directo al mercado a la mayor cantidad posible de agentes, ya que impide la compra de energía a precio no regulado a muchos agentes que estarían dispuestos a negociar con empresas de generación o distribución o comercializadores (en caso que existiesen).

VII MODIFICACIONES PARA USAR DERIVADOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

En el capítulo anterior se revisaron los inconvenientes que presenta el mercado eléctrico Chileno para la incorporación de instrumentos derivados en la política comercial de cada uno de los agentes del mercado mayorista de electricidad. Una revisión de estos inconvenientes revela que éstos son producto de las debilidades existentes en el mercado de contratos las cuales se traducen en una falta de eficiencia económica. Las modificaciones al mercado mayorista de electricidad deben entonces apuntar a superar estas debilidades con el fin último de alcanzar mayores niveles de eficiencia en el sector. La utilización de instrumentos derivados como parte de la política contractual debe ser un reflejo de la madurez alcanzada por el mercado eficiente; como una solución a la necesidad de contratos más sofisticados que permitan cubrir de manera más efectiva los riesgos a que se enfrentan los agentes y aprovechar las posibilidades de especulación de acuerdo al grado de aversión al riesgo de cada agente.

7.1 Debilidades del Actual Mercado de Contratos

Según se vio en el capítulo 1, la firma de un contrato de suministro entre generador y cliente libre se debe a los beneficios que obtienen cada una de las partes al acordar el contrato (ahorro en costos de transacción y la transferencia de riesgo). Por tanto el desempeño del mercado de contratos debe ser analizado en virtud de las ventajas que cada una de las partes obtiene en comparación a la alternativa de participar en el mercado spot.

Por otra parte, y de acuerdo a lo expuesto en el capítulo anterior, los clientes libres sólo pueden comprar energía eléctrica suscribiendo un contrato con alguna empresa de generación. El contrato generador-cliente es implícitamente un contrato que permite el acceso y uso de la red donde las condiciones de éste quedan determinadas por el poder de negociación de las partes. Debido al doble rol que en la actualidad cumplen los contratos generador-cliente libre en el mercado eléctrico y al no existir un mercado spot abierto para consumidores y comercializadores, el mercado de contratos en el sistema eléctrico Chileno evidencia una incapacidad de reflejar en los precios de los contratos el verdadero costo de producir energía debido

al impacto que significa en la determinación del precio de la energía el eventual poder de negociación que pudiese exhibir alguna de las partes. Esta debilidad trae como consecuencia en algunos casos altos costos de negociación.

Por otra parte, si bien los contratos utilizados en la actualidad permiten a clientes libres fijar el precio de la energía, es incorrecto decir que los contratos utilizados en el sector eléctrico Chileno cumplan, para el caso de clientes libres, una función de cobertura o eliminación del riesgo, ya que éstos no están nunca expuestos al riesgo asociado a variaciones en el precio. Para el caso de las empresas de generación, los contratos utilizados en la actualidad efectivamente cumplen una función de cobertura ante las variaciones que presenta el precio spot, pero es cuestionable la efectividad de ésta considerando que es una práctica común en el mercado que los contratos estipulen un precio constante para un horizonte de tiempo considerable (1 año), mientras que una cobertura efectiva requiere de una estrategia dinámica en que el precio del contrato sea ajustado de acuerdo a las nuevas expectativas del precio futuro.

7.2 Modificaciones Necesarias para Alcanzar Mayor Nivel de Eficiencia

De acuerdo a las razones expuestas en el punto anterior, el actual esquema de contratos presenta una serie de ineficiencias las cuales provienen del hecho que el contrato de suministro es también un contrato de acceso a la red. Este doble rol impide que los contratos generador-cliente libre sean una alternativa ventajosa a realizar la compra directamente en el mercado spot, simplemente porque esto último no es posible.

La principal modificación requerida es entonces la creación de un mercado spot abierto para clientes libres y comercializadores. Esto eliminaría en gran parte las distorsiones en los precios de la energía producida por procesos de negociación necesarios en la actualidad para obtener suministro de energía. El mercado spot pasaría a ser la instancia obligada por donde los integrantes del CDEC compran (venden) la energía efectivamente consumida (producida) a precio spot horario. Esta obligación de pasar por el mercado spot para adquirir energía no excluye la posibilidad que clientes libres acuerden contratos con empresas eléctricas.

Por otra parte, la incorporación de clientes libres y comercializadores al CDEC se reflejaría en una atenuación de las asimetrías de información entre los distintos agentes del mercado que existe en la actualidad. Como se señaló en el capítulo anterior, las empresas de generación que actualmente integran el CDEC disponen de una mayor cantidad de información, datos históricos y estimaciones de valores que determinan los precios esperados a futuro: precios spot históricos, datos de variables que afectan el precio como costos de combustibles, cota de los embalses, costos variables de operación de las unidades de generación, volumen de los afluentes de los embalses, etc. Esta asimetría existente en la actualidad le otorga una ventaja a los participantes del CDEC a la hora de determinar el precio de la energía para un contrato de suministro.

De acuerdo a la teoría económica, y suponiendo que el parque generador está permanentemente optimizado frente a la demanda, la tarificación de energía a precio spot (costo marginal del sistema) otorga una mayor eficiencia desde el punto de vista económico²⁹. Si desde el punto de vista global la tarificación a precio spot es eficiente, desde el punto de vista de las empresas puede resultar inconveniente debido a la alta variación que exhibe esta señal lo cual trae como consecuencia la exposición a riesgo financiero asociado a la volatilidad del precio. Es en estas condiciones donde irrumpen los contratos para realizar gestión del riesgo.

7.2.1 Modificaciones para desarrollar un mercado spot abierto

Es posible desarrollar un mercado spot abierto a todos los agentes sin modificar la metodología de cálculo de precio spot (y por ende, el método de predespacho) considerando al precio spot y a la generación de cada empresa como variables exógenas para cada uno de los agentes que conforman el mercado. Debido a que el CDEC es un organismo que realiza las funciones de “operador de mercado” y “operador del sistema” es posible afirmar que las modificaciones afectarían únicamente a la gestión del mercado mayorista.

²⁹ Boiteaux, M. 1949

Las modificaciones a la operación comercial del CDEC pretenden convertir a éste, en su rol de operador del mercado mayorista, en un “centro de intercambios” donde se calculen y realicen las transferencias monetarias producto de la operación económica del sistema. Para alcanzar este objetivo es necesario modificar la Ley General de Servicios Eléctricos. Los cambios indispensables a realizar son:

1.- Terminar con el acceso restringido al mercado para clientes libres, eliminando la firma de un contrato con empresas de generación como única manera de obtener suministro de electricidad. Esto se lograría extendiendo la operación del mercado spot actual a grandes consumidores y comercializadores, incorporándolos como integrantes del CDEC.

2.- Redefinir la función del CDEC de “calcular y valorizar los intercambios de energía entre generadores” a “calcular y valorizar los intercambios de energía entre sus integrantes”. La idea principal es que todo integrante de este nuevo CDEC que retire energía que no esté comprometida con algún tipo de contrato, debe pagar por ella al CDEC a precio spot para que éste distribuya el dinero entre las unidades que generaron dicha energía.

La propuesta de modificación del mercado spot para otorgar acceso a éste a clientes libres puede explicarse a través de un ejemplo. Considérese el caso de un sistema con dos generadores y dos clientes libres donde el cliente 1 tiene contrato con generador 1 y el cliente 2 con el generador 2. En la situación actual del mercado eléctrico Chileno, el CDEC registra la generación de cada empresa y el consumo de cada uno de los clientes de la empresa y calcula la transferencia de energía entre la empresa deficitaria y la excedentaria, valorándola a precio spot. En el ejemplo ilustrado en la figura 7.1 el generador 1 resulta ser deficitario en 100 MW y por tanto, paga $100 * P_{spot}$ al generador 2 a través del CDEC. Las flechas muestran la dirección de los flujos monetarios, del generador deficitario al excedentario, a través del CDEC.

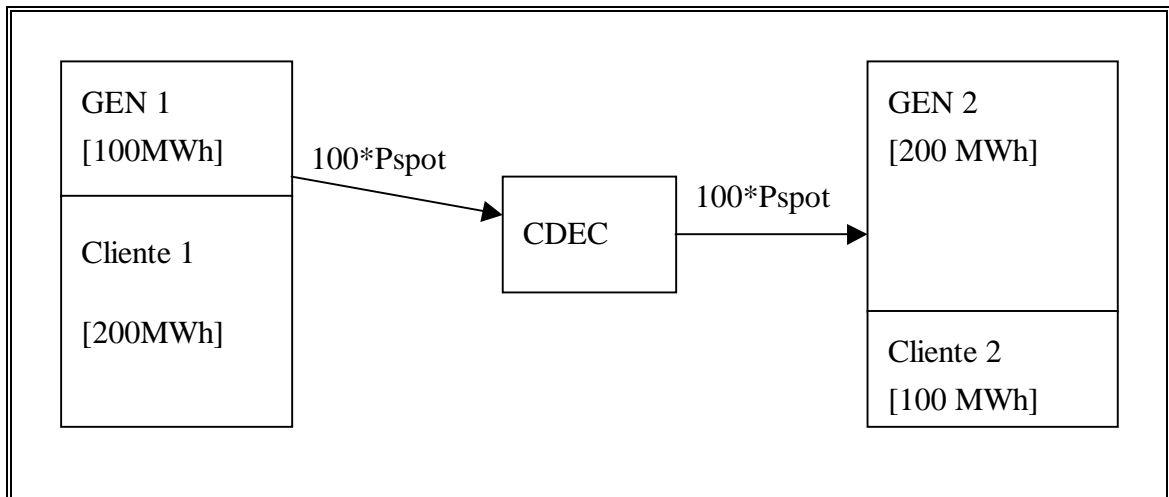


Figura 7.1: Flujos monetarios en el mercado spot actual

La modificación propuesta requiere que el CDEC lleve una contabilidad por separado del consumo de cada cliente libre; de esta manera el CDEC recolecta el pago de cada cliente y los distribuye a las empresas eléctricas de acuerdo a lo generado por cada uno. El diagrama de la modificación propuesta es:

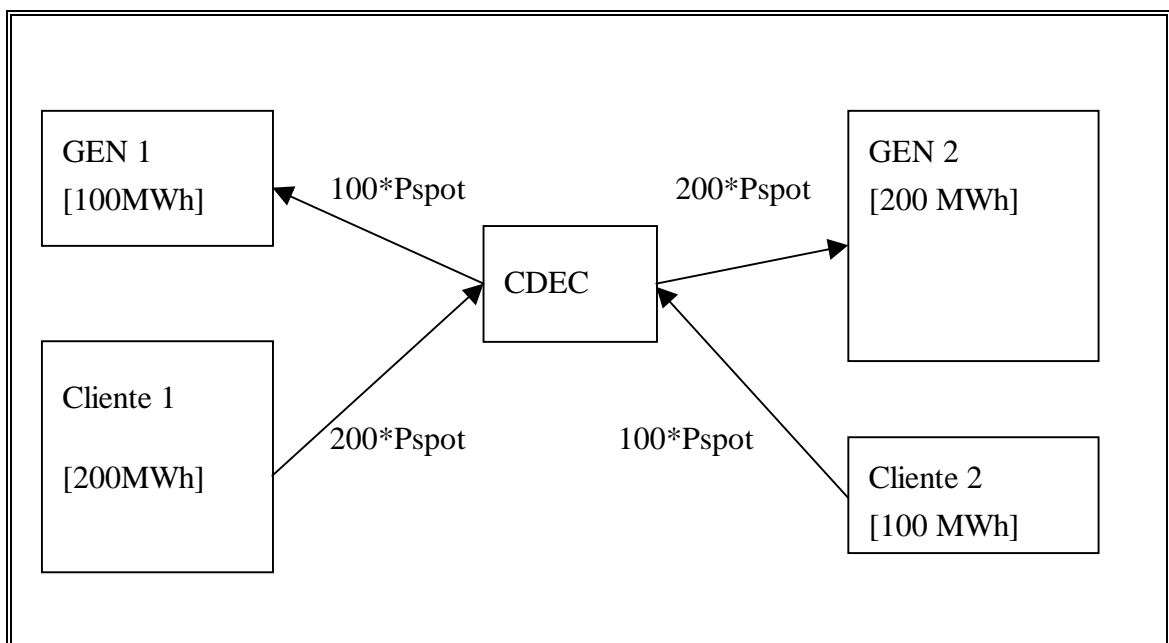


Figura 7.2: Flujos monetarios en mercado spot que otorga acceso a clientes

En este nuevo esquema, si alguno de los clientes está incómodo comprando a un precio fluctuante como es el precio spot, siempre tiene la posibilidad de acordar un contrato con alguna empresa de generación y operar tal como muestra la figura 7.1. Notar que la modificación propuesta no requiere la modificación de la metodología de determinación del precio spot, únicamente se modifica el mercado de transferencia de energía entre los miembros del CDEC.

