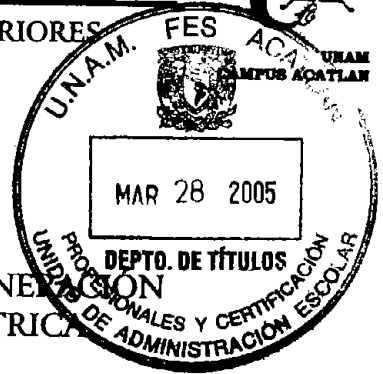




UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ACATLÁN"



OPCIONES REALES PARA LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA TERMOELÉCTRICA

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
LICENCIADA EN MATEMÁTICAS
APLICADAS Y COMPUTACIÓN.
P R E S E N T A :
ERIKA BEATRIZ BALDERAS RUIZ

ASESOR: DR. V. ÁNGEL SORIANO RAMÍREZ

Acatlán, Edo. De Mexico, Marzo 2005

m. 342229



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Errika Beatriz Baldasar Ruiz

FECHA: 28 de marzo 2005

FIRMA: Baldasar Ruiz Errika B.

Agradecimientos.

Agradezco principalmente a mis padres, porque si no hubiera sido por el esfuerzo de ambos, su comprensión, apoyo y consejos no habría podido llegar este día. Mi madre con su ayuda "literalmente", trabajo, consejos, cuidados y hasta mimos; me hizo una mujer feliz, con principios, valores y dignidad. Mi padre que trabajo para darme todo lo que yo necesitaba y se esforzó para que yo fuera una mujer de bien. Gracias a ellos, a su impulso, a sus deseos de que fuera mejor ser humano y una persona con educación profesional, fue que me puse como meta el terminar una carrera, y por fin, con este trabajo concluyo con este propósito.

Gracias a una personita que amo y que siempre me enseñó a ser mejor y a luchar por lo que uno quiere, a saber que la vida es difícil pero será más fácil si eres una persona preparada, Francisca Castillo, te quiero y te extraño.

A mis tíos, que con su ejemplo de superación, trabajo, me enseñaron que el dinero no es lo mejor en la vida, que es más importante la educación que la retribución económica. También su ayuda en cuanto a la escuela y lo más importante, que hicieron mi vida más feliz y llena de recuerdos lindos, son los mejores (José Francisco, Miguel Ángel, Mario Antonio, José Gerardo y Magda).

No podía faltar una parte esencial, Mis Amigos, que sin su ayuda, consejos y "grupos de estudio", estoy segura que me habría tardado más tiempo en terminar la carrera. Gaby, Omar, Judith, Leonardo Rene, Margarita, Verónica y Leonardo que juntos sufrimos (exámenes), nos desvelamos por dejar todo al último, pero la mayor parte del tiempo nos divertimos y gozamos, los quiero y estoy segura que no habría sido tan buena esta etapa de mi vida, si no los hubiera tenido a ustedes. También Karina, Juan Jo., Luis, Mara, Bernardo, Toño, Silvia, . . . gracias por ser parte importante en estos años, realmente la pasamos de lujo ¿no creen?.

Por supuesto a todos mis profesores que gracias a sus enseñanzas, trabajos, exámenes, aprendí lo necesario para ser una profesionista. Me hicieron sufrir y darme cuenta que las cosas no son fáciles, ni gratis, que hay que esforzarse y que una calificación muchas veces no significa nada. (HHHH).

A mi asesor el Doctor Ángel Soriano que sin su guía no hubiese concluido con este ciclo, ya que sin él no hubiera podido realizar este trabajo. Le agradezco profundamente lo que me enseñó, su dedicación y tiempo. Al Instituto Mexicano del Petróleo que confió en mí y me brindó su apoyo.

También a personas como mis hermanos Cristina, José, a mis primos Blanca y Pablo, que vivimos juntos miles de cosas que marcaron nuestras vidas y que gracias a ellas soy la persona que soy, es imposible recordar mi vida y que no estén.

Gracias a Dios.

Índice

Introducción.	1
I Preliminares.	8
1 Preliminares de la teoría matemática de las finanzas.	10
1.1 Estado del arte.	10
1.1.1 Teoría de opciones financieras.	10
1.2 Teoría de opciones reales.	13
1.3 Evaluación de activos y generación de riesgos en el mercado de electricidad.	15
1.4 Estructura de la memoria de tesis.	17
2 El mercado de la electricidad en México.	19
2.1 Introducción.	19
2.2 La nueva estructura.	20
2.2.1 Secretaría de energía.	21
2.2.2 Operador nacional del sistema eléctrico.	23
2.3 Precio <i>spot</i> de la electricidad.	23
2.4 Administración de riesgos.	28
2.5 Generadores.	33
2.5.1 Plantas hidroeléctricas.	33
2.5.2 Plantas termoeléctricas.	34
2.6 El mercado de gas natural.	36
2.7 Situación actual.	37

3	Teoría de las opciones reales.	39
3.1	Introducción.	39
3.2	Definiciones básicas.	40
3.2.1	Opciones.	40
3.2.2	Arbitraje.	42
3.2.3	Mercado completo.	43
3.2.4	Costo de inversión irreversible.	43
3.3	Modelos de decisiones gerenciales.	44
3.3.1	Opción de esperar.	44
3.3.2	Opción de suspender temporalmente.	46
3.4	Métodos de evaluación con opciones reales.	50
3.4.1	Derechos contingentes.	50
3.4.2	Métodos numéricos.	58
3.4.3	Técnicas de simulación.	63
II	La evaluación Económica de una Termoeléctrica.	69
4	La presentación del proyecto.	71
4.1	Evaluación económica de una termoeléctrica.	71
4.2	Presentación del proyecto.	72
4.3	Definición del caso base.	73
4.3.1	Costo de inversión.	73
4.3.2	Costo de operación de la termoeléctrica.	73
4.3.3	Precio <i>spot</i> .	74
4.3.4	Nivel de contratación.	74
4.3.5	Precio del contrato.	75
4.3.6	Tasas de descuento.	75
4.4	Suposiciones.	76
4.5	Modelando.	76
4.6	Proceso de evaluación.	78
4.7	Resultados.	78
4.7.1	Caso base.	79

4.7.2	Sensibilidades sobre el costo de operación.	85
4.7.3	Sensibilidad sobre el precio de contratación.	88
4.7.4	Sensibilidad sobre la tasa de descuento.	88
4.7.5	Sensibilidad sobre la vida útil.	90
4.7.6	Sensibilidad sobre el número de series futuras del precio <i>spot</i>	92
4.8	Valor de la flexibilidad operacional.	93
5	Un segundo caso de evaluación. ¿Cómo se comportan los datos?.	96
5.1	El análisis de los datos.	96
6	Opciones reales para el caso de comercialización.	104
6.1	Introducción.	104
6.1.1	Antecedentes.	104
6.1.2	Reforma estructural de 1995.	105
6.1.3	Importancia de los comercializadores en el desarrollo competitivo de la industria.	108
6.1.4	Mercado potencial de gas natural en México y aplicación de un modelo alternativo de evaluación de proyectos de comercialización.	109
6.2	Teoría de opciones reales.	110
6.2.1	¿Qué método de evaluación de inversión debe adoptar una empresa hoy en día?.	110
6.2.2	Aspectos fundamentales de la teoría de opciones reales.	112
6.2.3	Proceso de evaluación de una opción real.	114
6.3	Aplicación de la teoría de opciones reales a un modelo de comercialización de gas natural.	116
6.3.1	Supuestos generales del modelo.	116
6.3.2	Árbol de eventos del precio y la demanda de gas natural.	119
6.4	Evaluación del modelo de comercialización y resultados.	127
6.4.1	Evaluación sin flexibilidad (Valor Presente Neto).	129
6.4.2	Evaluación con flexibilidad (opciones reales).	131
6.5	Consideraciones finales.	135
	Conclusiones.	136

Introducción.

El estado del arte en generación termoeléctrica tratado aquí está profundamente relacionado con la teoría de evaluación de opciones, ya que nuestro objetivo es evaluar una unidad térmica entendida como la industria que ejecuta la generación de energía eléctrica a través de una termoeléctrica. Para evaluar un unidad de este tipo hay que considerar su operación en cada estado y también dado un monto de inversión inicial se evalúan opciones y no obligaciones. Para ello la teoría de opciones financieras, opciones reales, mercado de electricidad y de gas natural son nuestra herramienta básica.

El objetivo principal de esta tesis es exhibir las aplicaciones de la Teoría de Opciones Reales a la generación de energía eléctrica en México. Para el caso de la generación térmica y de turbinas en donde analizamos las opciones reales de generación entendidas como contracción, expansión e interrupción de los ciclos de generación, dado que, dependiendo de la estación climatológica, es adecuado uno u otro modo de generación: en verano el ciclo de turbinas y en el resto del año el térmico impulsado por el conusmo de gas natural. Cabe resaltar que también depende de la región del país en donde se realiza la generación de electricidad puesto que en el noroeste se debe al uso de termoeléctricas, mientras que en el sureste a turbinas.

En la introducción del primer capítulo que aparece en la página 10 establecemos de manera precisa y extensa el estado del arte de la Teoría de las Opciones Financieras, de la Teoría de Opciones Reales y de la Generación Termoeléctrica.

Sólo resaltamos, de manera resumida, algunos aspectos de la Teoría de Opciones Reales y de la Generación Termoeléctrica debido a que ello ocupa de manera medular nuestra atención para cumplir con nuestros objetivos.

Por un lado, la Teoría de Opciones Reales (o TOR) es una metodología para la evaluación de activos reales, como por ejemplo proyectos de inversión, que agrega al valor las flexibilidades operacionales y generales a lo largo de la vida útil de un proyecto. Es

una extensión de la Teoría de Opciones Financieras a la valoración de activos reales, por ejemplo: plataformas, terrenos, plantas de generación termoeléctrica, transportes, personal, etc. Su característica dinámica, a diferencia de las técnicas tradicionales como el Valor Presente Neto (VPN), conducen a resultados más realistas.

Los primeros trabajos en considerar a una inversión como una opción y no una obligación, surgiría al final de la década de los setenta del siglo pasado. El valor de una reserva de recurso natural, dado que un precio de recurso era aleatorio, fue evaluada considerando que la reserva era una opción perpétua sobre los recursos extraídos (ver Tburinho, O. [To]). Cabe resaltar que la mayor parte de los trabajos sobre Opciones Reales evalúan proyectos de inversión en la industria del petróleo a nivel mundial (ver Paddock, J., Siegel, D. y Smith, J. [Pa-Si-Sm], Brennan, M. [Bre] y Dias, M. y Rocha, K. [Di-Ro]).

Una categoría importante de aplicaciones se refiere a proyectos que pueden tener una decisión de inversión prorrogada, al fin de beneficiarse de informaciones disponibles en el futuro, poseen un costo de oportunidad de inversión que debe ser evaluado. Al no incluir este costo de oportunidades en el proceso de evaluación puede llevar a decisiones de inversión incorrectas. Para McDonald, R. y Siegel, D. en [McD-Sie], consideran una opción de espera análoga a una opción americana de compra, ahí un activo objeto es un valor presente del proyecto y un precio de ejercicio es un costo de inversión.

En este contexto, una planta termoeléctrica deberá operar cuando sus costos variables sean menores de los que tiene en la reserva operacional. Esta regla simple tiene implicaciones importantes sobre una decisión inicial de inversión, por ejemplo al construir la planta. McDonald, R. y Siegel, D. en [Mc-Si], han calculado el valor de un proyecto con esta flexibilidad operacional. Una opción de abandono temporal en cada período de decisión (una opción de abandonar o *shutdown*) es análoga a una opción europea de compra, en donde el activo objeto es el flujo de caja producido y el precio de ejercicio es un costo variable de producción. En ese caso, el valor del proyecto de inversión viene dado por la suma de los valores de todas las opciones a lo largo de la vida útil de proyecto.

Una opción de abandonar un proyecto que aporta valor residual fue evaluada por Majd, S. y Myers, S. C. en [Ma-My]. Muchas veces, las decisiones de inversión son hechas de manera secuencial y en un orden determinado. Un modelo en donde una empresa invierte continuamente antes que el proyecto este completo fue desarrollado por Majd, S. y Pindyck, R. en [Ma-Pi]. Por otra parte, algunos proyectos de inversión presentan más de

una opción, y éstas pueden interactuar destruyendo o creando valor. Estas interacciones fueron estudiadas por Trigeorgis, L. en [Tri].

En cuanto a la evaluación de activos y generación de riesgos en el mercado de electricidad es importante enfatizar que al ser modificado el régimen de precios basado en contratos renovables dentro de una estructura de precios en un mercado competitivo, las empresas del sector eléctrico requieren el análisis de la volatilidad del mercado de electricidad. Es decir, las empresas deben administrar los riesgos asociados a la operación diaria (a corto plazo) y también en las operaciones de largo plazo. Básicamente hay que recurrir a las metodologías basadas en el mercado pueden ser utilizadas para el adecuado planeamiento de su capacidad de generación, evaluando las oportunidades de inversión y la conducción óptima (maximización) del valor de sus activos.

De igual manera existirá una fuente de demanda por parte de los participantes del mercado, como generadores, cargas y comercializadores, de herramientas utilizadas para la protección contra riesgos financieros (coberturas o *hedging*) y de evaluación estratégica de inversión. En Inglaterra, una de las herramientas de *hedging* más utilizadas es el Contrato por Diferencia (CFD), en donde la carga y el generador concuerdan en pagar la diferencia cuando el precio es favorable para uno y desfavorable para otro, ver Hoare, J. [Ho]. En los EUA, el mercado de futuros y opciones están siendo utilizados por los participantes de él para protegerse en contra de la alta volatilidad de los precios de electricidad. Estos contratos son normalmente negociados en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYMEX), según Johnson, B. y Sogomonian, A., Pilipovic, D. y Deng, S. en [Jo-So], [Pi] y [Deng] respectivamente.

Otro aspecto relevante para los participantes de mercado de energía eléctrica es la evaluación de activos reales. Por ejemplo, los proyectos de inversión en generación y transmisión son los casos que motivan el presente escrito. Al usar la experiencia de otras industrias en este contexto la Teoría de las Opciones Reales surge como una buena escuela para evaluar activos en un mercado caracterizado por grandes incertidumbres, ver Amram, M. y Kulatilaka. N. [Am-Ku].

Un activo de generación, por ejemplo una termoeléctrica, puede ser evaluado considerando que su operación en cada período a lo largo de su vida sea una opción sobre la diferencia entre dos activos, la electricidad y el combustible usado para transformar energía térmica en eléctrica. Una termoeléctrica solamente se opera cuando la diferencia

sea positiva, en consecuencia el valor presente de los flujos de caja futuros será la suma de los valores de las opciones de operación a lo largo de su vida útil, (ver Deng, S., Johnson B. y Sogomonian. A. [De-Jo-So], Deng, S. [Den] y Ethier, R. [Et]). Además, dentro de la operación termoeléctrica deben ser consideradas algunas restricciones operacionales que tornan al modelo más realista, permitiendo evaluaciones más consistentes acerca de los riesgos presentados en el proyecto (ver Tseng, C. y Barz, G. [Ts-Ba] y Deng, S. [Deng]).

Dadas las características del sistema eléctrico, la generación de riesgos es el gran desafío de los próximos años. Simplemente, con el aporte de herramientas usadas en el mercado financiero o en otros nuevos mercados de electricidad en el mundo resulta ser el camino más adecuado, pues el sistema mexicano es altamente dependiente de la generación de energía eléctrica basada en el consumo de gas natural. Cerca del 65% del parque de generadores es compuesto por termoeléctricas, y asimismo uno de los principales factores creadores de incertidumbre son las condiciones de extracción, generación, distribución y comercialización de gas natural. La posesión del monopolio del gas natural y la compra de faltante a los EU pueden llevar a un razonamiento en el futuro el cual elevará el precio de la electricidad. Por otro lado, los períodos unidos de compras programadas tienden a hacer reservas de las plantas, disminuyendo con ésto el precio de la electricidad, ver Melo, A. [Mel].

Existen varios mecanismos de protección a los riesgos inherentes al mercado mexicano de la energía eléctrica que están siendo estudiados. Vieira, X., Gorenstein, B., Granville, S., Pereira, M., Melo, J. y Melo, A. en [Vi-Go], mostraron que los flujos descontados solamente deben ser utilizados cuando se establece un límite (precio neto) para la variación del precio *spot*, la intención es reunir todos los flujos, aún aquellos que sean precios *spot* extremos. Varios trabajos van mostrando que contratos bilaterales entre la carga y el generador, la carga y el comercializador o el generador y el comercializador utilizados, Vieira, X. y otros [Vi-Go], Vieira, X. y otros [Vie-Fa] y Pereira, M. [Pe]. Las plantas termoeléctricas pudieran compartir los riesgos tecnológicos a través del Mecanismo de Recolocación de Energía, que tiene la finalidad de administrar los riesgos del consumo de gas natural enfrentados por sus participantes a través de la colocación de los volúmenes de energía, (ver Coopers & Lybrand. [Co], Melo, A. [Mel], Pereira, M. [Pe] y Vieira, X. y otros autores [Vie-Pe]).

Otro arreglo bajo el esquema de compartir riesgos entre una termoeléctrica y una

hidroeléctrica, fue aquél propuesto por [Mel], en donde una hidroeléctrica concuerda en pagar los costos fijos más los costos variables de una central termoeléctrica en retornos de su energía en los períodos en donde el valor del agua y/o gas natural es elevado. El uso de mercado de derivados para protección contra los riesgos, es una área que merece estudios más detallados, pues la intención de las autoridades es crear un mercado futuro de electricidad en México. En cuanto estos contratos pudieron ser negociados fuera de la bolsa, así como los tipos de reglamentaciones con las que hay que contar.

La evaluación de activos en el mercado mexicano de electricidad se concentra, al principio, en activos de generación de electricidad como centrales termoeléctricas o centrales hidroeléctricas, pues estos activos están bajo la responsabilidad del Estado. La transmisión —en este momento— tiene menor importancia, excepto algunos trechos que están siendo cedidos a la inversión privada. Algunos servicios auxiliares, por ejemplo, el soporte de potencia relativa, necesita ser evaluado también.

Aunque existen pocos materiales publicados, algunos presentan discusiones y comparaciones con modelos extranjeros basados en Teoría de Opciones Reales, [Ca-Te-Me]. Otros proponen métodos de simulación basados en estimaciones de los flujos de caja futuros y su valor presente neto, ver Melo, A. y otros [Me-Go], Melo, A. [Mel], Pinto, P. y otros [Pin-Fa] y Vieira, X. y otros [Vie-Fa].

En el capítulo 2 se presenta el mercado de la electricidad mexicano. Su estructura física y financiera será discutida.

La teoría necesaria para el desarrollo del objetivo central del trabajo será abordado en el (Capítulo 3). La teoría de opciones es una herramienta muy utilizada para la evaluación de activos reales por lo que será delineada. La flexibilidad operacional de una planta será modelada a través de opciones de suspender temporalmente la operación. Ahí son presentados varios métodos para la evaluación de opciones: los Análisis Directos de Contingencias, la Programación Dinámica y la Simulación de Monte Carlo.