La incorporación de comercializadores en este nuevo esquema es casi inmediata. Recordando que la principal función de un comercializador en el mercado mayorista se remite a comprar y vender energía sin poseer instalaciones de generación, el negocio del comercializador está en comprar (vender) energía a precio spot y vender (comprar) a precio negociado a través de contrato. En el caso que el comercializador compre energía en el mercado spot, la transacción es idéntica a la que realizaría un cliente libre. En el caso que el comercializador venda energía, ésta debe provenir de un contrato con una empresa de generación que otorgue al comercializador el derecho de recibir los ingresos producto de la generación de energía

De vuelta al ejemplo, supóngase que un comercializador adquiere el derecho de vender 100MWh producidos por el generador 2 en el mercado spot. Este caso es ilustrado por la siguiente figura

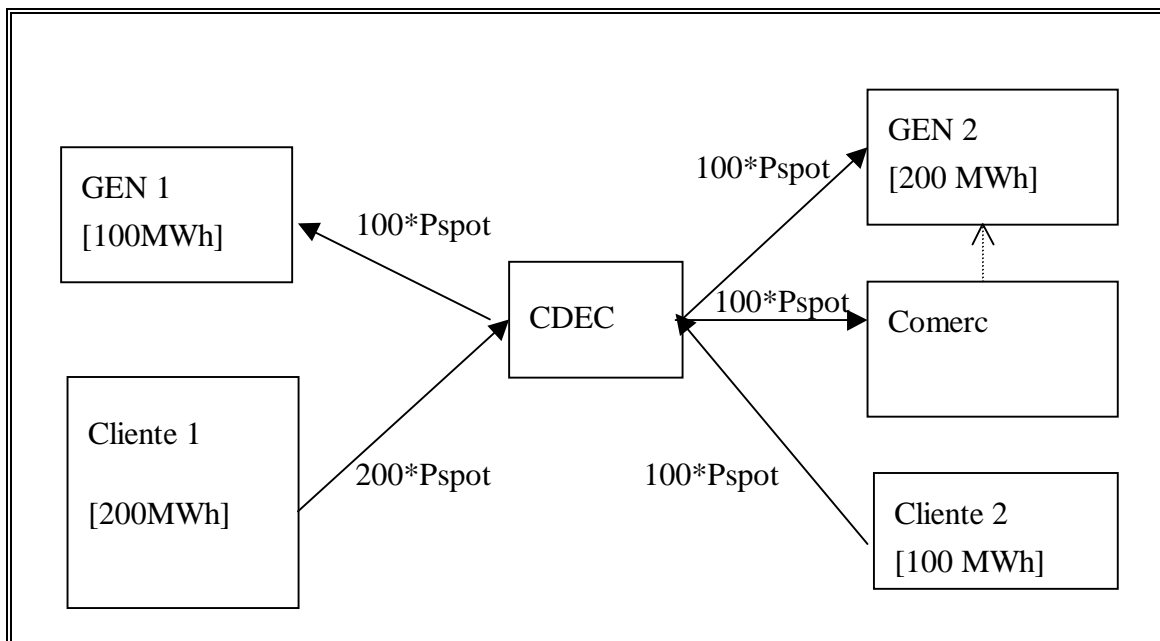


Figura 7.3: Flujos monetarios en mercado spot que otorga acceso a clientes y comercializadores

La flecha punteada corresponde al pago que realiza el comercializador al generador 2 producto del acuerdo privado entre ambas partes.

7.2.2 Consecuencias de las modificaciones a la estructura del mercado

La eventual incorporación de clientes libres y empresas comercializadoras en el mercado spot acarrea consigo la necesidad de tratar nuevas problemáticas asociadas a la modificación propuesta. Los principales problemas a solucionar son:

a) Tarificación de la transmisión: En la actualidad son las empresas de generación quienes deben pagar a la empresa de transmisión por el uso de sus instalaciones producto de las inyecciones de energía y retiros por parte de los clientes. El por qué las empresas de generación son las únicas responsables de pagar por el uso de la red se debe a que en la actualidad el uso que un cliente libre hace de la red de transmisión es considerado, para efectos de tarifas de transmisión, como responsabilidad de la empresa de generación que le entrega suministro. Las modificaciones propuestas permiten a un cliente libre retirar energía de la red sin tener contrato alguno con una empresa de generación, lo que significaría, de acuerdo al actual sistema de tarificación

de la transmisión, que un cliente que compra en el mercado spot sería subvencionado por los generadores los cuales pagan la totalidad de los costos que la empresa de transmisión tiene derecho a recuperar.

Debido a lo anterior, las modificaciones a la constitución del CDEC deben venir acompañadas por una reforma al mecanismo de tarificación que contemple que todos los agentes del mercado que tengan la posibilidad de comprar en el mercado spot son quienes, en su totalidad, deben retribuir los costos que la ley permite recuperar a las empresas de transmisión

b) Peajes en distribución: Una de las mayores trabas a un mayor grado de competencia se debe a la poca claridad con que la legislación eléctrica trata el tema de los peajes en distribución. Este inconveniente dificulta que un cliente libre ubicado dentro de la zona de concesión de una empresa de distribución pueda firmar un contrato con algún suministrador de energía que no sea la empresa de distribución, debido a que no existe claridad en la metodología del cálculo del peaje que la distribuidora debe cobrar por el uso de sus instalaciones. La elaboración de una normativa clara acerca de peajes a nivel distribución aumentaría el nivel de competencia en el sector permitiendo a generadores y comercializadores poder suministrar a clientes libres que en la actualidad sólo pueden comprar energía a la empresa de distribución. Al igual que en el caso de la tarificación de la transmisión, el uso de las líneas de distribución debe ser pagada por todos los agentes que adquieran energía en el mercado spot, por lo cual los peajes debiesen ser pagados por las empresas de generación y comercializadores que posean clientes dentro de la zona de concesión de la distribuidora, y por consumidores ubicados dentro de zona de concesión que compren energía directamente en el mercado spot.

c) Requisitos para integrar el CDEC: hasta el momento se ha hablado con cierta soltura que clientes libres y comercializadores tengan acceso al mercado spot. Un análisis más detenido a esta afirmación muestra lo peligroso de esta aseveración. Debido a que el comportamiento de un cliente libre en el mercado spot se basaría en pagar al CDEC a precio spot por los retiros de energía realizados, no es difícil de aventurar los problemas de no pago que pudiesen producirse por la incorporación al CDEC de agentes poco solventes desde el punto de vista financiero. El incentivo perverso de no pago por parte de un consumidor es grande si se considera que los

pagos en el mercado spot se hacen con posterioridad que la energía ha sido retirada por el consumidor. Debido a lo anterior es necesario establecer una serie de exigencias de capacidad de respaldo financiero a todo cliente y comercializador que desee participar en el mercado spot propuesto. Es probable que estas restricciones lleven a una situación donde sólo grandes clientes y empresas de comercialización puedan ser integrantes del CDEC.

Otro problema que se origina al eliminar la obligatoriedad que clientes establezcan un contrato con empresas de generación, es que estos contratos incluyen en la actualidad cláusulas donde se especifica el cobro por las instalaciones y estudios de impacto en el sistema necesarios para otorgar acceso a la red de transmisión a los clientes. En el nuevo escenario propuesto, el cobro por las instalaciones y estudios necesarios para conectar a nuevos usuarios a la red debiese ser especificado al momento de que el usuario postule a integrar el CDEC.

Una forma de solucionar los inconvenientes producidos por la necesidad de corroborar la solvencia crediticia de los postulantes a integrar el CDEC y de realizar la conexión a la red de una forma organizada, es creando un “contrato de acceso al CDEC” el cual norme las condiciones que debe cumplir un integrante del CDEC para participar en el mercado spot³⁰.

7.3 El Nuevo Mercado Spot y la Introducción de Instrumentos Derivados

De acuerdo a las experiencias de reestructuración del mercado mundial del Petróleo y del mercado de Gas Natural en Estados Unidos, la creación de un mercado spot abierto a todos los potenciales participantes es uno de los principales prerrequisitos para la utilización de instrumentos financieros derivados y la creación de un mercado organizado de derivados. En ambos casos, la apertura del mercado trajo como consecuencia la aparición, en orden secuencial, de consultores (remunerados por trabajo realizado) que presten asesorías a los usuarios para

³⁰ Clientes libres que no cumplan los requisitos para participar en forma directa del mercado spot, siempre tienen la opción de hacerlo a través de comercializadores

determinar su política comercial; brokers (pagados por comisión) que representen a los usuarios; y comercializadores que, a diferencia de los brokers, transan energía a título propio. En ambos casos, el negocio de comercialización fue tan atractivo que trajo como consecuencia la creación por parte de empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras e instituciones financieras de empresas filiales encargadas de aprovechar el nuevo negocio [Tuss94].

Es en este contexto donde empieza el uso intensivo de instrumentos derivados para realizar una gestión del riesgo efectiva y como instrumento de especulación debido al alto *leverage*³¹ que poseen este tipo de instrumentos.

La aparición de un mercado organizado de instrumentos derivados, como se vio en capítulos anteriores, es consecuencia de haber alcanzado un grado de madurez en la utilización de instrumentos derivados en las transacciones comerciales privadas que ocurren en el sector eléctrico. El principal aporte de la instauración de un mercado de futuros, en comparación a la utilización de contratos derivados negociados en forma privada, es que los precios futuros establecidos en él pasan a constituir la principal fuente de información para todos los agentes del mercado.

Las modificaciones al mercado spot propuestas en este capítulo apuntan en la dirección convertir al CDEC, en su rol de operador del mercado mayorista, en un “centro de intercambios” donde se calculen y realicen las transferencias monetarias producto de la operación económica del sistema. Esta transformación requiere la implementación de una infraestructura de comunicaciones entre el CDEC y los distintos participantes de este mercado que podría ser utilizada posteriormente para que el propio CDEC maneje un mercado organizado de derivados.

³¹ Capacidad de obtener grandes ganancias con poca inversión inicial.

VIII APLICACIÓN DE INSTRUMENTOS DERIVADOS EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

8.1 Utilización de derivados entre generadores y clientes libres.

A diferencia de las transacciones entre generadores, donde la utilización de instrumentos derivados se vería motivada por la necesidad de cobertura ante variaciones en el precio spot, las transacciones generadores-clientes libres se realizan a través de contratos de suministro en los cuales los precios obtenidos no exhiben una volatilidad que amerite la utilización de contratos derivados.

En la actualidad existen clientes que están dispuestos a comprar a precio spot³² ya que esto les permitiría aprovechar variaciones favorables en el precio (i.e. bajas en los precios). No obstante, la compra de la energía a precio spot los dejaría sin la protección ante alzas en el precio que entrega un precio acordado en contratos de suministro comúnmente utilizados. Debido a esta exposición al riesgo es que este tipo de clientes se vería motivado a utilizar instrumentos derivados, sumándose al incentivo que tendrían estos clientes de utilizar estos contratos con fines especulativos.

Una estrategia para dar la posibilidad a ciertos clientes libres de participar en el mercado spot es que el generador con el cual el cliente tiene un contrato de suministro actúe como “broker”³³ en el mercado spot debido a que son éstos últimos quienes tienen derecho a comprar y vender energía en el mercado spot.

La figura 8.1 ilustra la operación de un generador actuando como broker ante el CDEC

³² De acuerdo a la información suministrada por Francisco Aguirre, ingeniero consultor.

³³ Broker: Persona u organismo que actúa como intermediario a favor de otros a cambio de una comisión.

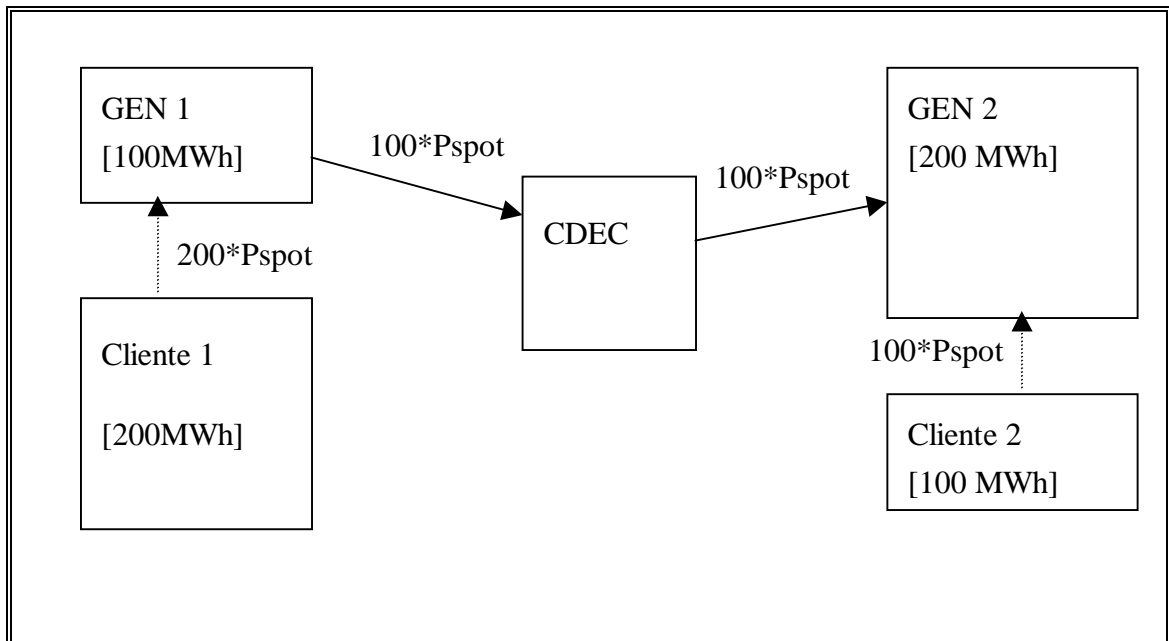


Figura 8.1: Funcionamiento del mercado spot con generadores operando como *brokers*

8.1.1 Motivaciones de generadores para dar acceso al mercado spot

Independiente del interés que pueda existir por parte de algunos clientes libres de acordar contratos de compra de energía a precio spot, esto no podrá ser llevado a la práctica a menos que las empresas de generación se interesen en este tipo de contratos. Los incentivos que puede tener una empresa generadora para otorgar acceso al mercado spot a un cliente libre pueden visualizarse a través de un ejemplo.

Supóngase un generador con costo variable de producción C_a y costos fijos C_f el cual posee un contrato de suministro por E [MWh] donde la energía es pagada a precio spot (P_s). El beneficio del generador dependerá de si éste es despachado o no y de la cantidad de energía generada. Existen tres situaciones a analizar que condicionan las ganancias del generador.

a) El generador no es despachado: En este caso la ganancia es:

$$\text{Beneficio: } E \cdot P_s - E \cdot P_s - C_f = -C_f \quad (8.1)$$

El generador debe comprar toda la energía comprometida en el contrato en el mercado Spot.

b) El generador es despachado generando X[MWh] y la energía comprometida en el contrato es menor a la energía generada (i.e $E < X$)

$$\text{Beneficio: } E \cdot P_s - E \cdot C_a + (X - E) \cdot (P_s - C_a) - C_f = X \cdot (P_s - C_a) - C_f \quad (8.2)$$

c) El generador es despachado generando X[MWh] y la energía comprometida en el contrato es mayor a la energía generada (i.e $E > X$)

$$\text{Beneficio: } E \cdot P_s - X \cdot C_a - (E - X) \cdot P_s - C_f = X \cdot (P_s - C_a) - C_f \quad (8.3)$$

A partir de lo anterior la función de ganancias del generador está dada por:

$$\text{Ganancia generador} = \begin{cases} -C_f & (\text{si } P_s \leq C_a) \\ X \cdot (P_s - C_a) - C_f & (\text{si } P_s \geq C_a) \end{cases} \quad (8.4)$$

De este ejemplo es posible concluir que el beneficio para un generador de establecer un contrato de venta de energía a precio spot es completamente dependiente de la operación física de éste. En el caso que el generador no sea despachado, éste claramente incurre en pérdidas, mientras que si es efectivamente despachado el generador obtiene ingresos³⁴, pero la ganancia dependerá de la cantidad de energía efectivamente generada (X) y de la diferencia ($P_s - C_a$). De acuerdo a lo anterior la venta de energía a precio spot sería atractiva únicamente para empresas de generación que sean despachadas frecuentemente

El atractivo de un contrato a precio spot sólo puede evaluarse comparando con los contratos de venta de energía actualmente utilizados. Considérese el mismo generador del caso anterior con la salvedad que compromete E[MWh] de su producción a través de un contrato el cual especifica un precio fijo por

³⁴ El término $X \cdot (P_s - C_a)$ es siempre positivo ya que para haber sido despachado el costo variable debe ser inferior al precio spot. ($P_s > C_a$)

la energía F . Utilizando un análisis similar al efectuado con anterioridad, es posible obtener la función de ganancia del generador:

$$\text{Ganancia} = \begin{cases} E \cdot (F - P_s) - C_f & (\text{si } P_s \leq C_a) \\ E \cdot (F - P_s) + X \cdot (P_s - C_a) - C_f & (\text{si } P_s \geq C_a) \end{cases} \quad (8.5)$$

En el caso que el generador no sea despachado, éste obtiene un ingreso producto de la venta a través del contrato³⁵. En el caso de ser despachado, las ganancias del generador pueden ser mayores o menores dependiendo del comportamiento del precio spot y de la cantidad de energía efectivamente generada.

Si bien es cierto que las ganancias del generador al utilizar un contrato de suministro también están expuestas a riesgo de precio y volumen, vender energía a través de un contrato permite controlar, en parte, las ganancias al poder establecer el precio de venta de la energía, F . Aunque en un entorno perfectamente competitivo, la ganancia esperada de ambas alternativas es la misma³⁶; si la empresa de generación posee algún poder de negociación o de mercado, la venta de energía a través de contrato resulta más conveniente que vender a precio spot donde no todas las variables aleatorias que afectan la ganancia son observables. De este modo es poco factible que los generadores vendan su energía a precio spot y por tanto la utilización de instrumentos derivados entre generador-cliente se ve poco probable.

8.2 Utilización de instrumentos derivados entre generadores

En capítulos anteriores se vio que el mercado spot que opera en la actualidad en el sector eléctrico está restringido exclusivamente a empresas de generación las cuales realizan transferencias de energía entre las empresas excedentarias y deficitarias. La principal dificultad encontrada para la aplicación de instrumentos derivados no se encuentra en el mecanismo de determinación del precio spot, sino en el acceso restringido al mercado mayorista de energía que poseen los

³⁵ El precio de la energía del contrato (F) no puede ser inferior a los costos variables de generación y como el generador no es despachado ($P_s < C_a$), se tiene $F > P_s$

³⁶ Ya que $F = E(P)$

clientes libres el cual se haya condicionado a la firma de contratos con alguna empresa de generación.

Teniendo en cuenta lo anterior, es factible la utilización de instrumentos derivados entre generadores si se considera que a la alta volatilidad exhibida históricamente por el precio spot se suma la incertidumbre que enfrenta cada empresa de generación con relación a la cantidad de energía que finalmente generará³⁷, y por tanto, la incertidumbre acerca de la cantidad de energía que la empresa de generación deberá comprar finalmente en el mercado spot.

La función de ganancia de un generador depende del precio spot S_t , del nivel de energía contratada E , de la energía efectivamente producida por el generador X_t , de los costos variables C_{va} y fijos C_f .

$$\text{Ganancia Generador} = E \cdot K - (E - X_t) \cdot S_t - X_t \cdot C_{va} - C_f \quad (8.6)$$

Suponiendo que la energía vendida mediante contrato y el costo variable de generación son constantes, es posible afirmar que la función de ganancia de una empresa de generación es una función no lineal del precio spot S_t , y de la energía a generar en el periodo t , X_t . Entonces, S_t y X_t son variables aleatorias con algún grado de correlación entre ambas, el cual varía de acuerdo a la tecnología de generación que posea la empresa. Para el caso de un generador hidroeléctrico S_t y X_t están correlacionadas negativamente por lo que, cuando el precio spot es alto, la generación de este tipo de central es baja³⁸. Para el caso de centrales térmicas, S_t y X_t están correlacionadas positivamente.

8.2.1 Contratos forwards entre generadores

De acuerdo a lo visto anteriormente, las empresas de generación están expuestas tanto a riesgo de precio como riesgo de volumen (i.e S_t y X_t son variables

³⁷ Esta incertidumbre se debe al mecanismo centralizado de despacho aplicado en el CDEC-SIC

³⁸ Esto es posible ya que cuando existe poca disponibilidad de agua para generación, entran a generar unidades con mayores costos de generación por lo que el precio spot sube.

aleatorias). Esto lleva a que las empresas de generación presenten una función de ganancia no lineal con respecto al precio de la electricidad. De acuerdo a lo visto en el capítulo 4, la utilización de contratos forwards o futuros para atenuar la exposición al riesgo no sería de gran utilidad para estas empresas, ya que estos instrumentos no realizan una cobertura efectiva cuando la exposición al riesgo es una función no lineal.

Tomando como ejemplo una empresa de generación que cuenta con una central de capacidad E [MW], la cual entra en operación únicamente si el precio spot es superior a su costo marginal de operación (K). Para simplificar el ejemplo se considera que la central entra en servicio a plena capacidad siempre que $S_t > K$, y que la empresa no posee contratos de suministros con clientes libres. Teniendo en cuenta lo anterior la función de ganancia de la empresa es:

$$\text{Ganancia generador} = \begin{cases} -C_{\text{fijos}} & (\text{si } S_t \leq K) \\ E \cdot S_t - E \cdot K - C_{\text{fijos}} & (\text{si } S_t > K) \end{cases} \quad (8.7)$$

La figura 8.2 muestra en el gráfico de la izquierda la función de ganancia de la empresa y la función de ganancia de la venta de un contrato. La función de ganancia resultante producto de la cobertura se muestra en el gráfico de la derecha. En éste puede observarse que la cobertura no es efectiva ya que la ganancia del generador sigue siendo dependiente del precio spot, dándose incluso la situación que las ganancias son mayores cuando el generador no entra en operación, cuando lo que realmente quiere el generador es obtener un ingreso fijo.