En el Capítulo 4, la evaluación económica de una termoeléctrica que consume gas natural será hecha utilizando la Teoría de Opciones Reales. Se estudian también diversos análisis de sensibilidad relacionados con las variables del problema. Otro aspecto importante para tratar es el valor de la opción que apoya la flexibilidad.

En el Capítulo 5 realizamos un análisis estadístico de los datos de series de precios de una termoeléctrica para establecer las peculiaridades de ellos y el planteamiento de

modelos estadísticos adecuados. Ahí hemos concluido que existe una dinámica interesante, pero complicada entre los precios bajos y altos para el gas natural, y en consecuencia, para la electricidad. Existen fuertes dependencias de los precios de ambos recursos y este análisis nos permite establecer una estrategia para abordar las opciones reales de comercialización que son tratadas en el Capítulo 6.

Finalmente, en el último capítulo tratamos mediante la Teoría de Opciones Reales un grupo de opciones para el caso del proceso de comercialización de la energía eléctrica asociado al consumo de gas natural para el caso de la generación de ésta mediante procesos térmicos. En él obtenemos la evaluación con flexibilidad (opciones reales) de un proyecto de comercialización. Las opciones consideradas son las siguientes:

1.- Ajuste mensual en los pedidos de gas y nominaciones en el SNG.

Dado que existe la opción de hacer pedidos de gas y nominaciones (ofertas) en el SNG de forma mensual, en donde se pueden presentar retrasos, y por lo tanto, insuficientes insumos para producir electricidad en las termoeléctricas en el noroeste del país, entonces existen penalizaciones en función de los desbalances en que podría incurrir el comercializador. Todo ello se deriva de una planificación posiblemente eficaz pero sobre todo de una realidad cambiante y aleatoria en los volúmenes exactos de la demanda de electricidad, en otras palabras, existen incertidumbres derivadas del pedido y la nominación que éste optaría de manera mensual. Esta opción cubre el riesgo para que el comercializador al observar un cambio en el nivel de volumen de venta, éste ajustará sus requerimientos de gas y de servicios de transporte en el período siguiente.

En el caso calculado para las penalizaciones de venta de primera mano da como resultado una penalización de \$35,038 dólares.

2.- Ajuste anual en la reserva de capacidad.

Otra decisión importante en este contexto es la de ajuste de la reserva de capacidad anual, ésta se introdujo en el modelo mediante la optimización de dicha reserva en función de los posibles niveles de demanda de cada año. Dicha optimización se efectuó en los períodos donde el comercializador requiere hacer la reserva de capacidad de cada año. Ahí se utilizó una muestra de la capacidad óptima y la

información sobre los ingresos esperados en cada uno de los nodos dado ese nivel de reserva de capacidad óptimo.

Se debe señalar que entre cada uno de estos períodos prevalece el procedimiento recursivo de evaluación, lo que garantiza que el proceso de evaluación acumula el valor de los ingresos. Ello lo demuestra el hecho de que en los períodos señalados, y ahí, finalmente se observa un nivel acumulado de ingresos.

3.- Abandono al vencimiento del contrato de transporte.

En cuanto a la decisión de abandonar el proceso de comercialización y concederlo a terceros establecemos el valor para la opción de abandono que se ha de ejercer únicamente al final de cada año. Esto en virtud de que la vigencia mínima de los contratos de transporte en el SNG es anual. Esta opción se evalúa al final de cada período anual en función de los flujos esperados del proyecto en los próximos 12 meses. Para evaluar esta opción, el valor del proyecto en los períodos 12, 24, 36, y 48 se condiciona a que los beneficios esperados en el resto de los períodos, más el precio de ejercicio de la opción (equivalente a 30 días de la reserva de capacidad) sean mayores a las pérdidas del comercializador. De otro modo, el comercializador ejerce la opción y sale del mercado.

Ahí la conclusión, es que al considerar la incorporación de las tres opciones descritas, entonces el proyecto resulta rentable con un valor de \$2,770,834 dólares. Dicho monto, comparado con el resultado obtenido en el caso de la evaluación sin flexibilidad, nos indica que la evaluación con flexibilidad tiene un valor de \$4,174,279 dólares. Esta notable diferencia de \$1,403,445 dólares es lo que comúnmente se denomina el valor de la *flexibilidad* considerada por estas tres opciones reales. Ello induce a pensar que se puede incurrir en costos de oportunidad y desechar proyectos realmente interesantes si únicamente son evaluados mediante las técnicas tradicionales como el Valor Presente Neto o criterios similares.

Parte I
Preliminares.

Capítulo 1

Preliminares de la teoría matemática de las finanzas.

1.1 Estado del arte.

En cuanto al estado del arte, el tema tratado aquí está profundamente relacionado con la teoría de evaluación de opciones, ya que la intención es evaluar una unidad térmica¹ de generación de electricidad, considerando su operación en cada estado y también dado un monto de inversión inicial se evalúan opciones y no obligaciones. Asimismo, es importante discutir la Teoría de Opciones Financieras antes de entrar a la evaluación usando Opciones Reales. Por lo que se hace referencia a los trabajos en las áreas de opciones financieras, opciones reales, mercado de electricidad y de gas natural.

1.1.1 Teoría de opciones financieras.

La Teoría de Opciones Financieras ha tenido un desarrollo teórico partiendo del trabajo presentado en Black, F. y Scholes, M. [Bl-Sc], ahí se desarrolló una fórmula analítica para la evaluación de una opción de compra europea. La contribución de este trabajo, radica

¹Entiéndase por térmica a la generación de energía eléctrica a través de una Termoeléctrica.

en el tratamiento de la metodología. A través de la construcción de una cartera dinámica e independiente de preferencias según el riesgo a adoptar por el propio inversionista, ello permite utilizar una tasa de descuento libre de riesgo para descontar las remuneraciones futuras de la opción.

Posteriormente, en Merton, R. [Mer] algunos conceptos presentados por Black y Scholes fueron generalizados. Por ejemplo, una opción europea de compra cuyo activo subyacente pagaba dividendos fue evaluada mostrando que una opción de compra americana sobre un activo subyacente, que no paga dividendos, tiene el mismo valor que una opción europea de compra sobre un mismo activo subyacente, o sea, no es óptimo ejercer de manera anticipada una opción americana de compra cuando el activo subyacente no paga dividendos.

Sin embargo, la teoría del arbitraje establece que una opción europea puede ser evaluada usando una expectativa de remuneración terminal de opción relativa a una medida de probabilidad neutral al riesgo (ver Cox, J. y Ross, S. [Co-Ro]). Esta conclusión ha sido utilizada en Boyle, P. [Bo] para evaluar una opción europea mediante técnicas de Simulación Monte Carlo (SMC). Las principales ventajas del Método Monte Carlo sobre otros métodos numéricos es la posibilidad de obtener una estimación del error que resulta independiente de la dimensión del problema. Por otra parte, otra ventaja es que el error es inversamente proporcional al tamaño de la muestra, o sea que las mejores estimaciones requieren mayores muestras y, en consecuencia, un mayor esfuerzo computacional. En Boyle, P. [Bo], también fueron utilizadas algunas técnicas para mejorar la precisión de esas estimaciones. Estas técnicas son conocidas como técnicas de reducción de varianza (ver Hammershey, J. M. y Handscomb, D. C. [Ha-Ha]).

Hasta el final de la década de los ochenta del siglo pasado, pocos trabajos utilizaron SMC para evaluar opciones, ya que los otros métodos numéricos como los árboles binomiales (ver Cox, J., Ross, S. y Rubinstein, M. [Co-Ro-Ru]), árboles trinomiales (ver Chewhow, L. y Strickhand, C. [Che-Stri]) y los métodos de diferencias finitas (ver Brennan, M. y Schwartz, E. [Bre-Sch]) mostraron ser superiores en precisión pero no eficientes computacionalmente. SMC permite evaluar los escenarios de una opción. De hecho, fue propuesto como modelo para evaluar a una opción con volatilidad estocástica por su eficiencia y precisión (ver Hull, J. C. y White, A. [Hu-Whi]). En este modelo, el precio del activo y su volatilidad son estocásticos, volviendo su formulación analítica bastante compleja, por lo que resultaba menos costoso la SMC y, por lo tanto, más atractivo. Las

técnicas de reducción de la varianza son nuestra alternativa más razonable a ser usadas y conducirán a resultados relativamente precisos.

La década de los noventa del siglo pasado pudo ser considerada como el período de consolidación de la SMC como herramienta para la evaluación de opciones. Muchos trabajos sugieren y muestran como evaluar opciones europeas más complejas que las simples opciones de compra y venta. Otras técnicas de reducción de la varianza fueron utilizadas y mostraron ser bastante útiles en problemas financieros. Una excelente revisión de los principales trabajos ha sido presentada por Boyle, P., Broadie, M. y Glasserman, P. en [Bo-Bro-Gla].

En la mayoría de los trabajos sobre SMC en finanzas se evalúan opciones europeas, o sea, opciones que únicamente pueden ser ejercidas hasta la fecha del vencimiento. Mientras que las opciones americanas —que pueden ser ejercidas en cualquier momento antes del vencimiento—, poseen características de procesos evaluados en retroceso dado que son modelados a través de ecuaciones diferenciales parciales parabólicas.

El primer trabajo serio en donde se ha usado Simulación Monte Carlo para evaluación de opciones americanas contaba, con un algoritmo que aglomeraba un espacio de estados del precio del activo objeto en cada período de tiempo en grupos preestablecidos, ver Tilley, J. [Ti]. Obtenidos los grupos, se calculaba la probabilidad de transición de cada uno de ellos en un período, para cada uno de los dos grupos en períodos consecutivos. Asimismo, un árbol simulaba el proceso obtenido a partir de un algoritmo basado en programación dinámica estocástica que servía para evaluar en cada período a una ecuación de Bellman, es decir, tomar la decisión en cada período si se ha de ejercer una opción o esperar hasta el próximo período. El principal problema con este algoritmo era su dependencia sobre la dimensión del problema.

Una modificación, en el algoritmo citado en el párrafo anterior, fue sugerida por Barraquand, J. y Martineau D. en [Ba-Ma]. Pero en lugar de aglomerar el espacio de estados del precio de activo objeto, se agrupó al espacio de estados de remuneración de opción en cada período de tiempo. Este algoritmo fue conocido como Estratificación de Espacio de Estado de Remuneración de la Opción. Con este cambio, fue posible eliminar una dependencia de la dimensión que el algoritmo de Tilley, J. que aparece en [Ti], sin embargo algunos problemas aún permanecían, como el número ideal de grupos a ser utilizados en cada período del tiempo.

En los últimos años, han aparecido muchos trabajos en la literatura de finanzas sobre evaluación de opciones americanas usando SMC. Boyle, P., Broadie, M. y Glasserman, P. en [Bo-Bro-Gla], fue utilizado un modelo de simulación mediante árboles para el precio del activo objeto. También, se ha demostrado que no existen estimadores inseguros para evaluar un opción americana usando SMC. Para resolver este problema fueron propuestos dos estimadores consistentes que forman un intervalo de confianza para el precio de la opción.

Un algoritmo compuesto por dos fases fue propuesto por García, D. en [Ga]. En la primera fase, una política óptima de inversión ha sido calculada mediante técnicas clásicas de optimización. En la segunda fase, el valor de la opción americana ha sido estimado utilizando SMC, ya que el momento óptimo de inversión y la política óptima ya habían sido estimadas en la fase anterior. De igual modo que lo hacen Broadie, M. y Glasserman P. en [Bro-Gla], se calcula un intervalo de confianza para el precio de la opción mediante el uso de dos estimadores consistentes.

De una u otra manera, evaluar a una opción americana usando SMC ha sido descrita a detalle por Ibáñez A. y Zapatero, F. en [Ib-Za]. Este trabajo, ha sido empleado por contar con un algoritmo computacionalmente eficiente, puesto que calcula una política óptima de inversión, considerándola como un punto fijo en el algoritmo de programación dinámica.

1.2 Teoría de opciones reales.

La Teoría de Opciones Reales (o TOR) es una metodología para la evaluación de activos reales, como por ejemplo proyectos de inversión, que agrega al valor las flexibilidades operacionales y generales a lo largo de la vida útil de un proyecto. Su característica dinámica, a diferencia de las técnicas tradicionales como el Valor Presente Neto (VPN), conducen a resultados más realistas.

Los primeros trabajos en considerar a una inversión como una opción y no una obligación, surgiría al final de la década de los setenta del siglo pasado. El valor de una reserva de recurso natural, dado que un precio de recurso era aleatorio, fue evaluada considerando que la reserva era una opción perpétua sobre los recursos extraídos (ver Tourinho, O. [To]).

La mayor parte de los trabajos sobre Opciones Reales evalúan proyectos de inversión en la industria del petróleo a nivel mundial (ver Paddock, J., Siegel, D. y Smith, J. [Pa-Si-Sm], Brennan, M. [Bre] y Dias, M. y Rocha, K. [Di-Ro]).

Los proyectos que pueden tener una decisión de inversión prorrogada, al fin de beneficiarse de informaciones disponibles en el futuro, poseen un costo de oportunidad de inversión que debe ser evaluado. Al no incluir este costo de oportunidades en el proceso de evaluación puede llevar a decisiones de inversión incorrectas. Para McDonald, R. y Siegel, D. en [McD-Sie], consideran una opción de espera análoga a una opción americana de compra, ahí un activo objeto es un valor presente del proyecto y un precio de ejercicio es un costo de inversión.

De acuerdo con la teoría microeconómica, una fábrica solamente deberá operar cuando sus costos variables fueran menores de los que tiene en la reserva operacional. Esta regla simple tiene complicaciones importantes sobre una decisión inicial de inversión, por ejemplo al construir una fábrica. McDonald, R. y Siegel, D. en [Mc-Si], han calculado el valor de un proyecto con esta flexibilidad operacional. Una opción de abandono temporal en cada período de decisión (una opción de abandonar o *shutdown*) es análoga a una opción europea de compra, en donde el activo objeto es el flujo de caja producido y el precio de ejercicio es un costo variable de producción. En ese caso, el valor del proyecto de inversión viene dado por la suma de los valores de todas las opciones a lo largo de la vida útil de proyecto.

Una opción de abandonar un proyecto que aporta valor residual fue evaluada por Majd, S. y Myers, S. C. en [Ma-My]. Muchas veces, las decisiones de inversión son hechas de manera secuencial y en un orden determinado. Un modelo en donde una empresa invierte continuamente antes que el proyecto este completo fue desarrollado por Majd, S. y Pindyck, R. en [Ma-Pi]. Por otra parte, algunos proyectos de inversión presentan mas de una opción, y éstas pueden interactuar destruyendo o creando valor. Estas interacciones fueron estudiadas por Trigeorgis, L. en [Tri].

Un apartado general y bastante didáctico de todos los desarrollos en la Teoría de Opciones Reales en tiempo continuo ha sido presentada por Dixit, A. y Pindyck. R. en [Di-Pi]. Por otra parte, algunos modelos en tiempo discreto pueden ser encontrados por Trigeorgis en [Trig]. Otras tres colecciones de artículos sobre Opciones Reales, con desarrollos teóricos y prácticos han sido tratadas por Brennan, M. y Trigeorgis L., Lund,

D. y Oksendal, B. y Trigeorgis, L. en [Bre-Tri], [Lu-Ok] y [Trige], respectivamente.

1.3 Evaluación de activos y generación de riesgos en el mercado de electricidad.

Al ser modificado el régimen de precios basado en contratos renovables dentro de una estructura de precios en un mercado competitivo, las empresas del sector eléctrico requieren el análisis de la volatilidad del mercado de electricidad. En este nuevo ambiente, las empresas deben administrar los riesgos asociados a la operación diaria (i.e. a corto plazo) y también en las operaciones de largo plazo. Muchas metodologías basadas en el mercado pueden ser utilizadas para el adecuado planeamiento de su capacidad de generación, evaluando las oportunidades de inversión y la conducción óptima (maximización) del valor de sus activos.

De igual manera existirá una fuente de demanda por parte de los participantes del mercado, como generadores, cargas y comercializadores, de herramientas utilizadas para la protección contra riesgos financieros (coberturas o *hedging*) y de evaluación estratégica de inversión. En Inglaterra, una de las herramientas de *hedging* más utilizadas es el Contrato por Diferencia (CFD), en donde la carga y el generador concuerdan en pagar la diferencia cuando el precio es favorable para uno y desfavorable para otro, ver Hoare, J. [Ho]. En los EUA, el mercado de futuros y opciones están siendo utilizados por los participantes de él para protegerse en contra de la alta volatilidad de los precios de electricidad. Estos contratos son normalmente negociados en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYMEX), según Johnson, B. y Sogomonian, A., Pilipovic, D. y Deng, S. en [Jo-So], [Pi] y [Deng] respectivamente.

Otro aspecto relevante para los participantes de mercado de energía eléctrica es la evaluación de activos reales. Por ejemplo, los proyectos de inversión en generación y transmisión son los casos que motivan el presente escrito. Al usar la experiencia de otras industrias en este contexto la Teoría de las Opciones Reales surge como una buena escuela para evaluar activos en un mercado caracterizado por grandes incertidumbres, ver Amram, M. y Kulatilaka. N. [Am-Ku].

Un activo de generación, por ejemplo una termoelectrónica, puede ser evaluado con-

siderando que su operación en cada período a lo largo de su vida sea una opción sobre la diferencia entre dos activos, la electricidad y el combustible usado para transformar energía térmica en eléctrica. Una termoelectrica solamente se opera cuando la diferencia sea positiva, en consecuencia el valor presente de los flujos de caja futuros será la suma de los valores de las opciones de operación a lo largo de su vida útil, (ver Deng, S., Johnson B. y Sogomonian. A. [De-Jo-So], Deng, S. [Den] y Ethier, R. [Et]). Además, dentro de la operación termoelectrica deben ser consideradas algunas restricciones operacionales que tornan al modelo más realista, permitiendo evaluaciones más consistentes acerca de los riesgos presentados en el proyecto (ver Tseng, C. y Barz, G. [Ts-Ba] y Deng, S. [Deng]).

Dadas las características del sistema eléctrico, la generación de riesgos es el gran desafío de los próximos años. Simplemente, con el aporte de herramientas usadas en el mercado financiero o en otros nuevos mercados de electricidad en el mundo resulta ser el camino más adecuado, pues el sistema mexicano es altamente dependiente de la generación de energía eléctrica basada en el consumo de gas natural. Cerca del 65% del parque de generadores es compuesto por termoelectricas, y asimismo uno de los principales factores creadores de incertidumbre son las condiciones de extracción, generación, distribución y comercialización de gas natural. La posesión del monopolio del gas natural y la compra de faltante a los EU pueden llevar a un razonamiento en el futuro el cual elevará el precio de la electricidad. Por otro lado, los períodos unidos de compras programadas tienden a hacer reservas de las plantas, disminuyendo con ésto el precio de la electricidad.