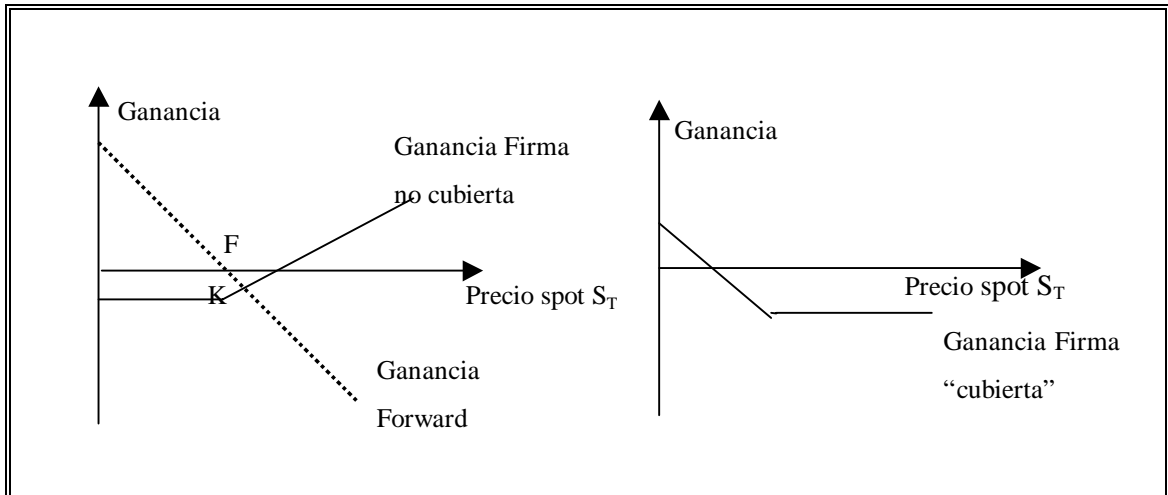


Figura 8.2: Función de ganancia de firma antes y después de realizar cobertura con forwards

8.2.2 Opción entre generadores

La utilización de opciones, de acuerdo a lo visto en el capítulo 4, permite replicar cualquier función de ganancia no lineal por lo cual su utilización es mucho más atractiva que la de contratos forwards para el caso de los generadores. Volviendo al ejemplo anterior, es posible realizar una cobertura efectiva de la ganancia del generador vendiendo una opción call por $E[\text{MWh}]$ con precio de ejercicio K según muestra la figura 8.3

La utilización de opciones resulta particularmente atractiva, si se considera las funciones de ganancia que es posible construir al combinar opciones call y put (ver capítulo 4) a partir de las cuales es posible modificar los perfiles de riesgo de las empresas de generación. La valoración de una opción call se estudió en el capítulo 5.

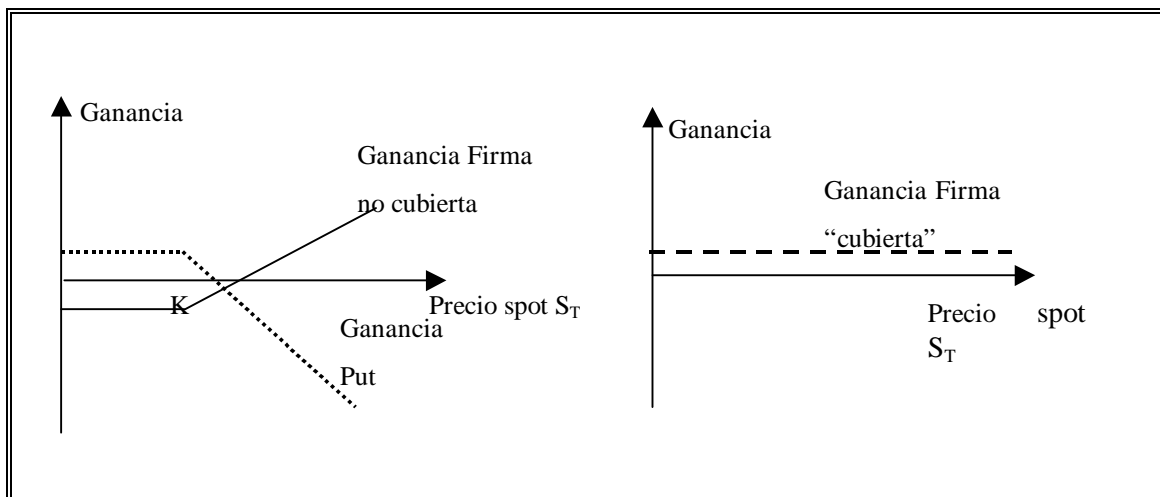


Figura 8.3: Función de ganancia de firma antes y después de realizar cobertura con puts

8.3 Simulación de Estrategias de Cobertura de Generadores en el SIC

Haciendo un recuento de lo analizado, las empresas de generación poseen incentivos suficientes para utilizar instrumentos financieros derivados ya que estos permiten realizar una cobertura de las ganancias más efectiva que la que podría obtenerse con los contratos de suministro actualmente utilizados. En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al realizar una simulación de las eventuales ganancias de una empresa de generación que opera en el Sistema Interconectado Central frente a diversos escenarios, contrastando las ganancias que puede obtener una empresa que no realiza cobertura con las ganancias de una firma que utiliza instrumentos derivados para cubrir sus utilidades.

La obtención de las ganancias de un generador requiere la utilización de un programa de simulación de la operación que entregue el costo marginal del sistema bajo diversos escenarios y la generación asociada a cada escenario. Para obtener esa información se procedió a modificar el programa GOL³⁹. Este programa obtiene la operación óptima del SIC para un horizonte de estudio de 10 años utilizando un

³⁹ Gestión Óptima del Laja

procedimiento de programación dinámica “hacia atrás” con intervalos trimestrales y tomando como variable de estado la cota del lago Laja. Para cada año de estudio y para cada cota inicial posible del lago Laja, la hidrología, escogida aleatoriamente entre un grupo de 40 años almacenados, determina la generación de las centrales hidroeléctricas de pasada. La generación de las centrales del lago Laja se calcula de manera de minimizar el costo de generación asociado a las centrales térmicas y el valor del agua asociado a la cota final. Una vez determinada la generación de las centrales del Laja se calcula la generación aportada por las centrales térmicas del sistema y se obtiene el costo marginal del sistema. El modelo GOL entrega como salida los valores de generación promedio, resultantes de analizar 1000 escenarios, de cada unidad térmica, de las centrales de pasada y del costo marginal del sistema. Las modificaciones al programa fueron orientadas a obtener la generación de cada unidad y el costo marginal para cada uno de los 1000 escenarios. Por otro lado, debido a que el modelo GOL entrega la generación de las centrales hidroeléctricas de pasada en forma agregada, fue necesario realizar otras modificaciones para obtener las generaciones de cada central de pasada.

La utilización del modelo GOL trae consigo las siguientes condicionantes.

- El costo marginal del sistema y la generación de cada central entregadas por el modelo corresponden a valores promedios trimestrales.
- Las funciones de costo de las unidades térmicas de generación son funciones lineales de la potencia generada.
- El modelo considera como centrales de pasada a todas las centrales hidroeléctricas exceptuando las del Lago Laja.

8.3.1 Simulación de ganancias de un generador térmico

Esta simulación obtiene las ganancias para un trimestre del generador térmico de ciclo combinado con una potencia instalada de 359 [MW]. Para el caso en que el generador venda toda su producción en el mercado spot, las ganancias trimestrales son calculadas de acuerdo a la siguiente fórmula

$$\text{Ganancia NR: } X_k \cdot (S_k - C_{va_k}) \quad (8.8)$$

Donde X corresponde a la generación promedio durante el trimestre k ; S_k es el precio spot promedio y C_{va_k} el costo variable de generación, el cual incluye el

costo de combustible y el costo variable no combustible⁴⁰. La figura 8.4 corresponde a las ganancias esperadas para el trimestre k=6 en función del precio spot.

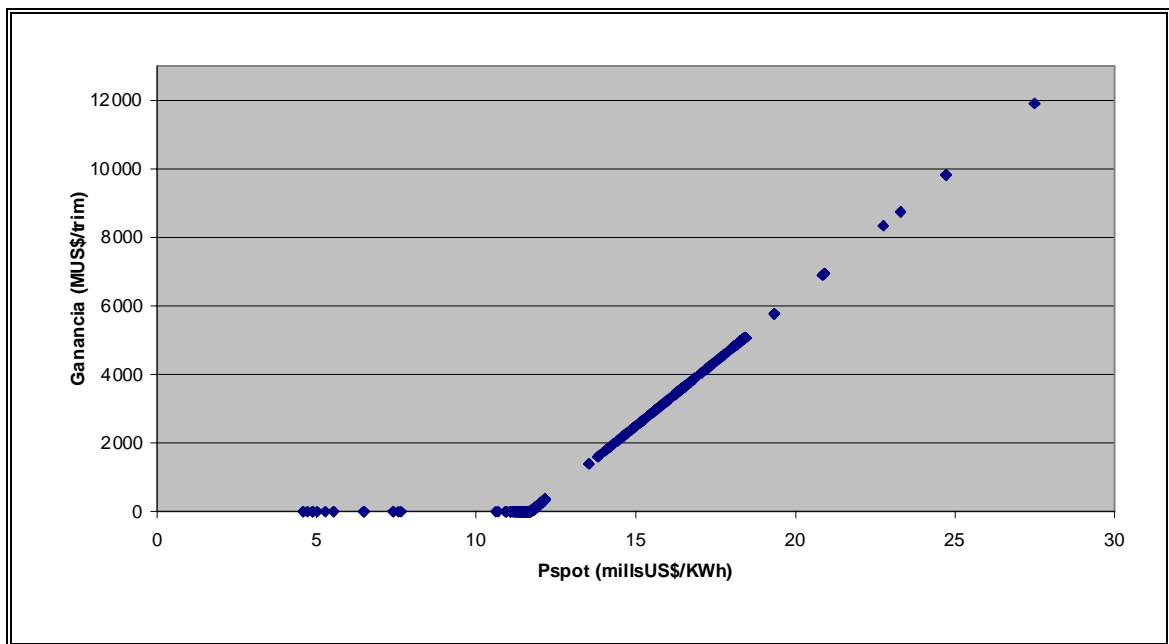


Figura 8.4: Ganancias trimestrales de central de ciclo combinado (sin cobertura)

El gráfico ilustra cómo el generador obtiene ganancias únicamente si el precio spot observado es superior a los costos variables (11,68 mills\$US/KWh). La tabla 8.1 incluye los datos estadísticos más relevantes de la distribución de probabilidades de la ganancia para el trimestre 6.

Tabla 8.1: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (sin cobertura)

Ganancia Promedio	1890,7 [MUS\$/trim]
Ganancia Mínima	0 [MUS\$/trim]

⁴⁰ Costos de realizar mantenimiento, lubricantes, etc.

Ganancia Máxima	55.032,36[MUS\$/trim]
Cfar (al 95%)	1890,7 [MUS\$/trim]
P. Spot Promedio	14,04 [millsUS\$/trim]

Los datos incluidos en la tabla 8.1 demuestran la alta volatilidad que presenta la ganancia del generador para el trimestre 6. Para determinar cuándo esta volatilidad se convierte en un riesgo para el generador es necesario considerar todos los costos en los cuales incurre la empresa de generación. La tabla 8.2 incluye los costos fijos de la central

Tabla 8.2: Costos fijos de generador de ciclo combinado

Peaje	250 [MUS\$/mes]
Gastos administrativos	120 [MUS\$/mes]
Remuneraciones	140 [MUS\$/mes]
Transporte Gas	1500 [MUS\$/mes]
Costos Inversión	2172 [MUS\$/mes]

A modo de simplificación se supuso que los costos de inversión son recuperados mediante los ingresos por venta de potencia, por lo tanto los costos fijos mensuales a recuperar con la venta de energía ascienden a 2.020 [MUS\$/mes], o equivalentemente, a 6.060 [MUS\$/trim]. Considerando ahora los costos fijos, y de acuerdo la figura 8.4, el generador obtiene utilidades siempre y cuando el precio spot promedio sea superior a 19,72 [millsUS\$/kWh]. Realizar una cobertura para obtener una ganancia de al menos 6.060 [MMUS\$/trim] no es posible, ya que el precio spot promedio observado (14,04[millsUS\$/kWh]) es inferior al valor de 19,72 [millsUS\$/kWh] necesarios para alcanzar el nivel de ganancias deseado. Sin embargo, para el generador es siempre conveniente obtener ganancias, para poder pagar, aunque sea en parte, sus costos fijos. De acuerdo a lo anterior, el escenario más indeseado para el generador es cuando el precio spot es inferior a 11,68 [millsUS\$/kWh], ya que no obtiene ganancia alguna teniendo que pagar la totalidad de sus costos fijos, por tanto la cobertura a realizar debiese otorgar ganancias a la empresa aún cuando no genere, a costa eso sí de disminuir las ganancias obtenidas

cuando el precio spot observado es alto. La figura 8.5 muestra la estrategia descrita mediante la función de ganancia de la firma.

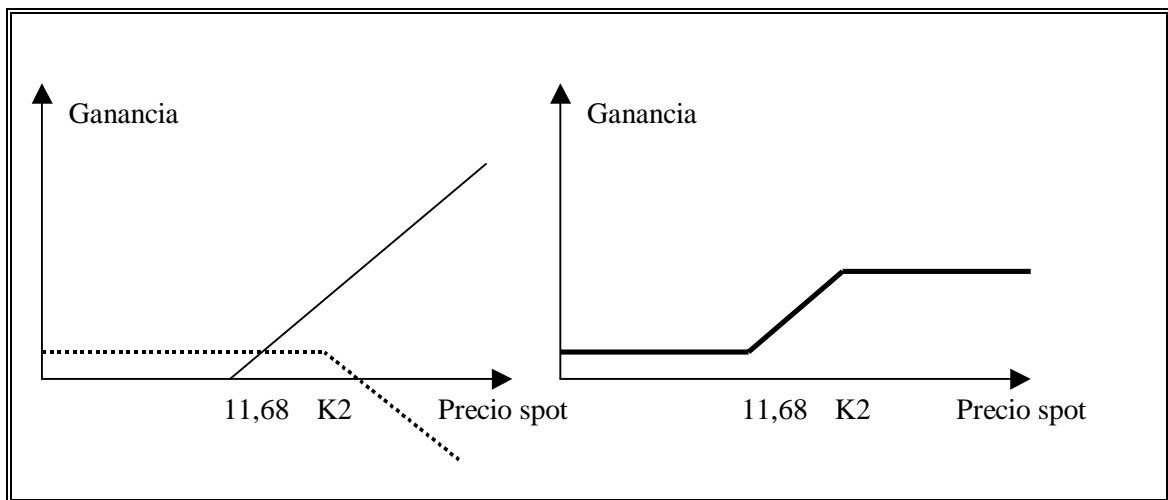


Figura 8.5: Estrategia de cobertura propuesta para central ciclo combinado

La cobertura propuesta puede efectuarse vendiendo E [GWh] mediante opciones call con un precio de ejercicio $K2$. La función de ganancia de la firma cubierta es:

$$\text{Ganancia NR: } X_k \cdot (S_k - C_{va_k}) - \text{Max}(S_k - K2; 0) \cdot E + C' \cdot E \quad (8.9)$$

Donde C' corresponde al valor actualizado de la prima de la opción. Para realizar esta transacción es necesario determinar el precio de ejercicio $K2$ y la energía a vender E . $K2$ se determinó de la figura 8.1, como el precio spot a partir del cual las ganancias de la empresa son superiores a los costos fijos, obteniéndose un valor de $K2=19,72$ [millsUS\$/KWh]. La energía comprometida en las opciones, E , se obtuvo de la pendiente de la curva de ganancia de la firma, encontrándose un valor de $E=757$ [GWh].

La valoración de la opción call se realizó utilizando el método de Montecarlo (ver sección 5.2), pero con la salvedad de en vez de utilizar un proceso estocástico para simular los precios spot esperados, se utilizaron precios generados por el modelo GOL, aprovechando que éste puede calcular hasta 5000 precios distintos.

La figura 8.6 muestra la función de ganancia de la firma cubierta y la tabla 8.3 contiene los datos estadísticos más relevantes de la distribución de probabilidades de la función de ganancia.

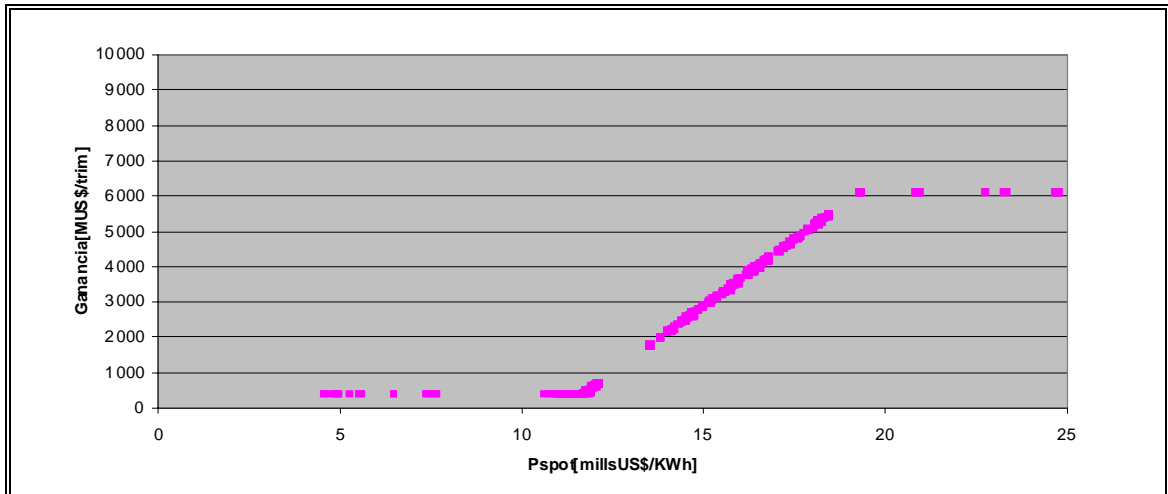


Figura 8.6: Ganancias trimestrales de central de ciclo combinado (con cobertura)

Tabla 8.3: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (con cobertura)

Ganancia Promedio	1805,57 [MUS\$/trim]
Ganancia Mínima	363,73 [MUS\$/trim]
Ganancia Máxima	6101,71[MUS\$/trim]
Cfar (al 95%)	1441,3 [MUS\$/trim]

En la tabla 8.3 se observa que la ganancia trimestral esperada al realizar cobertura es muy similar a la esperada en el caso de no realizar cobertura, lo cual viene a validar la afirmación que realizar cobertura es una transacción de valor neto cero. Por otra parte, la cobertura realizada permite a la empresa obtener una ganancia de 363,73 [MUS\$/trim] en el caso de no ser despachada, pero limita las ganancias a un valor máximo correspondiente a 6101,71[MUS\$/trim]. La efectividad de la cobertura puede visualizarse de mejor forma comparando los histogramas correspondientes a la firma sin y con cobertura.

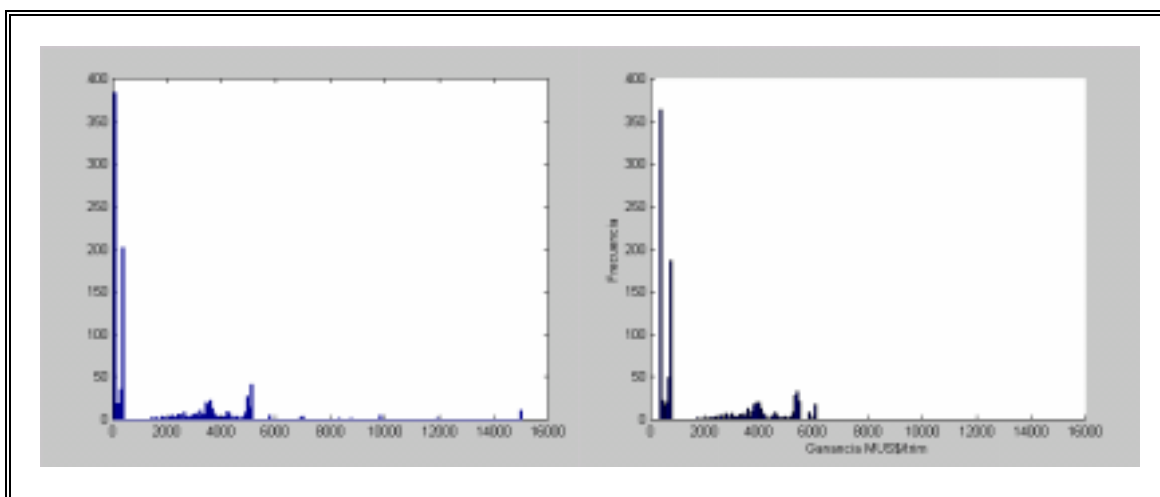


Figura 8.7: Histogramas de ganancia de generador de ciclo combinado sin y con cobertura.

El histograma permite visualizar cómo la utilización de instrumentos derivados permite al generador cubrirse del riesgo de obtener una ganancia cero en el trimestre, elevando la ganancia mínima a 363,73 [MUS\$/trim], pero limitando la ganancia máxima a 6101,71[MUS\$/trim].

8.3.2 Simulación de ganancias de un generador hidroeléctrico

Esta simulación obtiene las ganancias para un trimestre del generador hidroeléctrico Rapel, el cual posee una potencia instalada de 350 [MW]. Para el caso

en que el generador venda toda su producción en el mercado spot, las ganancias trimestrales son calculadas con la fórmula 8.8 con la salvedad que para este caso el costo variable de generación Cva_k es igual a cero. La figura 8.8 corresponde a las ganancias esperadas para el trimestre $k=6$ en función del precio spot y la tabla 8.4 incluye los datos estadísticos más relevantes de la distribución de probabilidades de la ganancia para el trimestre 6.

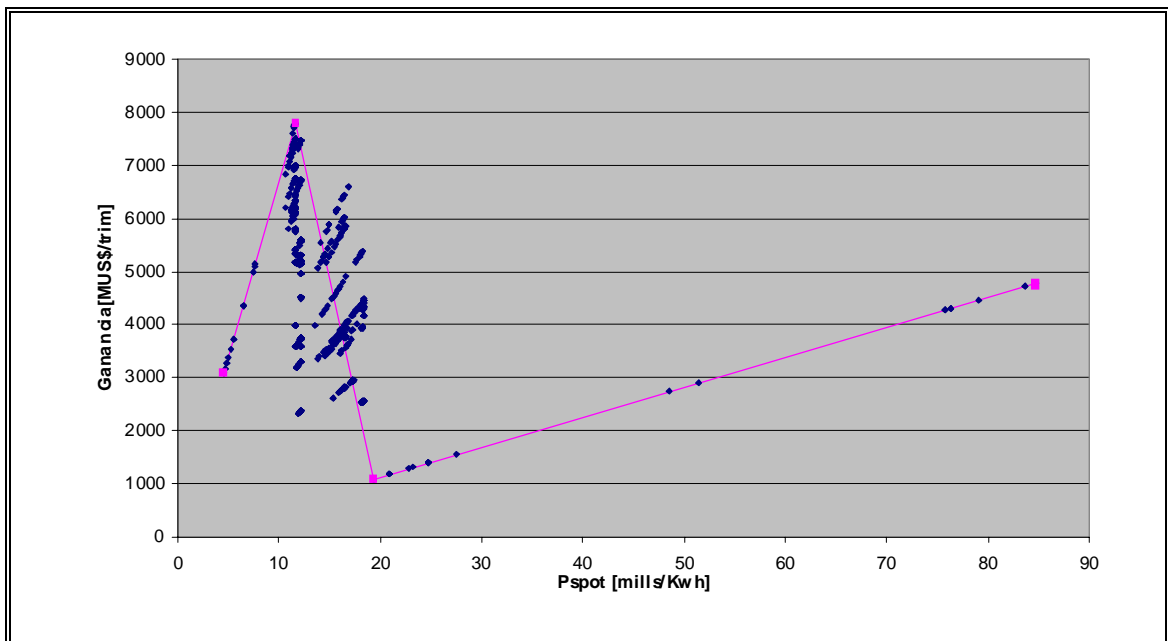


Figura 8.8: Ganancias trimestrales de Rapel (sin cobertura)

Tabla 8.4: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador (sin cobertura)

Ganancia Promedio	4959.6 [MUS\$/trim]
Ganancia Mínima	1090.8 [MUS\$/trim]
Ganancia Máxima	7790.1[MUS\$/trim]
Cfar (al 95%)	2359.6 [MUS\$/trim]
P. Spot Promedio	14,04 [millsUS\$/trim]

De acuerdo a la figura 8.8, la función de ganancia de la empresa hidroeléctrica presenta un comportamiento absolutamente distinto a la del generador térmico, y puede separarse en tres segmentos de acuerdo del costo marginal observado.