Existen varios mecanismos de protección a los riesgos inherentes al mercado mexicano de la energía eléctrica que están siendo estudiados. Vieira, X., Gorenstein, B., Granville, S., Pereira, M., Melo, J. y Melo, A. en [Vi-Go], mostraron que los flujos descontados solamente deben ser utilizados cuando se establece un límite (precio neto) para la variación del precio *spot*, la intención es reunir todos los flujos, aún aquellos que sean precios *spot* extremos. Varios trabajos van mostrando que contratos bilaterales entre la carga y el generador, la carga y el comercializador o el generador y el comercializador utilizados, Vieira, X. y otros [Vi-Go], Vieira, X. y otros [Vie-Fa] y Pereira, M. [Pe]. Las plantas termoelectricas pudieran compartir los riesgos tecnológicos a través del Mecanismo de Recolocación de Energía, que tiene la finalidad de administrar los riesgos del consumo de gas natural enfrentados por sus participantes a través de la colocación de los volúmenes de energía, (ver Vieira, X. y otros autores [Viei-Pe]).

Otro arreglo bajo el esquema de compartir riesgos entre una termoeléctrica y una hidroeléctrica, fue aquél propuesto por Melo, A. [Mel], en donde una hidroeléctrica concuerda en pagar los costos fijos más los costos variables de una central termoeléctrica en retornos de su energía en los períodos en donde el valor del agua y/o gas natural es elevado. El uso de mercado de derivados para protección contra los riesgos, es una área que merece estudios más detallados, pues la intención de las autoridades es crear un mercado futuro de electricidad en México. En cuanto estos contratos pudieron ser negociados fuera de la bolsa, así como los tipos de reglamentaciones con las que hay que contar.

La evaluación de activos en el mercado mexicano de electricidad se concentra, al principio, en activos de generación de electricidad como centrales termoeléctricas o centrales hidroeléctricas, pues estos activos están bajo la responsabilidad del Estado. La transmisión —en este momento— tiene menor importancia, excepto algunos trechos que están siendo cedidos a la inversión privada. Algunos servicios auxiliares, por ejemplo, el soporte de potencia relativa, necesita ser evaluado también.

Aunque existen pocos materiales publicados, algunos presentan discusiones y comparaciones con modelos extranjeros basados en Teoría de Opciones Reales, [Ca-Te-Me]. Otros proponen métodos de simulación basados en estimaciones de los flujos de caja futuros y su valor presente neto, ver Melo, A. y otros [Me-Go], Melo, A. [Mel], Pinto, P. y otros [Pin-Fa] y Vieira, X. y otros [Vie-Fa].

1.4 Estructura de la memoria de tesis.

En el Capítulo 2 se presenta el mercado de la electricidad mexicano. Su estructura física y financiera será discutida.

La teoría necesaria para el desarrollo del objetivo central del trabajo será abordado en el Capítulo 3. La teoría de opciones es una herramienta muy utilizada para la evaluación de activos reales por lo que será delineada. La flexibilidad operacional de una planta será modelada a través de opciones de suspender temporalmente la operación. La decisión de invertir en un proyecto será modelada usando la opción de diferir. Por otro lado, diversos métodos para la evaluación de opciones serán presentados, entre otros: los Análisis Derechos Contingentes, la Programación Dinámica y la Simulación de Monte Carlo.

En el Capítulo 4, la evaluación económica de una termoeléctrica a gas natural en el sector eléctrico será hecha utilizando la Teoría de Opciones Reales. Se estudian también diversos análisis de sensibilidad relacionados con las variables del problema. Otro aspecto importante para tratar es el valor de la opción que apoya la flexibilidad.

En el Capítulo 5 realizamos un análisis estadístico de los datos de series de precios de una termoeléctrica para establecer las peculiaridades de ellos y el planteamiento de modelos estadísticos adecuados. Ahí hemos concluido que existe una dinámica interesante, pero complicada entre los precios bajos y altos para el gas natural, y en consecuencia, para la electricidad. Existen fuertes dependencias de los precios de ambos recursos y este análisis nos permite establecer una estrategia para abordar las opciones reales de comercialización que son tratadas en el Capítulo 6.

Finalmente, en el Capítulo 6 tratamos mediante la Teoría de Opciones Reales un grupo de opciones para el caso del proceso de comercialización de la energía eléctrica asociado al consumo de gas natural para el caso de la generación de ésta mediante procesos térmicos. En él obtenemos la evaluación con flexibilidad (opciones reales) de un proyecto de comercialización.

Finalmente, en el último Capítulo serán dadas las conclusiones del trabajo e indicaciones de posibles trabajos futuros.

Capítulo 2

El mercado de la electricidad en México.

2.1 Introducción.

El sector de energía eléctrica en México debería plantear y analizar un escenario de posible reestructuración profunda cuyo principal objetivo es introducir la competencia en la generación para, garantizar la continuidad del abasto y atraer capital privado a través de la transferencia de activos de generación y distribución para la iniciativa privada. Además de eso, el mercado competitivo deberá atraer nuevas investigaciones, principalmente en la construcción de plantas generadoras de electricidad, aumentando la capacidad de generación instalada en el país. Asimismo, la oferta de electricidad podrá acompañar a la demanda creciente de los últimos años y regularizar los actuales niveles de déficit del sistema.

La generación termoeléctrica casi seguramente ha de permanecer como fuente dominante de potencia eléctrica, pero también se espera un aumento en la participación de generación alternativa (hidrológica, eólica, cogeneración, etc.) en la matriz energética. En la actualidad la generación termoeléctrica depende de la disponibilidad de gas natural a través de los gasoductos existentes a lo largo del país, de los desarrollos y avances

tecnológicos en la construcción de plantas termoeléctricas usando turbinas a gas/ciclo combinado. Por otra parte, las plantas termoeléctricas son una alternativa de aumento de la oferta durante la transición para el mercado competitivo, minimizando con ello los riesgos de déficit en este período.

El caso mexicano es bastante diferente de países en donde centrales hidroeléctricas son dominantes, ya que el sistema es termoeléctrico¹, caracterizado por grandes reservas con capacidad de regulación plurianual, estructurada en centros de distribución en varios puntos geográficos (ver Melo, A. [Mel]). Se puede separar el problema de generación térmica del termoeléctrico. Aquí una termoeléctrica será suministrada a partir del precio *spot* de la electricidad al mayoreo en lugar de por su costo operativo, en donde el precio *spot* es calculado a través de la solución de un problema de optimización. En sistemas de base térmica, como los de los EUA, el precio *spot* que optimiza el sistema es dado por el equilibrio entre la oferta competitiva de energía en el mercado y la demanda.

Este capítulo está estructurado de la siguiente manera: la sección 2.2 discute el modelo organizacional y los principales agentes; la sección 2.3 discute la formación y algunas características del precio *spot* de energía eléctrica; la sección 2.4 discute algunas cuestiones sobre generación de riesgos enfrentado por las empresas en el nuevo modelo; la sección 2.5 habla un poco sobre los tipos de generadores de energía eléctrica existentes y sus características; las secciones 2.6 y 2.7 discuten cuestiones actuales sobre el mercado de gas natural y los incentivos dados por el gobierno para los proyectos de implantación de plantas termoeléctricas.

2.2 La nueva estructura.

La nueva estructura del sector eléctrico estaría basada en la introducción de las concertaciones estatales y privadas en las actividades de producción y comercialización de la energía. Ya el incentivo para la desregulación de las concesionarias a través de la separación de las actividades de generación, distribución, transmisión y comercialización de energía. Los activos de transmisión y distribución son asumidos como monopolios

¹Más del 60% de la capacidad instalada en el país es de origen termoeléctrico a diferencia del caso de Brasil en que la proporción es del 90% hidráulico.

naturales que fijan los precios mediante regulaciones. Si los activos de generación y distribución estuvieran siendo privatizados mientras que los de transmisión, al principio, son supuestos que permanecen en las manos de los gobiernos federal y estatal.

La nueva estructura abriría espacio para la presencia de la empresa comercializadora de energía eléctrica. Esta empresa, cuyo funcionamiento tiene que pasar por la aprobación del órgano regulador, normalmente no posee activos de generación o transmisión, simplemente sirve como intermediaria para los contratos de compra y venta de electricidad.

Otras entidades surgirán para garantizar el éxito de la nueva estructura organizacional del sector eléctrico. Estas entidades tendrían funciones bien definidas y trabajarían con objetivos comunes de mejor atención al consumidor (a través de la calidad, desarrollos tecnológicos y consecuente disminución de los costos), garantizar la expansión del sector eléctrico y aumentar la competitividad del país. Los principales son:

- Comisión Federal de Electricidad. (C.F.E.)
- Compañía de Luz y Fuerza del Centro.
- Comité Coordinador del Planeamiento de la Expansión de los Sistemas Eléctricos (C.C.P.E.)- es un órgano ligado a la Secretaría de Energía, cuya principal atribución es coordinar la elaboración del planteamiento indicativo de la expansión de la generación
- Secretaría de Energía (S.E.N.E.R.), que es la responsable de la formación del precio a la vista de la energía eléctrica en el mercado (precio *spot*) y su comercialización.
- Organismo Nacional de Distribución de Energía (ligado a la SENER)- responsable del despacho y optimización del sistema, además de establecer y registrar los pedidos de transmisión.

2.2.1 Secretaría de energía.

Uno de los principales marcos de la reestructuración del sector eléctrico debe ser regulado por la Secretaría de Energía (SENER). Debería ser el encargado natural de hacer subsistir al sistema de precios reglamentados de generación y a los contratos renovables de

suministro, a través de la competencia en los segmentos de producción y comercialización de energía eléctrica.

Hasta el momento debería ser el órgano rector que permita establecer el marco regulatorio para la creación del Mercado Nacional de Energía Eléctrica, en donde los productores, comercializadores y grandes consumidores podrán realizar actividades de compra y venta de energía eléctrica. Esas actividades podrían ser generadas a través de contratos bilaterales y contratos a corto plazo regulados por acuerdo de Mercado. Además, sería el responsable de la contabilización y liquidación de la energía contratada.

Podrían participar del Mercado de Energía Eléctrica, aquéllos que se cumplan las siguientes reglas:

- todos los generadores con capacidad instalada por encima de los $50MW$;
- todas las distribuidoras con carga anual superior a los $500MWh$.

Las distribuidoras con carga anual entre $100 - 500MWh$ y los grandes consumidores con demanda por encima de los $10MW$ podrán optar por integrarse al mercado.

El mercado establecerá el precio a la vista (precio *spot*) de la energía eléctrica. En condiciones normales, este precio sería generado por el costo marginal a corto plazo, su cálculo pasaría por la optimización del sistema. Este sistema de precios difiere de aquél practicado en los Estados Unidos e Inglaterra, en donde la oferta competitiva entre los generadores establece el precio en el mercado a la vista. Los precios serán calculados para cada uno de los submercados (de inicio los pequeños y los grandes consumidores) del sistema integrado, un día antes del suministro. Además, las restricciones de transmisión entre los submercados serán tomadas en cuenta para la formación del precio.

El precio del mercado también deberá reflejar los encargos por capacidad. Estos encargos son pagados de forma que al cobrar los costos fijos de manutención y operación de aquellos generadores solicitados para mantener el nivel de confiabilidad del sistema. Solamente recibirán los encargos por capacidad aquellos generadores que se declaren disponibles en el día anterior.

2.2.2 Operador nacional del sistema eléctrico.

El operador nacional del sistema eléctrico podría ser el órgano encargado de promover la optimización de la operación de la energía eléctrica. Optimizando todos los recursos para alcanzar el menor costo para el sistema, observando los patrones técnicos y los criterios de confiabilidad. Sería también el responsable de garantizar a todos los agentes del sector eléctrico acceso a redes de transmisión sin discriminaciones de ningún tipo. La optimización se dará dentro de programas diarios, semanales y mensuales que reflejen las características del gas natural, hidrológicas y eléctricas, necesitando para esto informaciones técnicas precisas. Los generadores deberán fortalecer a la S.E.N.E.R. con información sobre los niveles de uso del gas natural y las reservas, compras a EU y disponibilidad del combustible. Finalmente, los generadores termoeléctricos también deberían precisar información sobre la disponibilidad de sus máquinas, eficiencia técnica y costo operacional. Así como:

- planificación operacional de la generación y transmisión en horizontes de tiempo de hasta cinco años;
- cobranza de tarifa por el uso de la red de transmisión;
- remuneración de los prestadores de servicios de transmisión.

Con todas estas condiciones la S.E.N.E.R. crearía las condiciones para que los nuevos proyectos de transmisión sean licitados, además de permitir que los activos de transmisión existentes sean privatizados en el futuro, manteniendo para sí la responsabilidad de la operación del sistema.

2.3 Precio *spot* de la electricidad.

En México, el mercado será el responsable por el cálculo del precio *spot* de electricidad. Para esto, las herramientas computacionales de suministro serán usadas durante el proceso de optimización del sistema. El precio *spot* será calculado para cuatro submercados (sur, suroeste, norte y noroeste) definidos por restricciones de transmisión.

El precio reflejará el costo marginal del sistema, obtenido a partir de modelos de optimización, (ver Melo, A. [Me], Pereira, M. [Pe] y Vieira, X. y otros [Vie-Pe]). Este llevará en contra los costos de generación de las plantas térmicas y el costo de racionamiento del sistema, (ver Vieira, X. y otros [Vie-Fa]). El precio será calculado con un día de anticipación y estará basado en los datos declarados de disponibilidad y costos operacionales.

En muchos países en donde el sector de energía eléctrica ha sido reestructurado, determinar el precio a la vista de la electricidad pasa por el análisis del costo marginal a corto plazo. Al utilizar este método en sistemas en donde predomina la generación de energía hidráulica, se presenta una dificultad adicional ya que la variabilidad de las condiciones hidrológicas y las existencias de las reservas en los embalses posee una incertidumbre alta pero estacional. Aún también para el caso en donde predomina la generación térmica este método ofrece ventajas considerables en el cálculo.

Debido a las características del sistema mexicano y las distintas decisiones a ser tomadas en los diversos horizontes el planteamiento de la operación, es dividido en cuatro etapas, conforme es ilustrado en la Figura 2.1. Esta figura también presenta los principales modelos electro-energéticos desarrollados por el mercado y la S.E.N.E.R.

Estos sistemas computacionales son desarrollados en dirección contraria a aquellos estudios con características importantes de la operación de sistemas termoeléctricos, tales como:

- *acoplamiento con el comportamiento del combustible* (gas natural)- la operación de una planta termoeléctrica depende del uso futuro del gas natural, su disponibilidad y valor;
- *variables estocásticas*- las fuentes de incertidumbre financieras y tecnológicas, la oferta y la demanda por electricidad son variables aleatorias.

Para estudios en el largo plazo, como aquél que será realizado en el Capítulo 4, el precio *spot* puede ser obtenido a través del sistema de información de evaluación de precios de SENER. Este modelo determina la estrategia óptima de operación a largo plazo, con representación agregada del parque termoeléctrico y cálculo de la política óptima del sistema interrelacionado, representada por las funciones de costo futuro descontado. Además, considerando el costo esperado de operación de un mes cualquiera, antes o al final del horizonte de planteamiento.

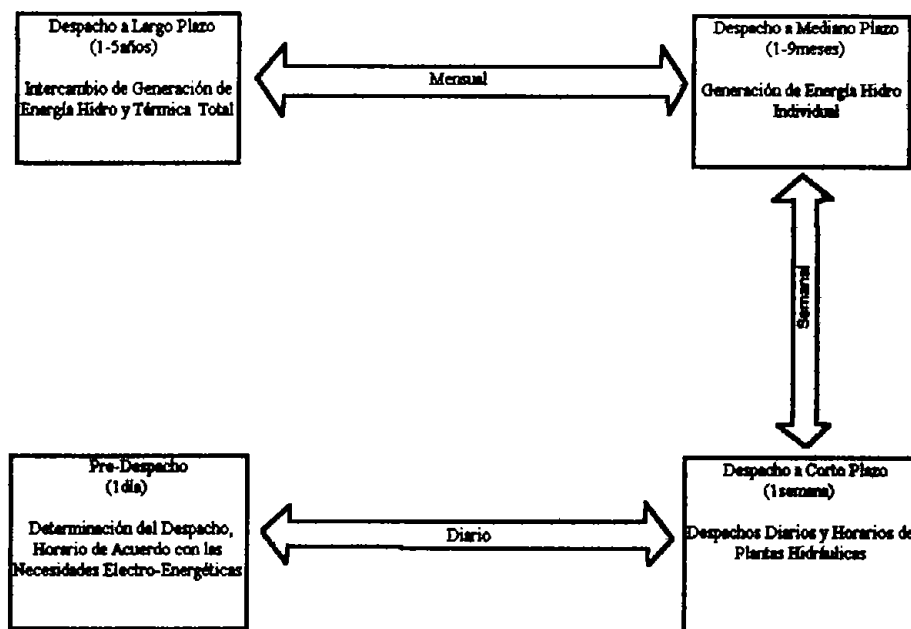


Figura 2.1: Modelo de optimización del despacho termoeléctrico.

Normalmente, los sistemas de base térmica son proyectados para asegurar la oferta de energía sobre condiciones estables de distribución de combustibles. Como consecuencia, una mayor parte del tiempo existen dependencias profundas entre la generación eléctrica y los procesos de extracción, producción y distribución de gas natural. En caso que el gas natural suba de precio entonces podría ocurrir que subiera el precio de la energía eléctrica. Debido a la capacidad de almacenamiento de las reservas de gas natural, a la falta de explotación del recurso en México y a la imposibilidad prácticamente del almacenamiento de la electricidad en los períodos de bajo costo, que ocurren usualmente en lapsos breves de tiempo, separados por períodos de alto costo, causados por la falta del combustible, como es mostrado en la Figura 2.2. Debe ser considerado un horizonte de planificación del sistema que parta de cero y hasta los 36 ó 56 meses.

El mercado refleja el equilibrio dinámico entre la oferta y la demanda de la electricidad. La previsión de este precio es difícil debido a las incertidumbres en los flujos futuros y

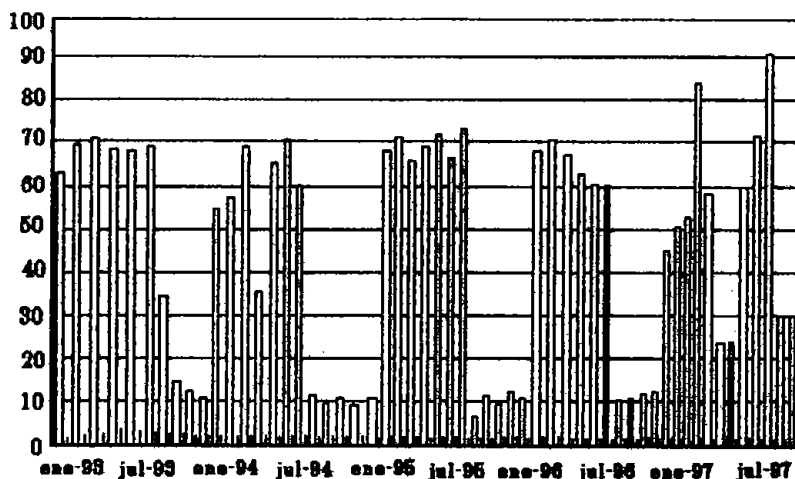


Figura 2.2: Histórico mensual del mercado del sistema eléctrico mexicano.

en las propias incertidumbres asociadas a los *inputs* para la generación termoeléctrica, acarreado un nivel considerable de volatilidad. Además, la distribución de probabilidad de los precios futuros es bastante asimétrica.