- Para el intervalo de 0 -11,57 [mills\$US/KWh], la ganancia crece linealmente
- Para el intervalo de 11,57 -19,34 [mills\$US/KWh], la ganancia tiende a decrecer y se observa que para un mismo costo marginal pueden obtenerse distintas ganancias.
- Para costos marginales superiores a19,34 [mills\$US/KWh], la ganancia vuelve a crecer linealmente .

El comportamiento descrito puede ser explicado por la metodología que utiliza el modelo GOL para obtener el costo marginal del sistema. La generación de las centrales del Laja depende por un lado de los aportes de las centrales hidroeléctricas de pasada⁴¹ y de la cota inicial del Lago Laja. El primer segmento de la función de ganancia correspondería a escenarios en que se junta un año húmedo con cota inicial alta del Lago, en este intervalo cada hidrología⁴² tiene asignado un único costo marginal. El segundo segmento correspondería a escenarios una cota inicial inferior a las del primer segmento, es en este intervalo donde el modelo obtiene distintos costos marginales para un mismo año hidrológico ya que comienza a influir la cota inicial del Laja. El último intervalo correspondería a escenarios de años secos con cota inicial baja, en este caso cada hidrología tiene asignado un único costo marginal. La figura X ilustra cómo cada vez que el costo marginal del sistema oscila entre 11,57 a 19,34 [mills\$US/KWh], existe más de un nivel de generación posible.

⁴¹ Y por tanto del año hidrológico

⁴² O equivalentemente, cada nivel de generación de Rapel

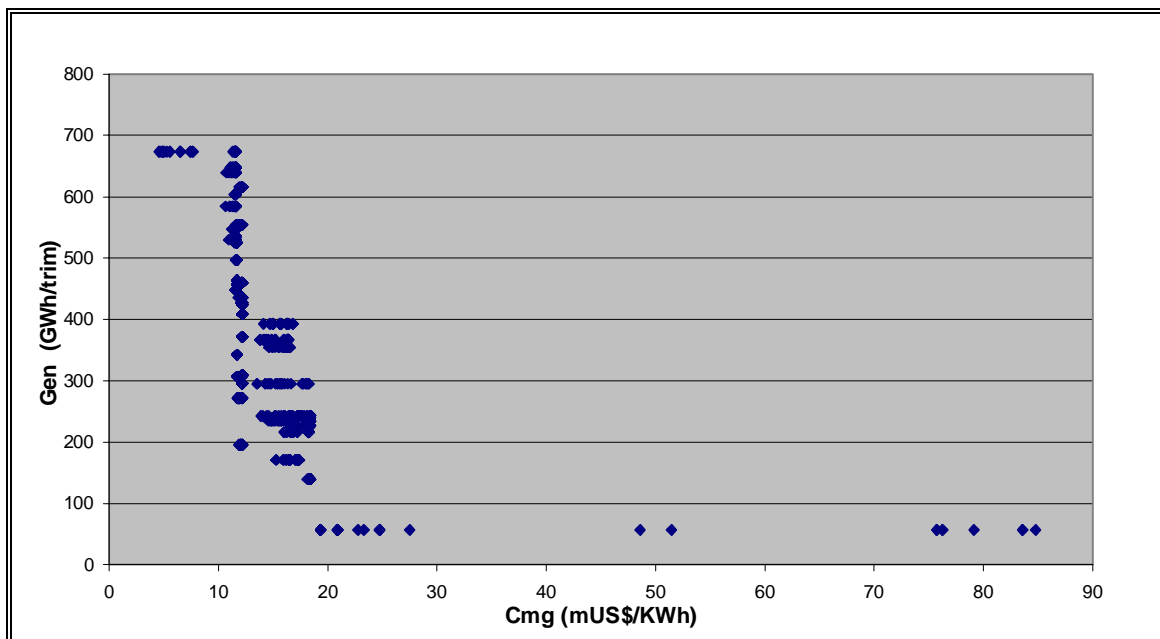


Figura 8.9: Generación trimestral de Rapel en función del Costo Marginal

Para determinar la cobertura a realizar, es necesario conocer los costos fijos en que incurre la empresa. Como no fue posible obtener datos exactos, se supuso que los costos fijos son muy similares a los que incurre la central de ciclo combinado (ver tabla 8.2), aunque se descontó el costo correspondiente a transporte de gas. De esta forma los costos fijos a recuperar ascienden a 1.530 [MUS\$/trim]. Se supuso que los ingresos por venta de energía deben además cubrir parte de los costos de inversión, ya que los ingresos por concepto de potencia para un generador hidroeléctrico son inferiores a los que percibe un generador térmico debido a su menor disponibilidad efectiva para satisfacer la demanda de punta. Considerando lo anterior los costos totales a recuperar alcanzan a 2.000 [MUS\$/trim].

Para el caso que el generador vendiese toda su producción a precio spot, estaría expuesto al riesgo de caer en dificultades financieras toda vez que sus ganancias trimestrales fuesen inferiores a 2.000 [MUS\$/trim]. La cobertura a realizar debe evitar que las ganancias sean inferiores a este nivel. La figura X muestra la estrategia que es preciso implementar para realizar la cobertura

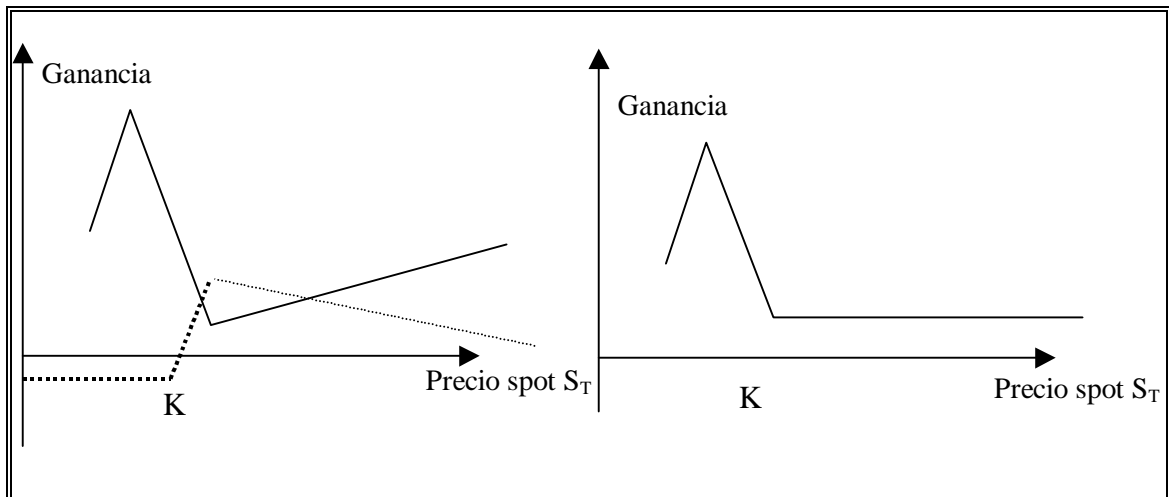


Figura 8.10: Estrategia de cobertura propuesta para central Rapel.

La línea segmentada corresponde a la función de ganancias de los instrumentos derivados. Para obtener este tipo de función de ganancias es necesario utilizar una combinación de opciones. Para este caso en particular la función de ganancia puede construirse comprando E_1 [GWh] mediante calls con precio de ejercicio K_1 y vendiendo E_2 [GWh] mediante calls con precio de ejercicio $K_2 > K_1$, esta combinación de opciones es conocida como Bull Spread (ver página X).

$$\text{Gan Rapel: } X_k \cdot S_k + \text{Max}(S_k - K_1; 0) \cdot E_1 - \text{Max}(S_k - K_2; 0) \cdot E_2 - C'1 \cdot E_1 + C'2 \cdot E_2 \quad (8.10)$$

Para realizar esta transacción es necesario determinar los precios de ejercicio de las opciones K_1 y K_2 y la energía a vender E_1 y E_2 . K_1 y K_2 se determinaron de la figura 8.8. K_1 es el precio spot a partir del cual las ganancias de la empresa son superiores a los costos fijos y K_2 es el punto a partir del cual las ganancias de la empresa empiezan a subir nuevamente, obteniéndose un valor de $K_1 = 17,12$ [millsUS\$/KWh] y $K_2 = 19,34$ [millsUS\$/KWh]. Las energías comprometidas en las opciones, E_1 y E_2 , se obtuvieron de la pendiente de la curva de ganancia de la firma en el segmento 2 y 3 respectivamente, encontrándose los valores $E_1 = 862$ [GWh] y $E_2 = 918$ [GWh].

La figura 8.11 muestra la función de ganancia de la firma cubierta y la tabla 8.5 contiene los datos estadísticos más relevantes de la distribución de probabilidades de la función de ganancia.

Tabla 8.5: Parámetros estadísticos asociados a la ganancia del generador
(con cobertura)

Ganancia Promedio	4962.22 [MUS\$/trim]
Ganancia Mínima	2194.24 [MUS\$/trim]
Ganancia Máxima	7666.46 [MUS\$/trim]
Cfar (al 95%)	2042.2 [MUS\$/trim]

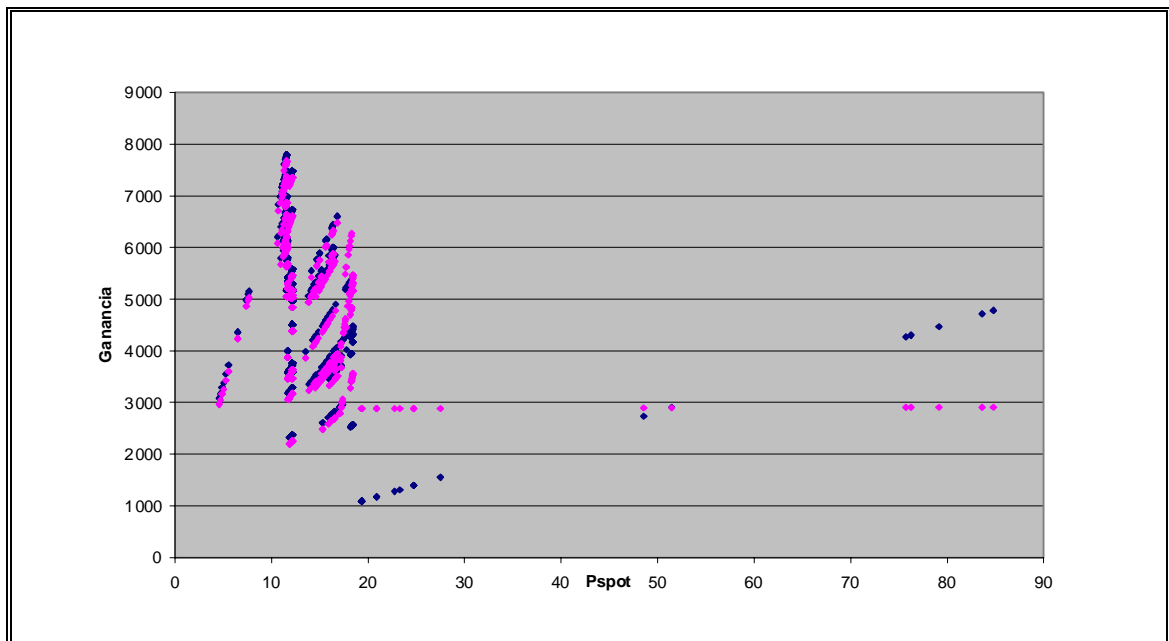


figura 8.11: Ganancias trimestrales de Rapel (con cobertura)

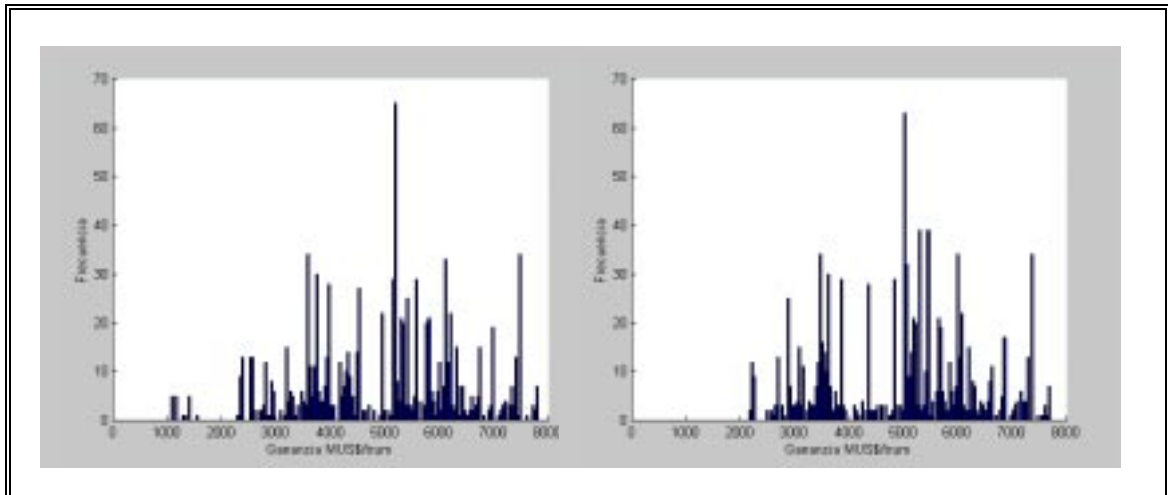


Figura 8.12: Histogramas de ganancias de Rapel sin y con cobertura.

La cobertura realizada permite a la empresa obtener en todo evento una ganancia superior a 2194.24 [MUS\$/trim] por lo que siempre es capaz de cubrir sus costos fijos, pero limita las ganancias a un valor máximo correspondiente a 7666.46 [MUS\$/trim]. La figura 8.12, que incluye los histogramas correspondientes a las ganancias de la firma sin y con cobertura, permite observar cómo la utilización de instrumentos derivados elimina la posibilidad de obtener ganancias inferiores a 2000 a costa de una pequeña reducción de las ganancias.

IX CONCLUSIONES

El establecimiento de un mercado de energía organizado tiene por objetivo alcanzar, mediante el establecimiento de competencia en el sector, el óptimo social. Independientemente del esquema de organización del mercado, la liberalización en las transacciones trae consigo una serie de riesgos que son asumidos por cada uno de los agentes y manejados de acuerdo a su grado de aversión al riesgo. Uno de los riesgos que enfrentan los agentes es el riesgo de mercado el cual no puede ser diversificado mediante la creación de portfolios de inversión. Las variables que determinan este riesgo varían dependiendo del modelo de organización del mercado. En el caso Chileno las variables relevantes para una empresa de generación es el precio spot, cuya volatilidad y el riesgo asociado a éste origina el riesgo de precio; y la incertidumbre en la energía a generar, la cual da origen al riesgo de cantidad y en el caso Chileno es producida por el mecanismo centralizado de despacho, independiente de los contratos bilaterales de suministro.

La identificación de las fuentes del riesgo y la comprobación, mediante herramientas de simulación, de la alta volatilidad en las ganancias que éstas pueden producir, justifica el estudio de herramientas de cobertura que limiten el riesgo de mercado. Si bien los instrumentos derivados no son las únicas herramientas que pueden brindar cobertura, la no linealidad en la función de ganancias de las empresas de generación hace que la utilización de opciones sea la alternativa natural para realizar coberturas. Los resultados de la simulación indican que es posible realizar una cobertura efectiva para generadores hidroeléctricos y térmicos mediante la combinación de opciones.

No obstante la eficacia mostrada por estos instrumentos en transferir el riesgo, el análisis realizado al mercado de contratos vigente concluye que la organización del mercado impide la utilización de contratos a nivel masivo siendo el principal obstáculo el que clientes libres y comercializadores no puedan comprar energía en el mercado spot, convirtiendo a los contratos de suministros en contratos de acceso a la red. Bajo esta organización del mercado eléctrico las empresas de generación no poseen incentivo alguno para vender energía a precio spot prefiriendo vender a través de contratos de suministro de mediano y largo plazo. La estructura

actual del mercado da pie a que se produzcan prácticas anticompetitivas en la negociación de los contratos lo que lleva a alejarse del óptimo social buscado.

Las motivaciones de este análisis y las soluciones propuestas no buscan desarrollar las condiciones óptimas para la incorporación de instrumentos derivados a nivel masivo, la idea subyacente es alcanzar mayores niveles de eficiencia en el corto y largo plazo. La utilización de instrumentos derivados es la consecuencia natural de un proceso que se inicia con la apertura del mercado a la mayor cantidad de agentes y continúa con la aparición de consultores y comercializadores. Es en este contexto donde comienza el uso intensivo de instrumentos derivados ya sea como herramienta de gestión del riesgo o como instrumento de especulación.

9.1 Contribuciones de la Tesis

Las contribuciones de esta tesis pueden clasificarse en tres categorías.

La primera contribución es la confección de una recopilación bibliográfica que aporta al lector una fácil comprensión de conceptos claves para el posterior desarrollo de la tesis como son: Identificación de los riesgos asociados al negocio eléctrico y cuáles son susceptibles de ser cubiertos mediante contratos financieros; identificación de las funciones económicas que cumplen los contratos en los mercados; definición de gestión del riesgo y su impacto en el valor de la empresa; funciones económicas que desempeñan los instrumentos derivados; características distintivas de forwards, futuros y opciones y sus aplicaciones en el negocio eléctrico y el estudio de distintas técnicas de valorización de instrumentos derivados y su aplicabilidad en el caso eléctrico.

La segunda contribución de esta tesis viene dado por el análisis realizado de los obstáculos que presenta el mercado eléctrico Chileno regido por la Ley General de Servicios Eléctricos DFL1, que impiden alcanzar un mayor nivel de eficiencia económica y como la creación de un mercado spot abierto a todos los agentes del mercado resolvería muchas de esas deficiencias. Este análisis, enfocado en las debilidades que presenta el actual mercado de contratos, llega a la conclusión que el hecho que consumidores y empresas de comercialización no tengan posibilidad de comprar directamente en el mercado mayorista, y que los contratos de suministros sean a la vez contratos de acceso a la red, da pie a que se produzcan comportamientos

que difieren notablemente al esperado en un mercado competitivo. La creación de un mercado abierto a un gran número de potenciales participantes aparece como la solución a las distorsiones provocadas por el eventual poder de negociación que podría tener algunas de las partes. Esta modificación a la organización del mercado eléctrico trae como consecuencia directa que los contratos de suministro pasen a convertirse en la alternativa natural a comprar en el mercado spot considerando los ahorros en costos de transacción y la transferencia de riesgo que es posible realizar con éstos. Adicionalmente, la tesis contribuye a identificar los nuevos problemas que traería esta modificación al mercado spot, los cuales deben ser resueltos para que el mercado pueda operar de manera eficiente.

La tercera contribución de esta tesis es una consecuencia del estudio realizado referente a los incentivos que tienen en la actualidad empresas de generación y clientes libres para utilizar instrumentos derivados como parte de su política comercial bajo el actual esquema de organización del sector eléctrico, el cual llega a la conclusión que la utilización de instrumentos derivados es una alternativa atractiva únicamente en transacciones entre generadores. A partir de esta conclusión se desarrolló una simulación de la operación del Sistema Interconectado Central, la cual permitió, en primer lugar, visualizar cómo varía la exposición al riesgo de las empresas generadoras de acuerdo a las distintas tecnologías de generación y a partir de los perfiles de riesgo obtenidos construir mediante combinación de opciones un portfolio de contratos que limite el riesgo de obtener ganancias suficientes como para cubrir los costos de operación e inversión. La contribución de esta tesis en este punto radica en primer lugar en identificar que las empresas eléctricas necesitan cubrir sus ganancias, a diferencia de empresas financieras que desean cubrir el valor de su portfolio de contratos. A partir de lo anterior, la identificación de las variables que afectan las ganancias del generador y la elección de tipo de instrumento derivado que sea capaz de cubrir de manera efectiva la volatilidad en las ganancias producto del comportamiento de las variables identificadas, es otra de las contribuciones de la tesis. Por último, el desarrollo de una simulación computacional que permite constatar, tanto en cifras como mediante gráficos, la efectividad de los mecanismos de cobertura propuestos es otra de las contribuciones de esta tesis.

9.2 Trabajo a Futuro

La publicación el día 13 de septiembre del 2000 del anteproyecto de una nueva Ley General de Servicios Eléctricos trae como consecuencia directa, en caso de ser aprobado, la necesidad de realizar un nuevo análisis de los riesgos que enfrentarán los agentes que conforman el mercado eléctrico bajo esta nuevo modelo de organización. El cambio de paradigma, del modelo Poolco utilizado en la actualidad a un modelo basado en contratos bilaterales, aparentemente limitaría el riesgo asociado a la incertidumbre de la energía efectivamente generada por cada empresa pero se desconoce el efecto que tendría la creación de una bolsa de energía en términos de volatilidad de los precios spot y en el impacto que tendrían las transacciones en la bolsa en la ganancia final de cada generador. Por otra parte, la aparición de la figura del comercializador y el establecimiento de los términos de la calidad de servicio en el contrato de suministro conlleva nuevas fuentes de incertidumbre para los clientes no regulados que debiesen ser identificadas y analizadas.

La labor que los instrumentos derivados pueden llegar a cumplir bajo esta nueva organización de mercado debe ser estudiada con detenimiento teniendo en consideración que los contratos pasarían de ser puramente financieros a convertirse en contratos físicos. A priori, el anteproyecto de ley plantea un escenario mucho más propicio para la utilización de instrumentos financieros, lo cual es reconocido en el artículo 78° del mismo: “La Comisión Nacional de Energía y la Bolsa de Energía deberán fomentar el desarrollo de instrumentos financieros para la cobertura de riesgos y mecanismos de seguro para aumentar la confiabilidad de los contratos individuales y de los sistemas”

Posteriores trabajos también podrían orientarse en la línea de desarrollar un modelo estocástico que represente de manera fidedigna el comportamiento en el tiempo que exhiben los precios spot en la actualidad o que exhibirían a futuro con la creación de una bolsa de energía. El desarrollo de un modelo del precio de la electricidad sería de gran utilidad en la valoración de instrumentos derivados; en la valoración de proyectos de inversión tales como unidades de generación o líneas de transmisión mediante la aplicación de método de opciones reales, y en valoración de contratos de suministro y servicios complementarios.