Un ejemplo de la asimetría de la distribución de los precios futuros en el mercado en un determinado período, de las series mensuales para el subsistema noreste, desde junio del 2000 hasta las de marzo del 2003 y las proyectadas hasta diciembre del 2004, fueron obtenidas a través de una colecta y simulación. La Figura 2.3 muestra como variará la distribución de frecuencias del precio previsto para el 2003. De los 2000 escenarios de precios, cerca del 60% está entre \$0 MWh y \$5 MWh. También existe una probabilidad de cerca del 8% que hace que los precios estén por encima de \$100 MWh.

En los 32% restantes, el precio varía entre \$5 MWh y \$100 MWh.

Ante la ocurrencia de eventos raros, por ejemplo hechos fortuitos que afectan a los precios de los combustibles, el sistema podrá pasar por una fase de racionamiento. En este escenario, el precio del mercado será elevado a un nivel superior, de acuerdo con una función de racionamiento. Los valores del racionamiento deberán estar basados en una

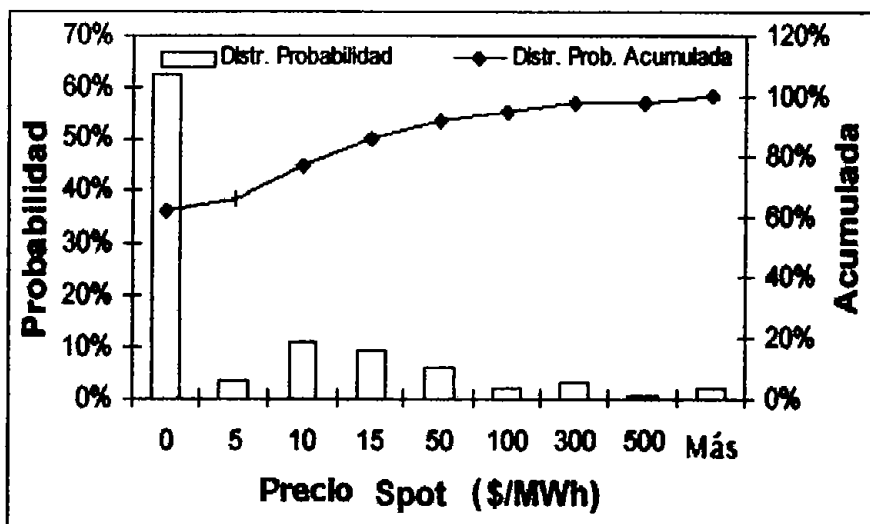


Figura 2.3: Histograma para el mercado en marzo del 2003.

medida económica de la energía no atendida², de modo que al asegurar a los consumidores un pago justo por la confiabilidad de la cobertura. Los índices bajos indican períodos en donde la disposición del gas natural esté baja. Asimismo, el costo marginal a corto plazo es un excelente señalizador de las condiciones del sistema eléctrico.

La gráfica de la Figura 2.4 presenta la variación del costo marginal a corto plazo medido en cinco años, a partir del 2000. Esta gráfica muestra que existen dos períodos críticos para el sistema eléctrico, 2000 y 2001, en donde la falta de energía y algunos problemas en el suministro de gas natural elevan el costo marginal a corto plazo a parámetros por encima de los \$100 MWh. Para que la situación se pudiese normalizar, el gobierno federal debería crear una serie de plantas termoeléctricas que pudiesen ser implantadas hasta el 2010. Con esto, la situación volvería a normalizarse a partir de 2010, con el costo marginal a corto plazo abajo de los \$30 MWh.

²Medida económica del valor de la energía no atendida puede ser entendida como el valor máximo que los consumidores están dispuestos a pagar por el fortalecimiento de la energía.

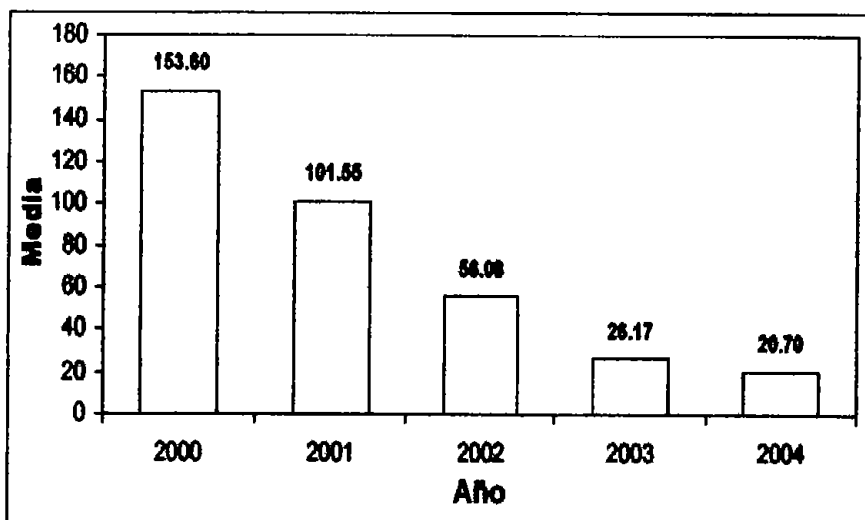


Figura 2.4: Valor esperado del mercado.

2.4 Administración de riesgos.

La tendencia mundial en relación al sector de energía eléctrica es la introducción de la competencia entre los productores, o sea, una estructura basada en el mercado. Asimismo, los agentes permanecen expuestos a riesgos financieros mayores, diferentes de aquellos existentes cuando la estructura del sector se basa en el monopolio estatal. Cuando comparamos a otros activos de mercado o *commodities*, la electricidad presenta volatilidad extremadamente elevada. Como por ejemplo, la gráfica de la Figura 2.5 muestra la volatilidad del precio de contrato a futuros mensuales de electricidad (COB - California - Oregon Border), Gas Natural, Petróleo Crudo, Bonos de 30 años del tesoro Americano y Yen Japonés. La volatilidad que más se aproxima es la de los contratos futuros de Gas Natural.

Al comparar la volatilidad del mercado a la vista de electricidad con la volatilidad del mercado futuro esta resulta considerablemente menor. La gráfica de la Figura 2.6 presenta la volatilidad histórica mensual del mercado a la vista de Pennsylvania - New

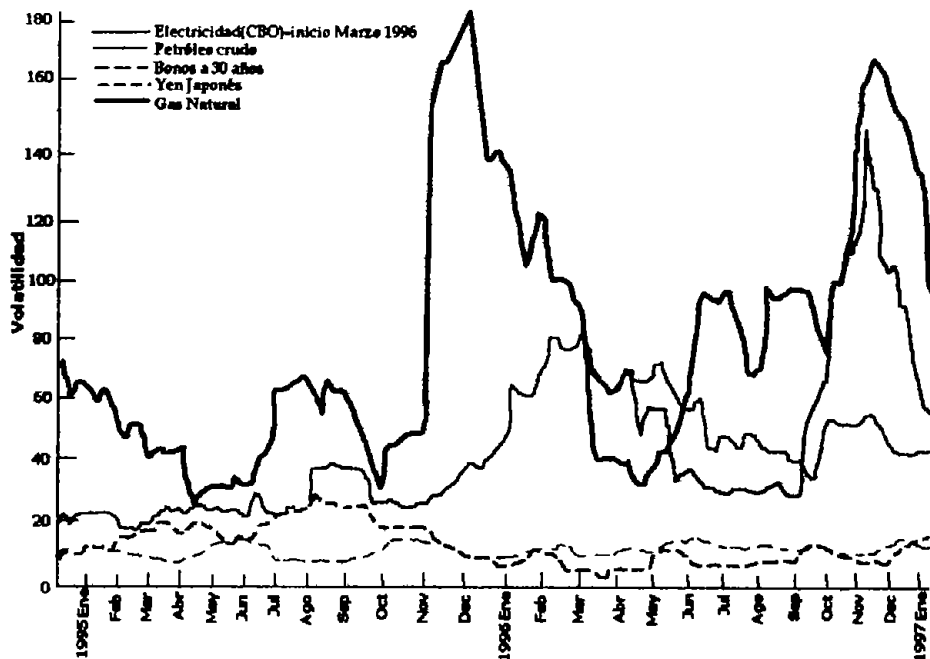


Figura 2.5: Volatilidad de los precios futuros en los mercados de electricidad, petróleo crudo, gas natural, bonos a treinta años y yen japonés (Fuente: *US Power Market, Risk Publications*).

Jersey - Maryland (PJM), en los últimos dos años. Observamos que en los últimos tres meses la volatilidad se muestra superior al 300%.

En países en donde la energía eléctrica es considerada una comodidad, existe una demanda cada vez mayor por instrumentos financieros para proteger los agentes de riesgos como aquellos presentados anteriormente. Los contratos derivados son los mecanismos financieros utilizados por las empresas para reducir la cuantía del tipo de riesgo sistemático que él acepta. Además, los contratos derivados desempeñan un papel importante en el mercado competitivo de electricidad, pues introducen eficiencia en las negociaciones introduciendo una cultura de la administración y distribución del riesgo. Por otro lado, la especulación ayuda a diversificar el riesgo y genera liquidez, formación del capital necesario para la expansión de la capacidad.

En el Reino Unido, por ejemplo, un instrumento financiero más popular es el denomina-

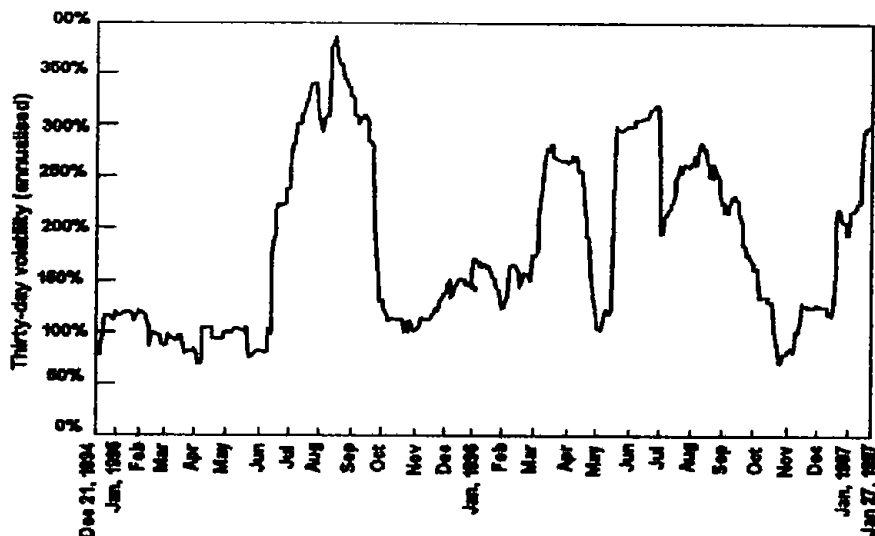


Figura 2.6: Volatilidad de los precios en los mercados a la vista de electricidad PJM (Fuente: *US Power Market, Risk Publications*).

do *Contrato por Diferencia* (CFD). Por su parte, en los Estados Unidos, las herramientas más utilizadas para administrar los riesgos del precio de la electricidad son los contratos derivados, como las opciones sobre el *spark spread*.

El CFD respalda a cerca del 70% de los contratos negociados en Inglaterra. El contrato por diferencia es un acuerdo en donde el vendedor concuerda en pagar al comprador la diferencia entre el precio *spot* de electricidad y el precio de ejercicio del contrato en cada período (media hora), cuando el precio *spot* excede el precio de ejercicio, (ver Hoare, J. [Ho]).

El *Spark Spread* es un contrato de opción basado en la diferencia entre el precio de la electricidad y del combustible usado para generarla. Este tipo de contrato derivado es muy utilizado para generar los riesgos del precio de la electricidad, (ver Deng, S. [Den]).

En mercados predominantemente hidrológicos como el de Brasil, el precio *spot* de la electricidad refleja el costo marginal del sistema. Este precio está fuertemente influenciado por las condiciones hidrológicas de los embalses brasileños. En la mayor parte del tiempo el precio *spot* podrá variar próximo al \$0 MWh, pero podrán verificarse grandes oscilaciones,

pudiendo elevar el precio *spot* hasta el costo de razonamiento, que está en torno de \$615 MWh. Esta variación es muy brusca, y se debe a que la volatilidad del precio *spot* puede ser medida con valores superiores a aquellos presentados en la Figura 2.6.

En cuanto al mercado mexicano el precio *spot* también tiene una gran volatilidad debido a la fuerte influencia de la dinámica del gas natural. Para el caso de Brasil, la volatilidad anual del costo marginal a corto plazo ha sido calculada para los datos históricos, realizados desde junio de 1996 a diciembre de 1999. Sea P_t , el valor del costo marginal a corto plazo en el mes t y R_t , el valor del retorno del título en el mes t , entonces la rentabilidad mensual del título viene dado por $R_t = \frac{P_t - P_{t-1}}{P_{t-1}}$. Calculada la rentabilidad para cada mes, se calcula el desvío de las rentabilidades mensuales, para cada período del registro histórico. El desvío en el año T viene dado por:

$$SD_T(R) = \sqrt{\sum_{t=1}^{12} (R_t - \bar{R}_T)^2}$$

En donde \bar{R}_T es la medida de las rentabilidades en el año T . La gráfica de la Figura 2.7 muestra como varía la volatilidad del costo marginal a corto plazo para los realizados del 1996 al 1999.

Un modo tradicional de reducir la exposición de precio es establecer un flujo constante para generadores mediante un contrato de oferta de energía basado en la carga. En un sistema fundamentalmente termoeléctrico como el mexicano, puede ser construido un esquema de protección a los riesgos financieros entre el gas natural y las centrales termoeléctricas. El generador termoeléctrico acuerda en pagar anticipadamente a la central térmica sus costos fijos y variables, lo convierte en energía en los períodos de alto costo marginal a corto plazo, (ver Vieira, X. y otros [Vi-Go]). La medida más eficiente es combinar tanto termoeléctricas como hidroeléctricas para obtener un balance financiero para producir energía ante el argumento siguiente:

- i) Cuando el precio *spot* esta alto, las termoeléctricas están siendo despachadas de modo inverso al de las hidroeléctricas, pues el valor del agua está elevado debido a los bajos niveles de almacenamiento de las reservas acuíferas. Para cumplir los contratos asumidos, las hidroeléctricas deberían comprar energía cara y con esto podrían presentar pérdidas. Pagando los costos fijos y variables de las termoeléctricas en los períodos del precio *spot* bajo, o sea, períodos en donde la termoeléctrica no

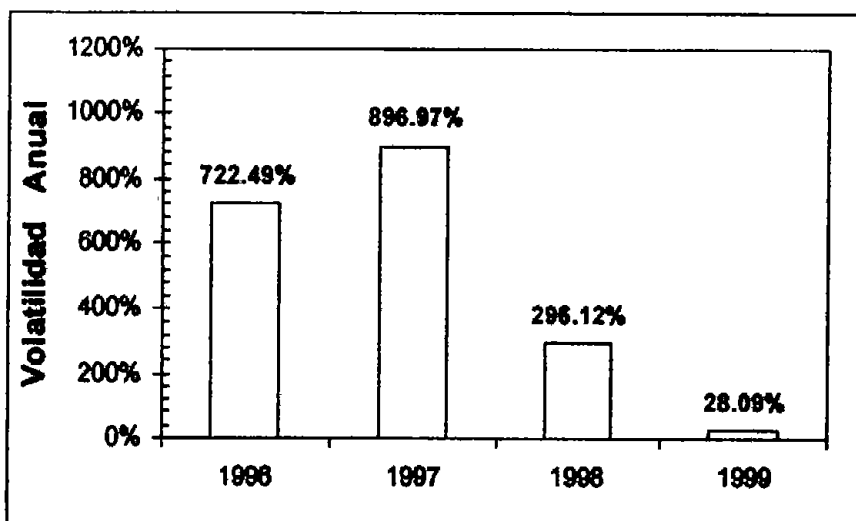


Figura 2.7: Volatilidad anual del mercado.

operan, las hidroeléctricas podrían garantizar suplementos de energía eléctrica para los contratos firmados. A pesar de las hidroeléctricas incorporan los costos de las termoeléctricas en los períodos de alto precio *spot*. Para las termoeléctricas, es una manera de cubrir los costos en los períodos en que ella no puede operar.

Sin embargo, esto complica el problema, primero, porque en México excepto el sureste prácticamente no hay grandes depósitos de agua por lo que los riesgos hidrológicos enfrentados por centrales hidroeléctricas pueden ser administrados a través del Mecanismos de Relocalización de Energía³. Ello aseguraría que, sobre condiciones operacionales normales, los generadores hidráulicos recibirán apoyos en cantidad proporcional a un crédito de energía. Este crédito es proporcional a su contribución para la energía asegurada del sistema, que es la carga máxima que puede ser prohibida por el sistema hidroeléctrico con un determinado nivel de confianza (5%). El crédito de energía es calculado como la diferencia entre capacidad firme del sistema como en cada una de las centrales hidroeléctricas.

³Para mayores detalles sobre el funcionamiento de estos mecanismos, vea las referencias, Pereira, M. [Pe], Pinto, P. [Pin-Fa], Vieira, X. y otros [Vi-Go] y [Vei-Pe].

2.5 Generadores.

Los agentes del sector eléctrico son los responsables de la producción de electricidad. El sistema mexicano es compuesto en su gran mayoría por plantas termoeléctricas que son grandes consumidores de gas natural. Sin embargo, el complemento mediante plantas hidroeléctricas permitiría hacer viable la generación óptima de energía eléctrica. Básicamente existen dos tipos de plantas hidroeléctricas, plantas a pie de agua y plantas con reservas o embalses. Debido a las características de los embalses mexicanos, predominan las hidroeléctricas con embalses. Ya las termoeléctricas son clasificadas de acuerdo con el combustible utilizado y tecnología de las turbinas. En México existen termoeléctricas con petróleo, diesel, carbón mineral, nuclear y gas natural. Las termoeléctricas con turbinas movidas por gas natural y tecnología de ciclo combinado poseen el mejor rendimiento comparativamente con el resto, además no emiten sobrecargas de contaminantes al medio ambiente.

2.5.1 Plantas hidroeléctricas.

El sistema mexicano que, aunque es predominantemente termoeléctrico, cerca del 64%, debido a los grandes depósitos estimados de gas natural. Esta característica trae pocos beneficios directos al sistema, ya que en la mayor parte del tiempo la energía eléctrica no es barata por causa de sus altos costos de producción. Por contra, el sector eléctrico es uno de los más complejos del mundo y consecuentemente difícil de analizar.

Las plantas hidroeléctricas resultan más baratas para producir energía eléctrica y usan agua como el principal componente para la producción de energía. El agua almacenada en embalses del sistema es utilizada para operar las hidroeléctricas, evitando que las termoeléctricas, que producen energía mas cara, sean utilizadas, manteniendo el costo marginal a corto plazo en los niveles más bajos. Por todo ello, una parte de la disponibilidad de energía eléctrica producida por centrales hidroeléctricas es limitada por la capacidad de almacenamiento de los embalses del sistema que en México resultan prácticamente imposibles de conseguir, pero que para el caso del gas natural resulta en un proceso de transformación y distribución. Cabe esperar entonces que para uno de los

casos el agua posea un valor ficticio, que depende de su cantidad almacenada, mientras que para el otro caso pasa por la consideración del valor de entrada del combustible (gas natural).

Para el caso hidrológico, cuando los niveles de almacenamiento del sistema estén bajos, entonces el valor del agua probablemente estará elevado. Esto significa que los costos de producción de las hidroeléctricas están altos, entonces es mejor utilizar las termoeléctricas, economizando el agua disponible en los embalses para ser utilizada más tarde, en caso de racionamiento. Sin embargo, si los embalses estuvieran llenos, el valor del agua estará bajo, así mismo como el costo de producción de las hidroeléctricas. En este caso, no habrá necesidad de utilizar la energía generada por una termoeléctrica, manteniendo el precio *spot* en niveles bajos.

El funcionamiento de una central hidroeléctrica es altamente dependiente de las condiciones hidrológicas del sistema. La decisión de operar una hidroeléctrica permite influir sobre los costos de operación del sistema en el futuro. Asimismo, los sistemas eléctricos con predominancia hidráulica poseen decisión de operación acoplada en el tiempo.

2.5.2 Plantas termoeléctricas.

Las plantas termoeléctricas convencionales utilizan combustibles fósiles, como el carbón, petróleo, diesel y gas natural, para la producción de energía eléctrica. La cantidad de combustible utilizado, depende de la eficiencia de las turbinas, que es dada por el *Heat Rate*, definido como el número de unidades térmicas Británicas (Btus) del combustible necesario para generar un megawatt por hora (MWh) de electricidad.

Las plantas termoeléctricas que utilizan el gas natural como combustible están entre las más eficientes debido a la tecnología de turbinas de gas natural de ciclo combinado. Esta tecnología se basa en el concepto de recuperación de calor (*heat recovery*), capturando la energía que manda en un dispositivo. El vapor capturado por este dispositivo mueve una turbina a vapor, generando potencia adicional a aquella generada por la turbina principal.

El gas natural es un combustible menos contaminante que los demás combustibles fósiles y por ésto la generación termoeléctrica está basada en este combustible que permite cumplir los requisitos ambientales. Otra ventaja de las plantas termoeléctricas es la posibilidad de localización geográfica cercana a los centros de consumo de energía, deman-

dando menos tiempo de construcción y propiciando la postergación de investigaciones en la red de transmisión.

A pesar de que la energía generada por una planta termoeléctrica puede ser, normalmente, más cara que aquella generada por una planta hidroeléctrica, ellas serán importantes principalmente en el período de transición, agregando más energía al sistema y tornándolo más confiable.

En México, las plantas termoeléctricas podrán también optar por dos tipos de operación: plantas con operación inflexible y plantas con operación flexible. Las plantas inflexibles son aquellas cuyos contratos de combustible son del tipo *take-or-pay*. Estas plantas fijan los tiempos de distribución, produciendo una generación constante, a través de la contratación de volúmenes fijos de gas. La energía no es comercializada en el mercado, pero si a través de Contratos de Compra de Energía (PPA's-*Power Purchase Agreement*), que son contratos bilaterales. La remuneración de las plantas termoeléctricas inflexibles viene dada por:

$$G_c P_c - G_c CO \quad (2.1)$$

donde G_c es la generación contratada, P_c es el precio contratado y CO es el costo variable de operación.

Por otra parte, una planta flexible puede actuar tanto en el mercado a la vista como en el mercado de contratos a largo plazo. En este caso, las plantas necesitan de un contrato de suministro de gas más flexible, pues parte de su energía generada podrá ser despachada por un operador central. Del mismo modo, cuando el costo de operación haya sido mayor que el precio *spot*, la térmica no tendrá su energía comercializada en el mercado. Sin embargo, parte de su contrato podrá ser atendido por otros generadores del mercado. En este caso su remuneración puede ser descrita mediante:

$$\begin{cases} G_c P_c + (G_t - G_c) P_{spot} - G_t CO & \text{si } P_{spot} > CO \\ G_c P_c - G_c P_{spot} & \text{si } P_{spot} \leq CO \end{cases} \quad (2.2)$$

donde G_t es la generación total y P_{spot} es el precio a la vista de la electricidad.

Por otro lado, una termoeléctrica flexible que solamente actúe en el mercado a la vista es conocida como Termoeléctrica Mercantil y su remuneración vendrá dada sustituyendo en la ecuación (2.2) a $G_c = 0$, con lo que se obtiene

$$\begin{cases} (P_{spot} - CO) G_t & \text{si } P_{spot} > CO \\ 0 & \text{si } P_{spot} \leq CO \end{cases} \quad (2.3)$$

La termoeléctrica mercantil probablemente no actuará en el mercado mexicano, debido a la falta de un mercado secundario de gas natural y también debido a la alta probabilidad de no remuneración del capital invertido. Esto será discutido mas adelante, en el capítulo 4.

2.6 El mercado de gas natural.

La política de formación del precio del gas y la posibilidad de implementación de un mercado de corto y largo plazo tiene un impacto importante en la evaluación de activos de generación termoeléctrica y también en la eficiencia del nuevo modelo. El principal costo de operación de una termoeléctrica viene dado por el combustible utilizado para convertir energía termoeléctrica en energía eléctrica y de este modo el precio del combustible ha de tener una regla clara.

Por otro lado, en un sistema hidrotérmico, con predominancia hidráulica, una termoeléctrica podrá participar del mercado a la vista mismo que está 100% contratada. En este caso, cuando el costo de operación sea más alto del precio *spot*, ella no irá a generar energía, pero obtendrá beneficios de los precios de la electricidad del mercado a la vista y podrá comprar la energía necesaria para cumplir sus contratos. De esta manera, las termoeléctricas en México podrían presentar una operación más flexible en caso de que pudiesen obtener gas natural a través de contratos de gas con volumen flexible.

Actualmente, el gas es comercializado por contratos a largo plazo, con poca o casi nula flexibilidad en el volumen contratado. Se especula que PEMEX, pondrá a disponibilidad contratos de compra de gas natural, en donde hasta el 30% del volumen total podrá ser flexibilizado. De no tomar esa medida, las centrales termoeléctricas tenderán a declararse inflexibles, perdiendo grandes oportunidades en la comercialización de su energía.

2.7 Situación actual.

La falta de investigación en proyectos de generación de electricidad en la última década y el crecimiento de la demanda, debido al crecimiento de la economía, ha conducido al sistema a operar prácticamente al límite de su capacidad.

El gobierno federal, a través de los órganos componentes (CFE y Luz y Fuerza del Centro) se mostrarán sensibilizados ante esta cuestión. A fin de evitar el racionamiento en los próximos años, el gobierno inicio en el 2000 un ambicioso proyecto para hacer participar a empresas privadas en la creación de plantas de generación termoeléctrica en el país que no es lo mismo que privatizar lo ya existente.

Las plantas termoeléctricas poseen varias ventajas y desventajas ya citadas a lo largo de este texto, requieren de más o menos tiempo de construcción y su entrada en operación de una térmica ha sido el punto clave para poder disparar los incentivos correspondientes. Estamos a tiempo para regularizar la oferta de energía eléctrica en el país y minimizar el riesgo de déficit.

La figura 2.8 muestra que, en el 2000 y 2001, la probabilidad de déficit en el subsistema noreste en algunos meses tendrá una sobredemanda de cerca del 15%. Este es un valor elevado para el riesgo de déficit referente a la baja oferta de energía eléctrica en el sistema. Felizmente, la tendencia es que hasta el 2003 y 2004 la probabilidad de déficit se mantendrá dentro de los límites normales, y hasta posiblemente por debajo del 5%. Esto ocurre debido a la entrada en operación, aunque no totalmente, de varias plantas termoeléctricas.

Finalmente, hemos de comentar que existe un programa de incentivos la implantación de proyectos de generación termoeléctrica y que ha sido un éxito. La intención inicial del gobierno era incrementar la capacidad de generación eléctrica del país cerca de 7 GW. En el inicio del año, este número subió a 9,4 GW y se ha anunciado cerca de 13 GW distribuidos en 22 plantas.

A pesar de todo ésto, el problema no está totalmente resuelto, en lo que se refiere al precio del gas natural. El precio del gas natural en México podrá tener reajustes trimestrales, en cuanto que el precio de la electricidad solamente podrá ser reajustado anualmente. En este punto existe una divergencia entre el gobierno y los empresarios interesados en invertir en térmicas. Se acredita que antes del final del primer semestre del 2005, el gobierno, junto con PEMEX tenga definido el precio del *commodity*, asimismo

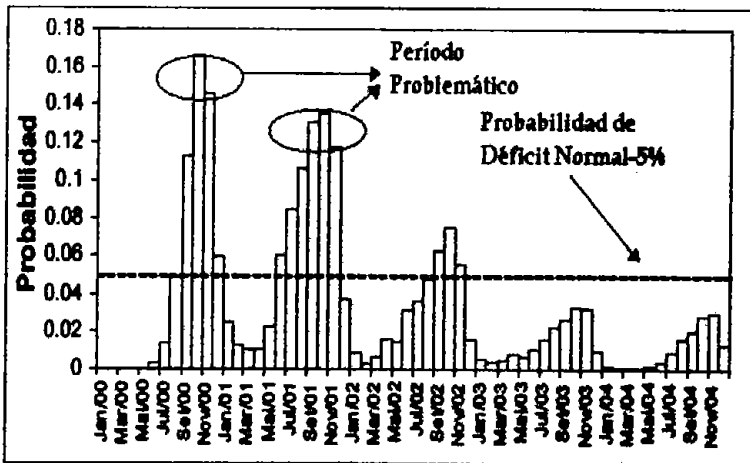


Figura 2.8: Probabilidad de déficit mes a mes del subsistema nor-noreste.

toda la regulación que permita hacer algunos ajustes.

Capítulo 3

Teoría de las opciones reales.

En este capítulo será abordada la Teoría de Opciones Reales. Esta teoría es utilizada para evaluación de activos reales, o sea, activos que no son negociados en el mercado. Proyectos de investigación de capital, evaluación de propiedades intelectuales y evaluación de proyectos de investigación y desarrollo (I + D), son algunos ejemplos de activos reales que pueden ser evaluados usando esta teoría.

3.1 Introducción.

La teoría de las opciones usada como herramienta para evaluación de investigación es relativamente nueva. Su concepto principal se fundamenta en la teoría de las opciones financieras, ya que las decisiones gerenciales a lo largo de la vida útil de un proyecto de investigación pueden ser consideradas análogas a las opciones.

Una opción real ofrece la flexibilidad que un gerente puede emplear para tomar decisiones sobre activos reales. A medida que las nuevas informaciones surgen y la incertidumbre sobre el flujo de efectivo se revelan, el gerente puede tomar decisiones que incidan de manera positiva en el valor final del proyecto. Las decisiones más comunes son: saber el momento adecuado para invertir o abandonar un proyecto, modificar las características operacionales de un activo o cambiar un activo por otro. Del mismo modo, una inversión de capital puede ser considerada un conjunto de opciones reales sobre un activo real.

Las decisiones de inversión en activos reales dependen también fuertemente del factor tiempo. Una inversión recibe un retorno de flujos de efectivo futuros que son afectados por la incertidumbre y por las decisiones que la empresa —y sus competidores— tomaron en el futuro. Para tomar una decisión hoy, la empresa precisa llevar en contra consideraciones desconocidas futuras. Las técnicas de evaluación de inversiones que consideran las decisiones gerenciales deben ser capaces de lidiar con esas contingencias desconocidas futuras.

Este capítulo presenta los conceptos fundamentales de la teoría de las opciones reales, que es una metodología capaz de tratar de manera adecuada los problemas con contingencias futuras. La sección 3.2 presenta las definiciones necesarias para el entendimiento de la teoría. Los modelos tradicionales como opción de cierre temporal y opción de diferir la inversión, usados en este trabajo, serán comentados en la sección 3.3. Procesos de evaluación de inversión sobre activos reales como Derechos Contingenciales, Programación Dinámica y Simulación de Monte Carlo serán discutidos en la sección 3.4.

3.2 Definiciones básicas.

Algunas definiciones son importantes para entender este capítulo y el próximo. Estas definiciones son algunos conceptos de la teoría del mercado financiero que son ampliamente utilizadas en la teoría de las opciones reales.

3.2.1 Opciones.

Las opciones son contratos de compra-venta de activos, cuyo precio depende del valor del activo objeto. Una opción de compra (*call*) es un derecho que el poseedor del contrato tiene para comprar el activo objeto por un precio de ejercicio preestablecido, en una fecha futura determinada, (ver Hull, J. C. [Hul]). Este tipo de opción presenta una función de remuneración dada por la ecuación (3.1), como sigue:

$$C_T = \max(S_T - K, 0). \quad (3.1)$$

En donde C_T es el valor de la opción, T es la fecha de vencimiento, S_T es el precio del activo objeto y K es el precio de ejercicio. La gráfica de la Figura 3.1 muestra como el valor de la opción varía en función del precio del activo objeto, en la fecha de vencimiento. Observe que la opción sube su valor cuando el precio del activo objeto es superior al precio de ejercicio.

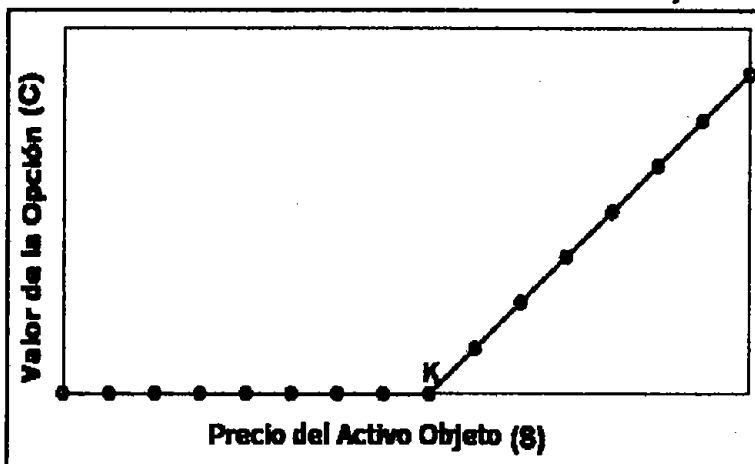


Figura 3.1: Remuneración de una opción de compra en el vencimiento.

Una opción de venta (*put*) da a su poseedor el derecho de vender el activo objeto por un precio de ejercicio en una fecha futura. La función de remuneración de la *put*, en el vencimiento, viene dada por la ecuación (3.2), según la regla

$$P_T = \max(K - S_T, 0). \quad (3.2)$$

Ahí, P_T representa al valor de la opción de venta en T . La gráfica de la función de remuneración muestra como el valor de la opción de venta varía en relación al precio del activo objeto en la fecha de vencimiento ver Figura 3.2. En este caso, la opción tiene valor cuando el precio del activo objeto fue menor que el precio de ejercicio.

Las opciones también pueden ser diferenciadas en cuanto a la fecha de ejercicio. Por un lado, las opciones europeas son aquellas en donde el ejercicio solamente se realizará en el vencimiento del título. Por otro, las opciones americanas son aquellas en donde el poseedor

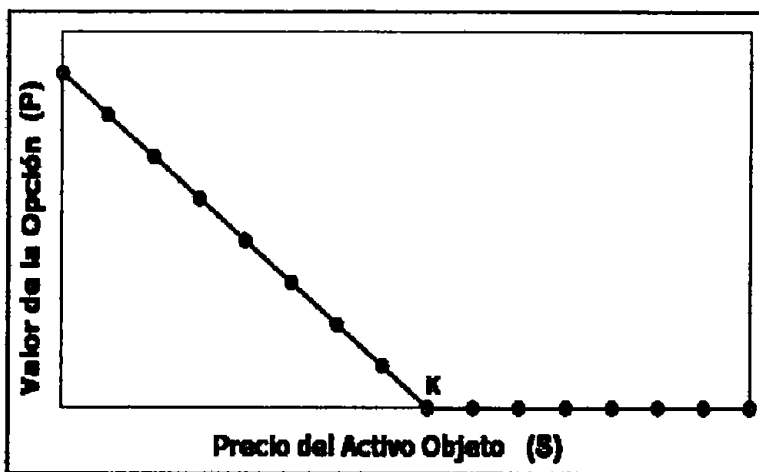


Figura 3.2: Remuneración de una opción de venta en el vencimiento.

puede ejercer en cualquier período hasta la fecha de vencimiento. Esa característica confiere a las opciones americanas un valor en el mínimo o valor igual de opciones europeas semejantes.

La evaluación de opciones americanas requieren la determinación de la política óptima de inversión, o sea, se debe determinar a partir de que valor del precio del activo objeto, la opción debería ser ejercida, al maximizar el valor presente de su remuneración. Para la teoría de opciones reales, la determinación de esta política es el factor central, ya que podría estar siendo determinado el mejor momento para invertir en un proyecto de inversión.

3.2.2 Arbitraje.

Es uno de los conceptos centrales de la teoría de evaluación de activos derivados. El primer trabajo en donde se ha empleado este concepto ha sido de Black y Scholes (1973). La definición de arbitraje es bastante simple, significa que hay que tomar posiciones simultáneas en diferentes activos de tal forma que, exista garantía de un retorno mayor que el retorno del activo libre de riesgo del mercado. De existir esta posibilidad de lucro

entonces se dice que se tiene una oportunidad de arbitraje en el mercado.

Los conceptos de arbitraje son utilizados para definir el precio justo de un activo financiero, como contratos futuros, *swaps* y opciones. El precio justo de un activo es aquél obtenido en un ambiente libre de oportunidades de arbitraje.

3.2.3 Mercado completo.

Un mercado se dice completo cuando existen activos suficientes para reproducir la remuneración de un título derivado, como por ejemplo una opción. Por otra parte, un mercado es incompleto si ocurre que la remuneración de un título derivado no puede ser replicado utilizando los activos existentes.

La completitud es una característica altamente deseable para la evaluación de derechos contingentes. Si un mercado es completo, entonces una opción puede ser evaluada utilizando argumentos de ausencia de arbitraje, o sea, el valor de la opción viene dado por el valor esperado en el vencimiento, descontados mediante una tasa libre de riesgo. En el caso en el que el mercado no sea completo, la tasa libre de riesgo no puede ser utilizada como tasa de descuento de los flujos de caja futuros.

3.2.4 Costo de inversión irreversible.

El costo de inversión irreversible es aquél que no puede ser recuperado en caso de que el inversionista simplemente cambie de idea. Normalmente, la irreversibilidad surge cuando el capital al ser invertido es específico de la industria. No basta simplemente "volver la inversión hacia atrás" para recuperarlo.