BIBLIOGRAFIA

- [Alva98] ALVARADO, F. y RAJARAMAN, R.(1998) **Managing Transmission Risk: The theory of Spatial Hedging and Arbitrage**. PSERC Report - 98-27, Noviembre 1998. En [www. En http://peru.ece.wisc.edu/alvarado/](http://peru.ece.wisc.edu/alvarado/)
- [Amun92] AMUNDSEN, E. y SINGH, B. (1992). **Developing Futures Markets for Electricity in Europe**. Electricity Journal vol. 13. pp 95-112
- [Blac85] BLACKMON (1985) **A Futures Market for Electricity: Benefits and Feasibility**. Energy and Environmental Policy Center. John F. Kennedy School of Government. Harvard University
- [Broc98] BROCKETT, P y GARVEN, J. (1998) **A Reexamination of the Relationship between Preferences and Moment Orderings by Rational Averse Investors**. Geneva Papers on Risk and Insurance Theory, Vol. 23, No. 2 pp. 127-137.
- [Brug96] BRUGMAN, A. (1996) **Los Contratos Eléctricos a Futuro en Colombia**. Memoria Ingeniero Industrial, Universidad de los Andes, Santa Fe de Bogotá.
- [Deng98] DENG, S. JOHNSON, B y SOGOMONIAN, A. (1998) **Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets**. PSERC Report 98-13. En [www.pserc.wisc.edu/ index_publications.html](http://www.pserc.wisc.edu/index_publications.html)
- [Deng99] DENG, S. (1999) **Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-Reversion with Jumps and Spikers**. University of California Energy Institute PWP-073. En www.path.berkeley.edu/upei/PDFDown.html
- [DFL181] DFL1 (1981). **Ley general de Servicios Eléctricos**. Ministerio de Economía de Chile.
- [Dixi94] DIXIT, A y PINDYCK, R. (1994) **Investment Under Uncertainty**. University Press. NJ.

- [Gedr91] GEDRA, T. (1991) **Optional Forward Contracts for Electricity Power Service.** Ph.D. Thesis, University of California, Berkeley. (1991).
- [Gedr93] GEDRA, T. y VARAIYA, P. (1993) **Markets and Pricing for Interruptible Electric Power.** IEEE Transactions on Power Systems. vol. 8, no. 1, Febrero 1993, pp. 122-128
- [Henn98] HENNEY, A y KEERS, G. (1998) **Managing Total Corporate Electricity /Energy Market Risks.** Electricity Journal, Octubre 1998, vol. 11, no.8, pp.36-46
- [Hull97] HULL, J. (1997) **Options, Futures and other Derivatives.** Prentice Hall.
- [Hunt96] HUNT, S. y SHUTTLEWORTH, G. (1996) **Competition and Choice in Electricity.** John Wiley and Sons, Chichester.
- [Kaye90] KAYE, OUTHRED, BANNISTER. (1990) **Forward Contracts for the Operation of an Electricity Industry.** IEEE Transactions on Power Systems. vol. PWRS-5, no.1, pp.46- 52.
- [Lins96] LINSMEIER, J. y PEARSON, D. (1996) **Risk Measurement: An Introduction to Value at Risk.** University of Illinois. En <http://ideas.uqam.ca/ideas/data/Papers/wpawuwpfi9609004.html>
- [Maxa97] MAXANT, R. TANENBAUM, R y TRAVERS, G. (1997) **Clarity in Understanding Electricity Contracts and their Associated Risks.** US Power Market: Restructuring and Risk Management. Risk Publications, Londres
- [Mill98] MILLER, T. (1998) **Preliminary test of Risk-Shifting Capability of Electricity Futures Market.** Missouri University Working Paper, 1998.
- [Niem99] NIEMEYER, V. (1998) **Previsión de precios a futuros de la energía eléctrica.** Revista CIER N°29. Septiembre 1999.
- [Oren98] OREN, S. (1998) **Combining Financial Double Call Options with Real Options for Early Curtailment of Electricity Service** Proceedings

of the 32nd Hawaii International Conference on Systems Sciences, Maui, Hawaii (Enero 5-8, 1999). En www.pserc.wisc.edu/index_publications.html

- [Pere98] PEREZ ARRIAGA, J. (1998) **Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica**. Documento de Trabajo 004 CSEN, Madrid.
- [Pili97] PILIPOVIC, D. (1997). **Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives**. McGraw Hill, New York.
- [Polla94] POLLACK, E. (1994) **Desarrollo de un Mercado de Opciones y Futuros en el Sector Eléctrico Chileno**. Memoria Ingeniero Civil de Industrias mención Electricidad, Departamento de Ingeniería Eléctrica PUC.
- [Stof97] STOFT, E. (1997) **What should a Power Marketer want?**. University of California Energy Institute. En www.stoft.com/x/other/other.shtml
- [Stul00] STULZ, R. (2000) **Finance Engineering and Risk Management**. (Draft). Southwestern College Publications. En <http://www.cob.ohio-state.edu/fin/faculty/stulz/>
- [Tsen99] TSENG, C. Y. GRAYDIN, B. (1998) **Short Term Generation Asset Valuation**. Working Paper, University of Maryland. En www.computer.org/proceedings/hicss/0001/00013/00013028abs.hym
- [Tuss94] TUSSING, A. y HATCHER, D. (1994) **Prospects for electricity futures market: Lesson from petroleum and natural gas**. Resources Policy vol. 20, pp 135-141

A N E X O S

Anexo A : creación de contrato de servicio interrumpible utilizando derivados

En ocasiones, cuando la capacidad de generación del sistema no alcanza a cubrir la demanda de éste, es necesario recurrir a procedimientos de reducción de carga para mantener la seguridad del sistema. Las metodologías tradicionalmente utilizadas, como reducción de voltaje o cortes programados, producen pérdidas en el bienestar social al no considerar las preferencias de cada uno de los consumidores. El estudio de técnicas de gestión de demanda radica en desarrollar metodologías de reducción de carga en el sistema de manera eficiente desde el punto de vista social

Los contratos de servicio interrumpible surgen de la motivación de aprovechar la flexibilidad que poseen algunos usuarios para manejar su nivel de carga. Dentro del tipo de contrato interrumpible existe una clase de contratos diseñado a partir de la utilización e instrumentos financieros derivados, los *Callable Forwards* creados por Thomas Gedra [Gedr91]. Un *Call Forward* está compuesto por dos contratos. El primero es un contrato forward el cual es comprado por el consumidor para adquirir una unidad de energía en un instante determinado $t=T$. El segundo contrato es una opción call por la misma cantidad de energía con un precio de ejercicio k . La opción es vendida por el consumidor a la empresa eléctrica a la cual compró el forward.

Desde el punto de vista del consumidor, un *Callable Forward* se compone de comprar energía mediante un contrato forward y vender una opción call. Con ello, el consumidor se asegura de recibir en el instante $t=T$ de parte de la empresa eléctrica, una unidad de energía o $\$k$. En el último caso la empresa eléctrica ha ejercitado la opción quedando libre de la obligación de proveer energía a cambio de pagar $\$k$. Si la opción no es ejercitada la empresa queda obligada por el contrato forward a entregar energía al consumidor. Las obligaciones contractuales de cada parte se ilustran en la siguiente figura

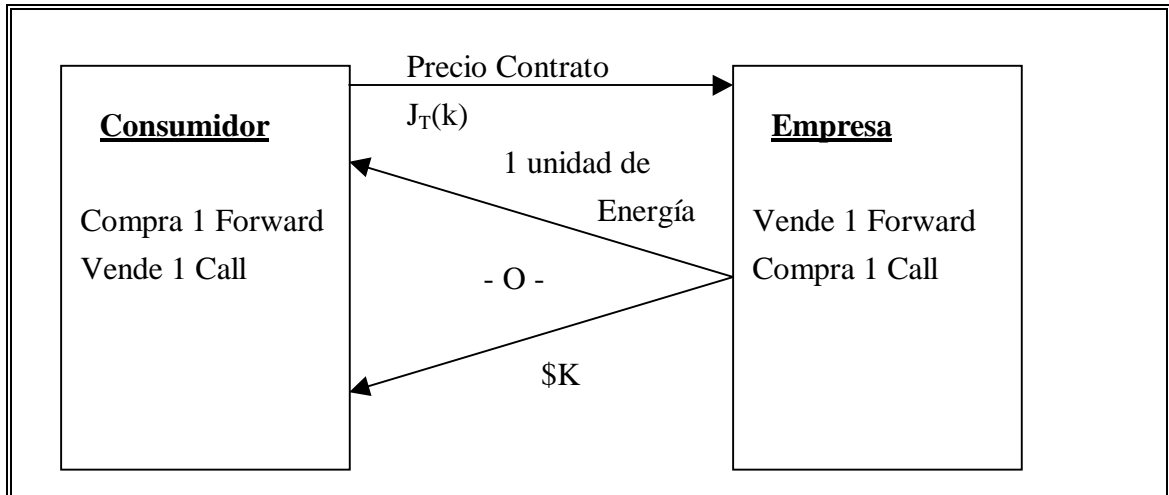


Figura A.1: Flujo de dinero y energía en un contrato callable forward.

Un consumidor cuyo consumo de energía eléctrica en el periodo $t=T$ valore en $\$V$, va a aceptar quedarse sin suministro siempre y cuando el monto recibido $\$k$ sea mayor o igual a $\$V$. El consumidor se asegura un precio fijo por la energía y aprovecha su flexibilidad de poder cortar su carga a cambio de una retribución económica. El beneficio del consumidor que posee un contrato *callable forward* es:

$$\text{Beneficio del consumidor} = B_T(k) = \begin{cases} V - j_T(k) & \text{si recibe energía} \\ k - j_T(k) & \text{si NO recibe energía} \end{cases}$$

con $j_T(k) = \text{Valor de contrato (Callable Forward)}$

Gedra y Pravaira demuestran en [Gedr93] que los consumidores maximizan sus beneficios al escoger un precio de ejercicio $k=V$, independiente del grado de aversión al riesgo que presente cada uno de ellos. El valor del contrato $j_T(k)$ se calcula a partir del valor del contrato forward $F(T)$ menos el valor de la call $C(T,k)$. A mayor valor de k , la opción tiene menos posibilidad de ser ejercida y el valor de la misma disminuye contrato, por lo cual el valor del contrato $j_T(k)$ aumenta.

Una de las ventajas de utilizar este tipo de contratos de servicio interrumpible es que no involucra de forma directa un cálculo de la probabilidad de servicio a diferencia de otros contratos de este tipo. Otra de las ventajas es que este tipo de contrato puede ser integrado a un despacho económico. Debido a que el

costo de “botar” a un consumidor i que posee uno de estos contratos tiene un costo incremental de k_i , es posible realizar una lista de prioridad de servicio a partir del valor k_i especificado en cada contrato.

Existe una variación de los contratos *Callable Forwards* en la cual la opción call tiene dos fechas de ejercicio⁴³. En este caso, la empresa eléctrica tiene la opción de realizar una notificación temprana en $t=T$ de interrupción de suministro para el instante $t=t_0$ con un precio de ejercicio k_T o esperar y tener la posibilidad de realizar el corte en el instante t_0 pagando un precio k_0 . Suponiendo que la empresa eléctrica no ha realizado una notificación temprana de interrupción de suministro en $t=T$, el valor de la “doble call” para $t < T$ es el valor de una opción call simple. Para el caso de $t > T$ la opción sólo será ejercida por la empresa si el precio esperado para $t=t_0$ f_t es superior a la suma del precio de ejercicio k_T más el valor de la opción dada por la posibilidad de cortar el suministro en $t=t_0$. De acuerdo a lo anterior el valor de una “call doble” está dada por la siguiente política de ejercicio óptimo:

$$\hat{C}(k_0, k_T, t) = \begin{cases} C(k_0, t) & t < T \\ \text{Max}[F_T - k_T, C(k_0, T)] & t = T \\ E\{\text{Max}[F_T - k_T, C(k_0, T)]\} & t > T \end{cases}$$

Para un consumidor al cual la interrupción de servicio en $t=t_0$ le signifique un costo V_0 y un costo V_T ($V_T < V_0$) si el corte es avisado anticipadamente, en $t=T$ Shmuel Oren demuestra en [Oren98], que los consumidores maximizan su beneficio eligiendo los precios de ejercicio de la opción temprana y posterior (k_0 y k_T) igual a los costos de interrupción correspondientes.

La principal aplicación de diseñar un contrato *callable forward* empleando una “opción call doble” para notificaciones de corte anticipadas se da en sistemas con alto porcentaje de capacidad hidroeléctrica, en los cuales es posible programar cortes con meses de anticipación debido a un bajo nivel de reservas.

⁴³ Este tipo de opción es conocida como *Double Call*