Al invertir en un proyecto para la instalación de una planta de generación de electricidad, el inversionista estará invirtiendo en un proyecto específico de la industria de energía eléctrica, o sea, la planta no podrá ser utilizada para otros fines, de no ser producir electricidad. Muchas veces, se puede pensar que el costo de inversión podrá ser recuperado, si la planta puede ser vendida a otras empresas. Sin embargo, ésta es una idea incorrecta, pues el valor de la empresa será el mismo para todos las firmas si la industria fue competitiva, de modo que el lucro como la venta será pequeño o nulo.

Por ejemplo, si el precio de la electricidad en el mercado cae y se mantiene abajo del costo de producción por un largo período de tiempo, ello debería permitir cerrar a la planta. De no ser así, este proyecto habrá sido un mal negocio para los inversionistas y también para otras empresas del sector, volviendo difícil su posterior venta. De esta manera, las inversiones en plantas de generación de electricidad son vistas como un gran costo fundado, o irreversible.

La irreversibilidad desempeña un papel importante en el proceso de evaluación de un proyecto de inversión. Una empresa crea costo de oportunidad importante, que debe ser llevado en contra, cuando realiza una inversión irreversible. Este costo corresponde a la oportunidad de esperar por nuevas informaciones a invertir inmediatamente. La opción de esperar, su importancia y su valor serán estudiados en las secciones 3.3 y 3.4.

3.3 Modelos de decisiones gerenciales.

La Teoría de Opciones Reales es utilizada para evaluación de diversos tipos de inversiones de capital. Existen modelos para evaluación de inversiones en la industria del petróleo, modelos para evaluación de proyectos I + D, modelos para la evaluación de activos de propiedad intelectual y más aplicaciones en otras industrias.

Más recientemente, en virtud de la regulación de la industria de energía eléctrica en varios países, la demanda por modelos de evaluación de activos reales y herramientas de administración del riesgo aumento considerablemente. En el capítulo 4, serán presentados algunos resultados de un modelo propuesto para evaluar activos de generación termoeléctrica en México. En esta sección, se han de tratar algunos modelos de opciones reales, como la opción de espera y la opción de suspender temporalmente.

3.3.1 Opción de esperar.

La teoría tradicional de análisis de inversiones, por ejemplo, usando el Valor Presente Neto (VPN) presupone escenarios fijos de evaluación y una administración del proyecto pasiva. Ahí, las contingencias futuras no crean flexibilidades administrativas ni tecnológicas y las posiciones tomadas en el pasado son mantenidas sin alteraciones en el futuro. Por

lo tanto, el VPN compara la decisión de invertir ahora o nunca, verificando si el valor presente de los flujos de caja es mayor que el costo de inversión.

Cuando un proyecto posee costo de inversión irreversible, la decisión de invertir debe llevar en consideración el costo de oportunidad de espera por nuevas informaciones. Luego, la decisión de invertir es la decisión de truncar un costo fundado (*sunk cost*) por un activo real, cuyo valor fluctúa a lo largo del tiempo. Esta decisión de inversión es análoga al ejercicio óptimo de una opción americana de compra, o sea, la empresa tiene el derecho, pero no la obligación de comprar un activo real (flujo de caja del proyecto) pagando un precio de ejercicio estipulado (costo de inversión).

Considere un proyecto de inversión de capital, en donde el gerente tiene la flexibilidad de retardar el inicio del proyecto, a fin de beneficiarse de informaciones futuras. Suponga que el gerente tiene que tomar la decisión de invertir en un período de T años, en donde este número es menor del que la vida útil del proyecto. La remuneración de inversión en T , $\Omega(V_T, I)$, está caracterizada por la ecuación (3.3), cuya regla aparece a continuación:

$$\Omega(V_T, I) = \max(V_T - I, 0). \quad (3.3)$$

en donde V_T es el Valor Presente de los Flujos de Caja Futuros, e I es el Costo de Inversión.

El *timing* de la decisión de inversión es el período de tiempo que conduce al valor presente máximo de la ecuación (3.3). Si la opción de invertir no fue ejercida hasta T , entonces no fue óptimo invertir en el proyecto. Por otro lado, si el mayor valor fue asumido en cero, entonces la opción de espera no es valiosa, y la inversión debe ser realizada inmediatamente. Cuando la opción es valiosa, entonces existe un período $\tau \in (0, T]$ en donde será óptimo ejercer la opción. Por ello, en la ecuación (3.4) calcula el valor de la opción de invertir en un proyecto (ver Dixit, A. y Pindyck. R. [Di-Pi]). Ahí el valor de la oportunidad es

$$F(V_t) = \max \left\{ \Omega(V_t, I), \frac{1}{1 + \rho} \mathbf{E}[F(V_{t+\Delta t})] \right\} \quad (3.4)$$

en donde $F(V_t)$ es el valor de la oportunidad de invertir al tiempo t , $\mathbf{E}[F(V_{t+\Delta t})]$ es el valor esperado de la oportunidad de invertir en $t + \Delta t$, $\Omega(V_t, I)$ es la remuneración por invertir en t y ρ es una tasa de descuento especificada de manera exógena. Por otra parte, no es práctica, pero ρ es interpretado como el costo de oportunidad de capital y,

este modo, debe ser igual al retorno que el invertido y podría generar otras oportunidades de inversión con riesgo comparable.

Muchas veces, el gerente de un proyecto no quiere saber solamente el valor de la opción de invertir, sino que quiere saber también el Valor Crítico V^* , a partir del cual es óptimo invertir. Como bien se ha dicho, V^* es obtenido a través del valor de V para el cual la igualdad en (3.5) es verdadera, o sea, es el valor de V para el cual es indiferente ejercer la opción ahora o esperar hasta el próximo período

$$V - F(V) = I. \quad (3.5)$$

Si en realidad la opción ha sido valiosa, entonces de igual forma que cuando $V < I$, puede ser interesante invertir en el proyecto. La práctica dice que el valor crítico es normalmente dos o tres veces mayor que el costo de inversión (ver Dixit, A. y Pindyck, R. [Di-Pi], McDonald, R. y Siegel, D. [McD-Sie] y Trigeorgis, L. [Trig]).

La gráfica de la Figura 3.3 presenta una comparación ilustrativa de las decisiones de inversión tomadas sobre un mismo proyecto usando la metodología tradicional y Teoría de Opciones Reales.

El valor de la opción de espera está influenciado por las incertidumbres implícitas en las variables subyacentes al problema. Por ejemplo, cuanto mayor es la volatilidad del Valor Presente de los Flujos de Caja, mayor será el Valor de la Opción, y en consecuencia, mayor será el Valor Crítico. Estos aspectos están ilustrados en los ejemplos presentados en las secciones 3.4.1 y 3.4.2.

3.3.2 Opción de suspender temporalmente.

Un modelo de evaluación de inversión con riesgo, en donde existe una opción de suspender temporalmente y cuyos costos adicionales influyen a la producción de una empresa, ha sido propuesto y analizado en McDonald, R. y Siegel, D. [Mc-Si]. La opción de suspender temporalmente es ejercida cuando los costos variables de producción exceden a los costos operacionales.

En este modelo, los costos fijos y los costos variables de producción futuros son considerados inciertos (variables aleatorias) y definidos a través de procesos estocásticos correlacionados. La empresa es supuesta neutra a los riesgos y maximizadora de riqueza.

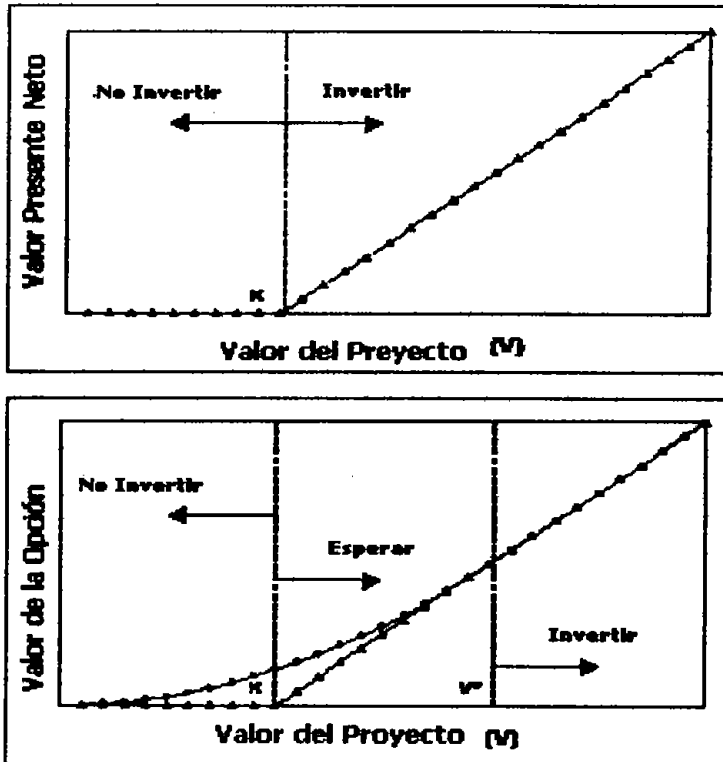


Figura 3.3: Compara las decisiones de invertir usando Valor Presente Neto (VPN) y la teoría de opciones reales.

Sea t , un período de tiempo durante la vida útil de la empresa. Los costos por la venta de una unidad de producción en el tiempo t y sus costos variables de operación vienen descritos por P_t y C_t , respectivamente. El lucro operacional de la empresa en el tiempo t está representado por π_t y puede ser calculado por la ecuación (3.6) que aparece a continuación:

$$\pi_t = \max(P_t - C_t, 0). \quad (3.6)$$

En este caso, la empresa operará cuando los gastos fuesen mayores que los costos

variables de operación; en caso contrario, la empresa no irá a operar evitando con esto perjuicios. Es obvio que en situaciones reales, una empresa no conseguirá suspender la operación sin incurrir en costos adicionales, pero esos costos no serán considerados, tornando la evaluación más simple. La gráfica de la Figura 3.4 muestra como el flujo al tiempo t varía en relación a los gastos operacionales.

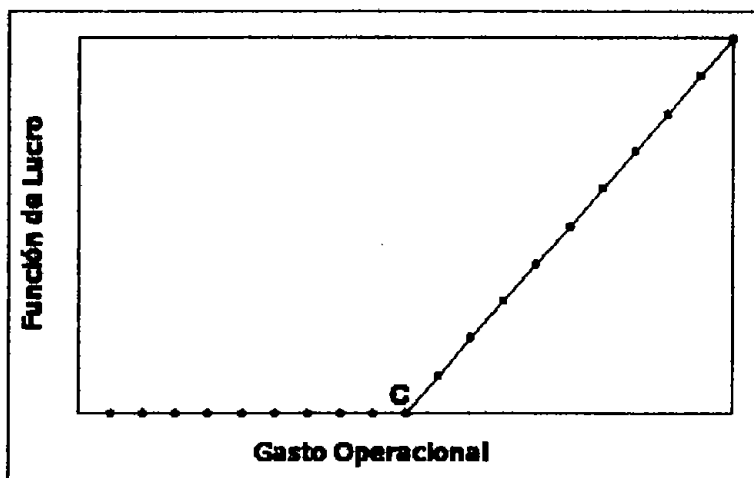


Figura 3.4: Flujo de lucro de la empresa en un período t .

La remuneración de una opción de compra al vencimiento muestra un comportamiento similar al de la Figura 3.1. De hecho, es a partir de esta semejanza que el valor de la decisión será calculado, por supuesto el valor de operar o no a la empresa en una etapa determinada y condicionada a las informaciones en $t = 0$.

Para cada etapa de operación de la empresa (t), el valor de la decisión de operar, es semejante al valor de una opción de compra del tipo europeo con vencimiento en t . El valor de esta opción viene dado por la ecuación (3.7) (ver Cox, J. y Ross, S. [Co-Ro] y McDonald, R. y Siegel, D. [Mc-Si]).

$$F_0(S) = \mathbb{E}_0 [e^{-\rho t} \pi_t(S_t, C)]. \quad (3.7)$$

Debido a que la decisión debe ser tomada a lo largo de la vida útil de la empresa, entonces el valor presente de la empresa, con opción de suspender temporalmente, puede

ser obtenido por la ecuación (3.8) (ver McDonald, R. y Siegel, D. [Mc-Si])

$$VP = \int_0^T F_0(t) dt. \quad (3.8)$$

Por lo tanto, el valor de un proyecto (o empresa) que posee una opción de decidir, en cada período de operación, si se suspende o no la operación es dado por la suma del valor de cada una de esas decisiones a lo largo de la vida útil. La gráfica de la Figura 3.5 compara el valor presente de los flujos de efectivo futuros de un proyecto como suspensión temporal, con el de un proyecto sin flexibilidades operacionales. El segundo proyecto con flexibilidad tiene Valor Presente positivo, diferente del proyecto sin flexibilidades, que es negativo.

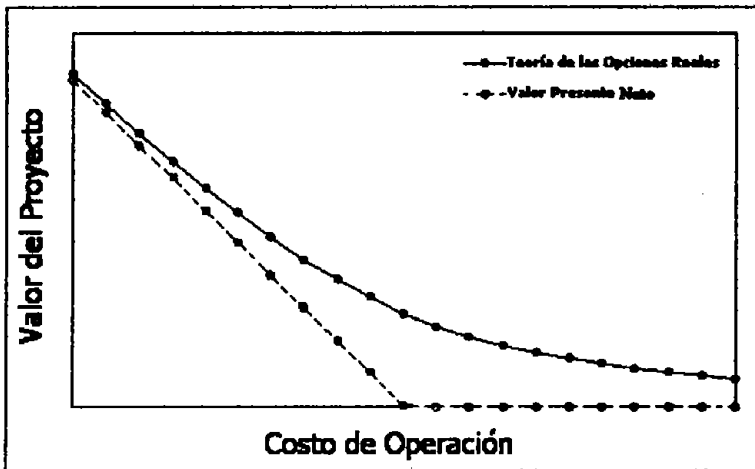


Figura 3.5: Valor del proyecto con y sin opción para suspender temporalmente la operación *versus* costo de operación.

En la sección que sigue, serán presentados los métodos para la evaluación de las decisiones gerenciales y algunos ejemplos numéricos, de modo de ilustrar la teoría presentada.

3.4 Métodos de evaluación con opciones reales.

Del mismo modo que una opción financiera, una opción real puede ser evaluada usando técnicas de análisis de derechos contingentes. Si los inversionistas fueran considerados como neutrales al riesgo, entonces el valor de la opción puede ser obtenido montándose una cartera dinámica, neutral al riesgo, que replica el valor del activo real. Utilizando herramientas del cálculo estocástico, se obtiene una ecuación diferencial parcial que puede ser resuelta analíticamente o a través de métodos numéricos. Este método es muy limitado, pues a medida que la incertidumbre sobre las variables subyacentes se torna más compleja, el proceso de evaluación puede ser costoso computacionalmente o intratable algebraicamente.

Las técnicas de simulación, como el Método de Monte Carlo y la Programación Dinámica, pueden ser utilizadas para la evaluación de opciones europeas, debido a la característica *forward* que esos títulos derivados presentan. La Programación Dinámica es utilizada frecuentemente para evaluar opciones americanas, ya que las mismas deben ser valoradas con un algoritmo *backward*.

En esta sección, serán presentadas esas herramientas para la evaluación de opciones reales. Primero, la evaluación de derechos contingentes con herramientas analíticas y con métodos numéricos y, en seguida, mediante técnicas de simulación.

3.4.1 Derechos contingentes.

En las últimas dos décadas se están mostrando grandes avances en las metodologías para la evaluación de activos financieros o reales. La teoría de las finanzas está desarrollando teorías sofisticadas que describen las decisiones de los inversionistas, el equilibrio de mercado resultante de la suma de esas decisiones y el precio de equilibrio de un activo. La existencia de un proceso estocástico para el retorno de los activos es una suposición básica inherente a estos modelos.

Suponga que el objetivo de un proyecto de inversión sea construir una unidad de producción. El producto final, o activo, será considerado el componente principal de este proyecto. El proceso de evaluación puede ser separado en dos casos diferentes, de acuerdo

con las características de negociación del activo objeto. El primer caso, el activo objeto es negociado en el mercado, o sea, es un *commodity*. El segundo caso, el activo objeto no es negociado en el mercado.

Activos negociados en el mercado.

En este caso, el precio del activo objeto, a lo largo del tiempo, sigue un proceso estocástico de acuerdo con la evaluación histórica de sus precios negociados en el mercado a la vista o en el mercado de futuros. La gran mayoría de los trabajos en el campo de evaluación de activos reales supone que el precio del activo sigue un proceso conocido como Movimiento Geométrico Browniano (Dixit, A. y Pindyck. R. [Di-Pi], Lund, D. y Oksendal, B. [Lu-Ok], Trigeorgis, L. [Trig] y [Trige]) definido por la ecuación (3.9), dada a continuación:

$$dS = \alpha S dt + \sigma S dz \quad (3.9)$$

en donde S es el precio del activo objeto, α es la tasa de crecimiento del precio activo, σ es la varianza proporcional y dz es un incremento del proceso estocástico de Wiener¹ definido por la ecuación siguiente:

$$dz = \epsilon \sqrt{dt} \quad (3.10)$$

en donde, para cada tiempo fijo t , ϵ tiene distribución normal.

¹Proceso de Wiener es un proceso estocástico de tiempo continuo que posee tres propiedades importantes:

- i) Es un proceso de Markov, o sea, la distribución de probabilidades para todas las incertidumbres futuras depende solamente de su valor actual,
- ii) Posee incrementos independientes, o sea, la distribución de probabilidades, en cualquier intervalo de tiempo, es independiente de las distribuciones en otros intervalos,
- iii) En cualquier intervalo de tiempo, los cambios en el proceso siguen una distribución normal.

La primera propiedad dice que las expectativas de precio, de precios futuros deben estar condicionadas exclusivamente a las formaciones actuales, (ver Dixit, A. y Pindyck. R. [Di-Pi], Dothan, M. U. [Do] y Karatzas, I. e Shreve, S. [Ka-Sh]). Esta propiedad está relacionada a las hipótesis de eficiencia del mercado.

Este proceso fue utilizado en Black, F. y Scholes. M. [Bl-Sc] para modelar el precio del activo financiero, a fin de evaluar una opción de compra europea. Para la evaluación de opciones reales, este modelo presenta algunas restricciones. Algunos trabajos muestran que la reversión a la media y la reversión a la media con salto son los procesos estocásticos más indicados para algunos tipos de *commodities*, como el petróleo, (ver Gibson, R. y Schwartz, E. [Gi-Sch] y Schwartz, E. [Sc]). El proceso estocástico para el precio de la electricidad, que mejor se adapta a las características del mercado en los EUA, es un proceso de reversión a la medida con picos (ver Deng, S. [Den] y [Deng]).

El caso que será analizado adelante, nos conduce a un proceso estocástico que será utilizado para modelar el Valor Presente de los Flujos de Caja Futuros del proyecto. Si el Movimiento Geométrico Browniano (MGB) es utilizado, entonces el Valor Presente del proyecto podría crecer indefinidamente en algún escenario. Esta hipótesis no posee argumentación económica favorable. Sin embargo, y para hacer más simple la exposición, el MGB será utilizado para ilustración didáctica de la Teoría de Opciones Reales.

Activos que no son negociados en el mercado.

En este caso, si el producto no es negociado en el mercado, entonces no se puede suponer un proceso estocástico para el precio de este producto. Se deben utilizar activos negociados en el mercado para intentar reproducir las incertidumbres en el precio del producto².

Como esta tesis está preocupada en evaluar un proyecto de inversión en un activo cuyo producto final es la electricidad, que en breve será negociada en el mercado, el segundo caso no será llevado adelante. Se debe observar que ambos casos llevan a resultados semejantes, cambiando solamente los parámetros del proceso estocástico subyacente. Una formulación completa para ambos casos es presentada por Dixit, A. y Pindyck. R. en [Di-Pi].

²Los activos negociados pueden ser activos simples, como contratos de futuros, o carteras dinámicas de activos simples cuyas posiciones son negociadas continuamente de modo que el valor de la cartera esté perfectamente correlacionado con el proceso para el precio del producto.

Resolviendo el problema.

Una cartera es formada para reproducir el retorno y el riesgo del valor del proyecto como opción de espera. El valor de la oportunidad de inversión es dado por el valor de mercado de esta cartera.

Sea $F(V_t)$ el valor de la oportunidad de inversión y V_t el valor presente del proyecto en el tiempo t . Suponga que V_t varía de acuerdo con un Movimiento Geométrico Browniano dado por la ecuación (3.11) siguiente:

$$dV = \alpha V dt + \sigma V dz \quad (3.11)$$

en donde α es la tasa de crecimiento de V , σ la volatilidad de V y z un proceso MGB.

Al considerar a una cartera compuesta por una posición comprada sobre la opción y $F'(V)$ posiciones vendidas sobre el proyecto (o el activo o la cartera perfectamente correlacionada). Entonces, el valor de la cartera viene dado por la ecuación (3.12), como aparece a continuación

$$\Phi = F(V) - F'(V)V. \quad (3.12)$$

La cartera es dinámica, pues la posición sobre las unidades del proyecto varía de un período de tiempo para otro, de acuerdo con su valor presente. Con esta simplificación del modelo, el tamaño de la posición es mantenido constante dentro de un intervalo de tiempo arbitrario.

Ahora, suponga que un inversionista mantenga una posición comprada sobre una unidad del proyecto. El retorno ajustado al riesgo esperado por este inversionista viene dado por μV^3 , en donde μ es la tasa de retorno ajustada al riesgo. Sin embargo, el retorno total está compuesto por un factor de ganancia de capital, representado por αV , más un factor de dividendos, dado por δV^4 . Pero la cartera dinámica que reproduzca los

³De acuerdo con el CAPM (*Capital Asset Pricing Method*), μ refleja los riesgos sistemáticos de un activo, o sea, aquellos riesgos que no pueden ser diversificados por el inversionista. Existen varios textos que tratan sobre este asunto, desde el más simple como los hacen Brealey, R. A. y Myers, S. en [Br-My] hasta más avanzados como en Huang, C. y Litzenberger, R. [Hu-Li].

⁴El parámetro δ desempeña un papel fundamental en la evaluación de modelos de opciones reales. Este está directamente relacionado con el costo de oportunidad para mantener la opción viva o no. Si

movimientos en el valor del proyecto, la posición vendida es mantenida sobre $F'(V)$ posiciones de V , entonces requiere $\delta F'(V)V$ es requerido como pago por mantener la posición.

La ganancia de capital obtenida manteniéndose la cartera Φ por un determinado intervalo de tiempo dt puede ser caracterizada por la ecuación (3.13)

$$d\Phi = dF - F'(V)dV. \quad (3.13)$$

El retorno total de la cartera, en un determinado intervalo de tiempo, es igual a la ganancia de capital más los dividendos. En otras palabras, se tiene

$$\text{Retorno Total} = dF - F'(V)dV - \delta F'(V)dV.$$

Que mediante una aplicación directa del Lema de Ito⁵ sobre F y simplificando lo necesario, la ecuación (3.14) representa el retorno total sobre la cartera.

$\delta = 0$ entonces la opción de invertir solamente debe ser ejercida en el vencimiento, nunca antes. Si $\delta \geq 0$, entonces existe un costo de oportunidad de mantener la opción viva, mejor que el de invertir. A medida que δ crece el valor de la opción cae debido al aumento en el costo de oportunidad de esperar. Cuando $\delta \rightarrow \infty$, entonces el valor de la opción tiende a cero, y entonces solo existen dos decisiones, invertir ahora o nunca.

⁵El lema de Ito es uno de los resultados mas importantes del cálculo estocástico (ver Dixit, A. y Pindyck, R. [Di-Pi], Duffie, D. [Du] y Hull, J. [Hul]) que genera una fórmula analítica que simplifica la manipulación de diferencias estocásticas. Puede ser considerada como la versión estocástica de la regla de la cadena en cálculo diferencial clásico. Tal fórmula permite continuar con los cálculos pues si $F(S_t, t)$ es una función C^2 con respecto a la variable determinista t y en la variable estocástica S_t , entonces

$$dS_t = a_t dt + \sigma_t dz_t$$

con los parámetros a_t y σ_t Lipchitz continuos. Por lo tanto, la diferencial de F puede ser reescrita como

$$dF_t = \frac{\partial F}{\partial S_t} dS_t + \frac{\partial F}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S_t^2} \sigma_t^2 dt$$

En donde, si dS_t es sustituido formalmente en la ecuación anterior, entonces la derivada de Ito de F con respecto a z_t es:

$$dF_t = \left[\frac{\partial F}{\partial S_t} a_t + \frac{\partial F}{\partial t} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 F}{\partial S_t^2} \sigma_t^2 \right] dt + \frac{\partial F}{\partial S_t} \sigma_t dz_t$$

De hecho el retorno total viene dado por:

$$\text{Retorno Total} = \frac{1}{2}\sigma^2V^2\frac{\partial^2F}{\partial V^2}dt - \delta V\frac{\partial F}{\partial V}dt + \frac{\partial F}{\partial t}dt. \quad (3.14)$$

Como bien puede ser apreciado en la ecuación (3.14), el retorno total no depende del factor estocástico. Luego, para que no existan oportunidades de arbitraje, la cartera exige un retorno total libre de riesgo, de acuerdo con la ecuación (3.15) siguiente:

$$\text{Retorno Total} = rFdt \quad (3.15)$$

Al identificar ambas ecuaciones (3.14) y (3.15) y simplificar, se encuentra la ecuación diferencial parcial (3.16), que $F(V)$ debe satisfacer

$$\frac{1}{2}\sigma^2V^2\frac{\partial^2F}{\partial V^2} + (r - \delta)V\frac{\partial F}{\partial V} + \frac{\partial F}{\partial t} - rF = 0. \quad (3.16)$$

Bajo las condiciones en el borde:

$$F(0) = 0; \quad (3.17)$$

$$F(V^*) = V^* - I; \quad (3.18)$$

$$F'(V^*) = 1, \quad (3.19)$$

en donde por V^* se denota al valor crítico, a partir del cual es óptimo invertir.

Estas ecuaciones diferenciales parciales normalmente poseen soluciones analíticas difíciles de encontrar. Por ello recurrimos a las técnicas numéricas para resolver estos tipos de ecuaciones (ver Chewhow, L. y Strickhand, C. [Che-Stri]). Otra posibilidad es intentar remover la componente tiempo, transformando la ecuación diferencial parcial en una ecuación diferencial ordinaria, que puede ser resuelta analíticamente de manera más sencilla.

El reducir a la componente tiempo significa considerar la oportunidad de invertir a modo perpetuidad y la ecuación diferencial parcial (3.16), se transforma en una ecuación diferencial ordinaria (3.20) (ver Dixit, A. y Pindyck, R. [Di-Pi])

$$\frac{1}{2}\sigma^2V^2\frac{\partial^2F}{\partial V^2} + (r - \delta)V\frac{\partial F}{\partial V} - rF = 0. \quad (3.20)$$

Parámetros	Valor
Costo de Inversión	\$ 1.0
Volatilidad	20,00 %
Tasa Libre de Riesgos	4,00 %
Tasa de Dividendos	4,00 %

Tabla 3.1: Parámetros del Proyecto de Inversión.

Al resolver a esta ecuación en presencia de las condiciones en el borde (3.17), (3.18) y (3.19) la solución para $F(V)$ y V^* vienen a ser descritas por

$$F(V) = AV^\beta \quad (3.21)$$

$$V^* = \frac{\beta}{(\beta - 1)I} \quad (3.22)$$

en donde β y A tienen por expresiones explícitas a

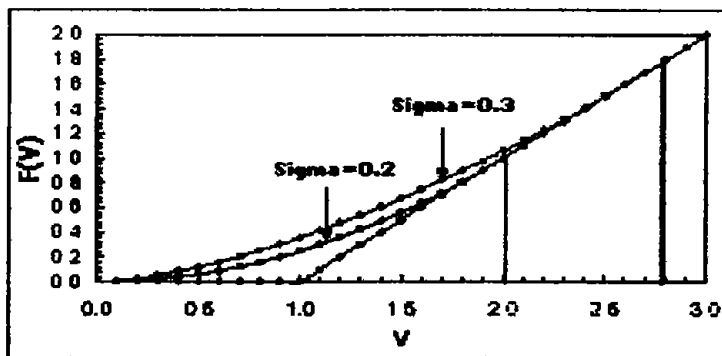
$$\beta = \frac{1}{2} - \frac{(r - \delta)}{\sigma^2} + \sqrt{\left[\frac{(r - \delta)}{\sigma^2} - \frac{1}{2} \right]^2 + \frac{2r}{\sigma^2}} \quad (3.23)$$

$$A = \frac{V^* - I}{(V^*)^\beta} \quad (3.24)$$

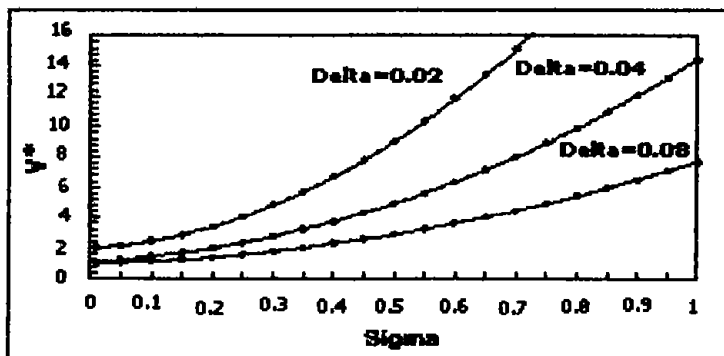
Por ejemplo, un proyecto de inversión con los parámetros dados en la Tabla 3.1 será evaluado.

El valor crítico, a partir del cual la inversión debe ser realizada, es $V^* = 2.0$.

Las Figuras 3.6 y 3.7 ilustran como el valor de la oportunidad de inversión (F_0) y el valor crítico de inversión (V^*) varían en relación a algunos parámetros del modelo. La gráfica (a) muestra que el valor de la oportunidad de inversión crece con la volatilidad y que para $\sigma = 0.2$ y $\sigma = 0.3$ la inversión debe ser realizada para valores de V encima de 2.0 y 2.8 respectivamente. La gráfica (b) muestra como el valor crítico varía con volatilidad pasa tres tantos de dividendos. La gráfica (c) muestra que el valor crítico de la inversión aumenta, la medida que la tasa de dividendos disminuye. La gráfica (d) muestra como el valor crítico varía con la tasa libre de riesgo, para dos tantos de dividendos.



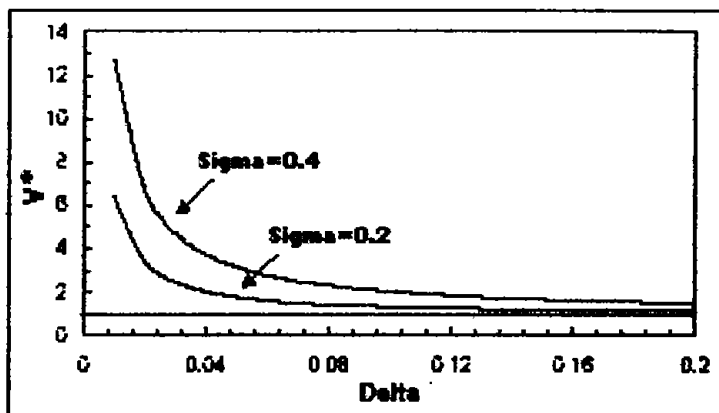
(a)



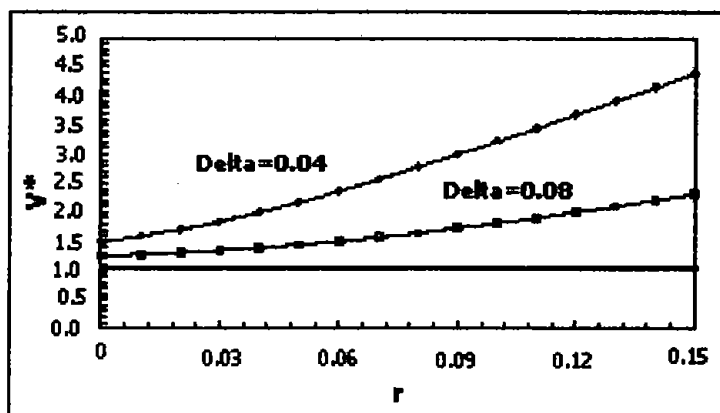
(b)

Figura 3.6: Gráficas de sensibilidade para $F(V)$ e (V^*) (parte a).

Estas gráficas serão importantes para comparar com os valores obtidos usando programação dinâmica, em la seguinte seção.



(c)



(d)

Figura 3.7: Gráficas de sensibilidad para $F(V)$ y (V^*) (parte b).

3.4.2 Métodos numéricos.

En la sección anterior, el valor de la oportunidad de inversión ha sido calculado al resolver una ecuación diferencial parcial. En ocasiones, las ecuaciones diferenciales parciales no poseen soluciones analíticas, por lo que los métodos numéricos deben ser uti-

lizados para aproximarlas. Es por ello que los métodos de diferencias finitas explícitas e implícitas han sido utilizados en Brennan, M. y Schwartz, E. [Bre-Sch] para evaluar una opción americana.

Otro método numérico, conocido como árbol binomial, fue propuesto en Cox, J., Ross, S. y Rubinstein, M. [Co-Ro-Ru]. La distribución de probabilidad del activo en cada período, supuesta lognormal, fue aproximada por una distribución binomial. De esta manera, en cada período el precio del activo puede cambiar para solamente dos valores posibles.

La vida útil de la opción es dividida en M períodos de tiempo. Se acepta la hipótesis de que el precio del activo sea negociado solamente en estos períodos. Por ello, un árbol binomial de todos los posibles precios del activo es creado, como en la Figura 3.8. Este árbol es construido partiendo de un valor inicial V , generando dos precios posibles (uV y dV) en el segundo período, tres precios posibles (u^2V , udV y d^2V) en el tercer período y, asimismo, por todos los períodos de la vida del proyecto hasta que su vida útil se extinga.

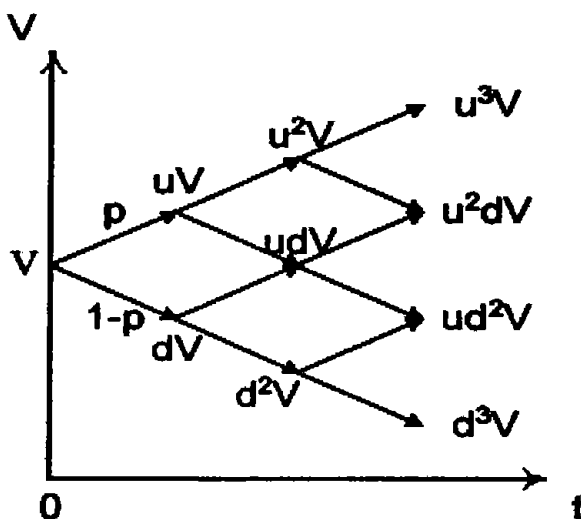


Figura 3.8: Representación del modelo de árboles binomiales con tres períodos.

Las preferencias del inversionista al riesgo no precisan ser llevadas en contra, ya que pudo crear una cartera dinámica libre de riesgo en cada período. El proceso estocástico

del valor del proyecto es dado por la ecuación (3.11), siendo α substituida por $r - \delta$, en donde r es la tasa de futuros libres de riesgo. Los parámetros u , d y p son dados por las ecuaciones a siguientes⁶.

$$u = \sigma\sqrt{dt} \quad (3.25)$$

$$d = \frac{1}{u} \quad (3.26)$$

$$p = \frac{1}{2} + (\alpha - \frac{1}{2}\sigma^2)\sqrt{dt} \quad (3.27)$$

El algoritmo de programación dinámica es aplicado a lo largo del árbol binomial. En cada uno de los nodos terminales, la remuneración de la opción es calculada de acuerdo con la siguiente ecuación (3.28)

$$F_T(V_T) = \max(V_T - I, 0). \quad (3.28)$$

La secuencia de decisiones que pueden ser tomadas en cada período de tiempo son descompuestas en dos partes: decisión inmediata y decisión futura. La decisión óptima es aquella que maximiza el valor presente neto. La descomposición del problema en dos decisiones es fundamentada en el *Principio de Bellman de la Optimalidad*, (ver Bellman, R. S. [Be] y Dixit, A. y Pindyck, R. [Di-Pi]). Para el problema de evaluación de una opción de espera, la *Ecuación de Bellman o Ecuación Fundamental de la Optimalidad* es dada como sigue:

$$F_t(V_t) = \max \left\{ \underbrace{V_t - I}_{\text{Decisión inmediata}}, \underbrace{\frac{1}{1+r} E_t [F_{t+1}(V_{t+1})]}_{\text{Decisión futura}} \right\}. \quad (3.29)$$

En donde F_t representa el valor de la oportunidad de inversión en el tiempo $t \in [0, T)$, V_t el valor presente de los flujos de caja en el tiempo t , I el costo de inversión, r la tasa

⁶Una cartera dinámica libre de riesgo fue utilizada en Cox, J., Ross, S. y Rudinstein, M. [Co-Ro-Ru], Hull, J. C. [Hul] y Jarrow, R. y Rudd, A. [Ja-Ru] para mostrar la independencia del modelo a las preferencias del inversionista al riesgo. Además de eso, mostrarán como calcular los valores de u , d y p . Estos parámetros conducen a valores de la opción más precisos que los presentados por los otros métodos.

de descuento libre de riesgo y $E_t[F_{t+1}]$ el valor esperado de la oportunidad de inversión en $t + 1$, condicionado a los informes en t . El valor de la oportunidad de invertir puede ser calculado, por un modelo binomial disponible a las probabilidades de transición entre dos períodos de tiempo consecutivos.

Como ejemplo, considere una rama del árbol dado en la Figura 3.9. En $t + 1$, la remuneración de la opción, cuando el valor del activo pasa de V_t para uV_t está dado por $F_{t+1,u}(V_{t+1}) = \max(uV_t - I, 0)$ y $F_{t+1,d}(V_{t+1}) = \max(dV_t - I, 0)$ cuando el valor del activo pasa de V_t para dV_t .

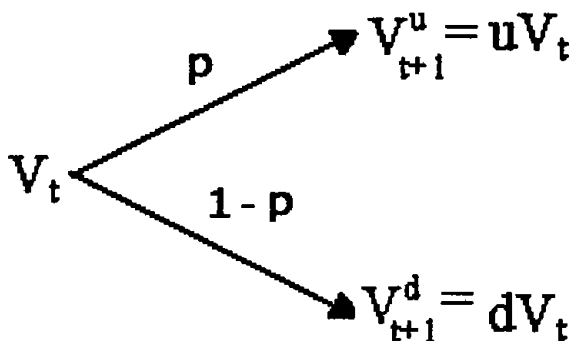
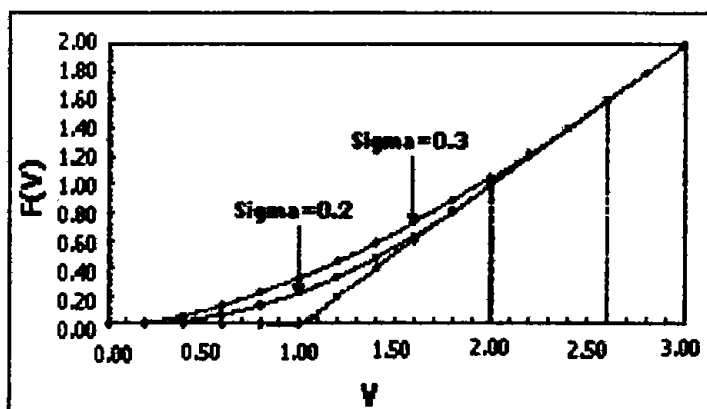


Figura 3.9: Rama del árbol binomial.

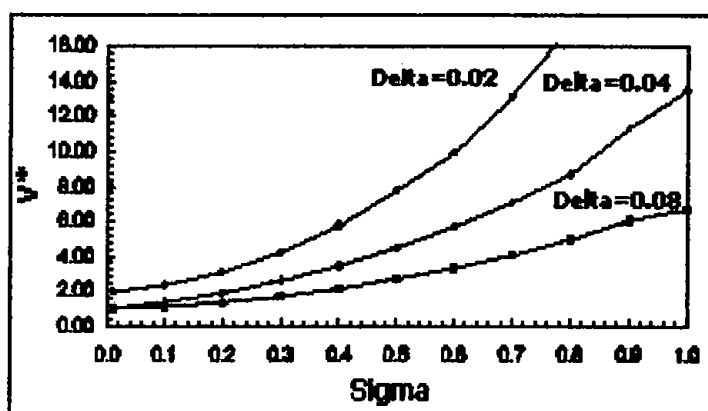
Ya el valor de la opción en t es obtenido usando la ecuación (3.29) y calculando el valor esperado de la oportunidad de inversión en $t + 1$. Estos cálculos son puestos en todos los nodos del árbol, del período $T - \Delta t$ hasta 0, donde el precio de la oportunidad de inversión (F_0) es:

$$F_t(V_t) = \max\{V_t - I, \frac{1}{1+r} [pF_{t+1,u} + (1-p)F_{t+1,d}]\}.$$

Los mismos datos usados para la evaluación del proyecto de inversión de la sección anterior serán utilizados con el modelo binomial. En este caso, la vida útil será dividida en 2000 partes. Las gráficas de las Figuras 3.10 y 3.11 conducen a conclusiones semejantes a las obtenidas en la sección anterior.



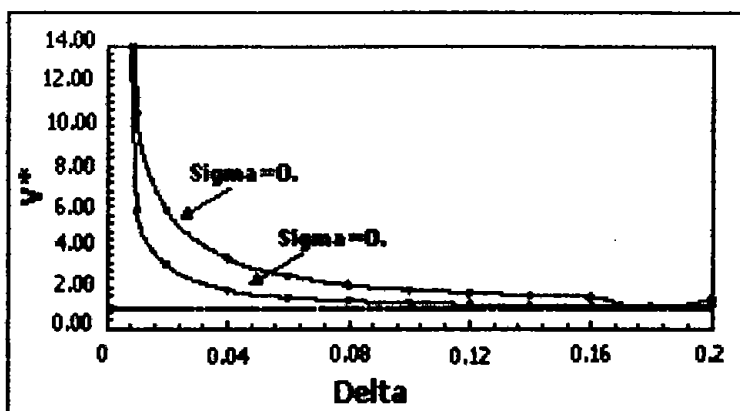
(a)



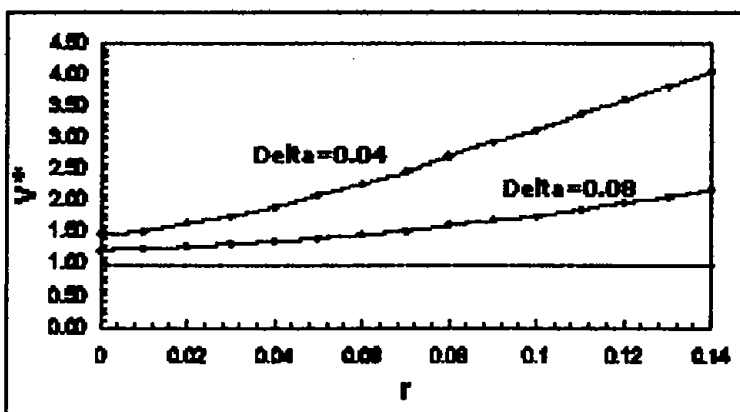
(b)

Figura 3.10: Gráficas de sensibilidad para $F(V)$ y V^* usando el modelo binomial (parte 1).

La Figura 3.12 presenta una comparación entre el valor crítico obtenido resolviendo la ecuación diferencial ordinaria y el modelo del árbol binomial. A pesar de que la comparación parezca burda, se debe llevar en consideración que la formulación analítica es una aproximación, ya que una ecuación diferencial parcial debería ser resuelta.



(c)



(d)

Figura 3.11: Gráficas de sensibilidad para $F(V)$ y V^* usando el modelo binomial (parte 2).

3.4.3 Técnicas de simulación.

Monte Carlo es una herramienta de simulación estadística que utiliza métodos de muestreo para resolver problemas de naturaleza estocástica o determinística. Normalmente, cantidades que pueden ser escritas sobre la forma de valor esperado de una variable

Volatilidad	Valor Crítico	
	Eq. Diferencial	Modelo Binomial
20%	2,0	1,93
30%	2,8	2,63

Figura 3.12: Comparación entre los valores críticos de inversión para los dos métodos de evaluación.

aleatoria, definida sobre un espacio de probabilidades que pueden ser estimadas por estos métodos, (ver Hammershey, J. y Handscomb, D. [Ha-Ha]).

En finanzas, la Simulación de Monte Carlo es muy utilizada para evaluación de opciones financieras, principalmente del tipo europeo, (ver Boyle, P. [Bo]). En este caso, la decisión de ejercicio solamente es tomada en el vencimiento del título y el valor de la opción no es influenciado por las decisiones del propietario, a lo largo de su vida útil. Suponiendo la no existencia de oportunidades de arbitraje, el valor de la opción europea (F_0) es dado por el valor esperado de su remuneración terminal (π_T) descontado, usando una tasa de descuento libre de riesgo (r), de acuerdo con la ecuación (3.30), siguiente:

$$F_0 = E[e^{-rT} \pi_T(S_T, C) | S_0]. \quad (3.30)$$

No fue posible suponer la no existencia de oportunidades de arbitraje, el precio de la opción aún podría ser evaluado a través de Simulación Monte Carlo, por otra parte, usando una tasa de descuento arbitraria. En este caso, el mercado es incompleto y el valor de la opción es una aproximación del valor verdadero. Modelos para la evaluación de opciones en mercados incompletos aún están siendo propuestos y estudiados, (ver Duffie, D. [Du] y Kartzas, I. y Shreve, S. [Ka-Sh]).

El algoritmo siguiente describe los pasos necesarios para evaluar una opción europea,

usando Simulación de Monte Carlo.

- 1.- Se generan M caminos (muestras) para el activo objeto hasta el vencimiento;
- 2.- Se descuentan las remuneraciones terminales de la opción en cada camino;
- 3.- Se estima el valor de la opción a través de la media de todas las remuneraciones descontadas.

En el paso 1, el proceso estocástico del precio del activo objeto es utilizado para generar la muestra del problema. En caso de que no exista, se pueden utilizar series históricas del precio del activo objeto o series sintéticas futuras generadas por algún proceso. En el paso 2, la función de remuneración de la opción es utilizada. La remuneración de una opción de compra o venta es utilizada para el caso de ser evaluada una opción financiera. En el caso de evaluación de opciones reales, es utilizada la remuneración referente a la decisión gerencial. El valor obtenido en el paso 3, es dado por la ecuación (3.31), es un estimador no tendencioso del precio verdadero de una opción europea con vencimiento en T y remuneración π_T , (ver Boyle, P. [Bo]),

$$\hat{F}_0 = e^{rT} \sum_{j=1}^M \pi_{T,j}(S_{T,j}, K). \quad (3.31)$$

Una de las grandes ventajas de la SMC sobre otras técnicas numéricas es la posibilidad de evaluar el error de las estimaciones. El desvío ponderado de las muestras, dado por la ecuación (3.32), es una medida de dispersión de los valores estimados en relación a la media,

$$SD(F_0) = \sqrt{\frac{1}{M-1} \left\{ \sum_{i=1}^M [\pi_{T,j}]^2 - M \left[\sum_{i=1}^M \pi_{T,j} \right]^2 \right\}}. \quad (3.32)$$

El error (ponderado), ecuación (3.33), es una medida del error cometido por las estimaciones en relación a la media de la muestra

$$SE(F_0) = \frac{SD(F_0)}{\sqrt{M}}. \quad (3.33)$$

El coeficiente de variación, ecuación (3.34), es una medida dimensional de la precisión de las estimaciones.

$$CV = \frac{SD(F_0)}{\hat{F}_0}. \quad (3.34)$$

Las estimaciones hechas con Simulación de Monte Carlo no poseen un patrón bien definido de convergencia para el valor verdadero de acuerdo con la ecuación (3.33), el error de las estimaciones disminuye con la $M^{0.5}$, entonces se debe tener una muestra mucho más grande, para que una precisión aceptable sea alcanzada. Además, cuanto mayor sea la muestra, mayor el costo computacional, pudiendo esto inhabilitar la aplicación. Analizando nuevamente la ecuación (3.33), el error de las estimaciones puede ser reducido si el desvío ponderado de las estimaciones puede ser reducido de alguna forma. Existen varias técnicas para reducir el error, manipulando el desvío ponderado (o varianza) de las estimaciones. Estas técnicas son conocidas como técnicas de reducción de varianza. Un apartado general de estas técnicas puede ser encontrado en Hammersley, J. y Handscomb, D. [Ha-Ha] y su utilización en problemas de evaluación de opciones financieras, en Boyle, P. Broadie, M. y Glasserman, P. [Bo-Bro-Gla].

El Valor de un proyecto de investigación con flexibilidad operacional puede ser estimado usando Simulación de Monte Carlo. La flexibilidad operacional es dada por una opción de compra del tipo europea, que será ejercida si el valor de las entradas es superior al costo variable de operación. Esta opción fue comentada en la sección 3.3.2. Ahí, el valor presente del proyecto está dado por la suma de los valores de todas las opciones a lo largo de la vida útil del proyecto, de acuerdo con la ecuación (3.8).

El valor de la opción en cada estado esta dado por la ecuación (3.30), en donde π_T es substituido por la ecuación (3.6). El estimador del proyecto está dado por

$$\hat{V} = \sum_{i=0}^T \hat{F}_{0,i}. \quad (3.35)$$

O también por

$$\hat{V} = \frac{1}{M} \sum_{j=1}^M \sum_{i=0}^T \frac{1}{(1+r)^i} \max(P_{j,i} - C_{j,i}, 0). \quad (3.36)$$

A diferencia de los títulos europeos, los títulos americanos pueden ser ejercidos en cualquier momento hasta el vencimiento. En este caso, la decisión del propietario irá a influir el valor de la opción. Asimismo, para evaluar un título americano, la política de ejercicio óptimo debe ser estimada y, en seguida, el valor de la opción calculado.

La estimación de la política de ejercicio óptimo introduce un alto grado de complejidad al problema de evaluación de opciones americanas usando SMC. En su libro, *Options, Futures and Other Derivatives Securities*, John Hull llegó a afirmar que SMC no podría ser utilizada para evaluar opciones americanas. Esta afirmación no procede, ya que SMC puede ser usada en conjunto con Programación Dinámica, para estimar la estrategia óptima de inversión y, en seguida el precio de la opción.

Suponga que una opción de espera deba ser evaluada usando SMC. Como ya fue visto, la decisión de esperar por nuevas informaciones es análoga a una opción americana de compra. Asimismo, la expectativa dada por la ecuación (3.37) debe ser utilizada para evaluar la opción americana:

$$F_0 = \max_{\tau} \{E[e^{-r\tau} \max(V_{\tau}, I)]\}. \quad (3.37)$$

En donde F_0 es el valor de la opción y la ecuación es evaluada sobre todos los tiempos de parada $\tau \leq T$. En el caso de que la política de ejercicio óptima sea conocida, entonces la estimación dada por la ecuación (3.38) podría ser utilizada para la evaluación de la opción

$$F_0 = E[e^{-r\tau} \pi(S_{\tau}, C)]. \quad (3.38)$$

En donde τ ya fue definida por algún procedimiento, como el tiempo de parada. Como normalmente la política óptima no es conocida, entonces ella debe ser estimada a través de algún algoritmo. Una primera idea sería calcular el tiempo de parada óptimo que satisfaga la ecuación (3.39), pero este procedimiento sobrevalora a la opción, (ver Broadie, M. y Glasserman, P. [Bro-Gla]).

$$\max_{i=0,1,2,\dots,d} e^{-rt_i} \pi(S_{t_i}, C) \quad (3.39)$$

Una segunda idea sería aplicar el algoritmo de programación dinámica, como aquel presentado en la sección 3.4.2, en una estructura en forma de árbol, que aproxime la evaluación del precio del activo objeto a lo largo de la vida útil de la opción. Este árbol ha de ser caracterizado por probabilidades de transición del precio del activo objeto de un período para el próximo, (ver Tilley, J. [Ti]).

Asimismo, un algoritmo para evaluación de una opción usando Simulación de Monte Carlo y Programación Dinámica es dado por los siguientes pasos:

- 1.- *Simule M caminos para el precio del activo objeto;*
- 2.- *Utilice algún algoritmo para estratificar el espacio de estados del precio activo objeto y calcular las probabilidades de transición;*
- 3.- *Aplice el algoritmo de programación dinámica.*

Una tercera idea sería modificar el algoritmo anterior, aplicando la estratificación del espacio de estados en la remuneración de la opción, a la inversa del precio del activo objeto. Este cambio establece la evaluación de opciones multidimensionales, o sea, opciones que dependen de más de una fuente de incertidumbre, (ver Barraquand, J. y Martineau, D. [Ba-Ma]).

Parte II

La evaluación Económica de una Termoeléctrica.

Capítulo 4

La presentación del proyecto.

4.1 Evaluación económica de una termoeléctrica.

En este Capítulo, será presentado un estudio de viabilidad económica de una planta de generación de electricidad instalada en el noreste. Esta planta será una térmica de gas natural, cuyo proyecto de las plantas está basado en la tecnología ciclo combinado, que le permite un mayor rendimiento en la transformación de energía eléctrica.

Como ya fue enfatizado en el Capítulo 2, la oferta de electricidad en el sistema eléctrico mexicano está basada predominantemente en plantas termoeléctricas de gas natural, cerca del 65%, en tanto que, solo el 23% está basado en plantas hidroeléctricas. Esta característica garantiza precios más altos que los ofertados por sistemas con predominancia hidráulica, aunque la oferta de energía es extremadamente dependiente de las condiciones hidrológicas. Por ejemplo, en períodos de sequía, el precio a la vista de la electricidad, dado por el costo marginal de corto plazo, puede crecer hasta el costo por racionamiento del sistema.

Por el momento, el sector pasa por un período de transición, en donde la estructura antigua está dando lugar a una estructura basada en el mercado competitivo. Ante la posible inversión en el sector en los últimos diez años, muchos proyectos de generación tienen sus cronogramas de instalación retrasados, con respecto al proyecto ideado. Con

esto, existe un cierto desequilibrio entre la oferta y la demanda creciente, dificultando el período de transición para el nuevo modelo institucional.

Las termoeléctricas surgen como una solución a corto plazo el incremento en la capacidad de generación instalada en el país. Eso se debe a características como cronogramas de instalación deficientes, facilidad de localización de los centros de carga y disponibilidad de gas natural. Se estima que cerca de 15GW podrían ser instalados y que, en los próximos diez años, la participación de generación termoeléctrica en la matriz energética debe pasar de 65% a 80%.

Estas inversiones serán posibles gracias a la intervención del gobierno federal, garantizando el precio del gas natural y la compra de la energía excedente de aquellas térmicas que no tuvieran su energía contratada.

Como será visto en este capítulo, las inversiones en termoeléctricas son caracterizadas no solamente por retornos elevados, sino también por riesgos elevados. La flexibilidad operacional impuesta por la nueva estructura del sector, en donde la térmica flexible solamente será despachada si el precio *spot* estuviese por encima de su costo operacional, agrega valor a la inversión. Los resultados mostraron que las térmicas flexibles, igualmente contratadas, son más valiosas que las inflexibles. La posibilidad de actuar en el mercado *spot* y en el mercado de contratos bilaterales ofrece una ventaja competitiva que debe ser aprovechada por los inversionistas. Será calculado también el valor de la opción de ser declarada flexible.

4.2 Presentación del proyecto.

El proyecto a evaluar en este capítulo es el de una termoeléctrica de gas natural, que será instalada en el subsistema del noreste mexicano. Esta térmica puede ser considerada benéfica en el plano institucional de los incentivos a la construcción de plantas termoeléctricas, ella no será evaluada como un incentivo estatal más (para hacer inversiones del estado como preferentes).

Parámetros	Valores
Potencia Instalada	240 MW
Costo de Inversión	\$ 300 millones
Costo de Operación	\$ 37,50 /MWh
Precio de Contrato de Venta	\$ 50,00/MWh
Tasa de Descuento	25%
Vida Útil de la Planta	20 años

Tabla 4.1: Parámetros del caso base.

4.3 Definición del caso base.

El caso base refleja las características más comunes del proyecto. La Tabla 4.1 presenta los valores de los principales parámetros.

A partir de ahora, los parámetros del proceso de evaluación serán discutidos, comenzando por el costo de inversión.

4.3.1 Costo de inversión.

El costo de inversión de esta termoeléctrica está dentro de los patrones de inversión mundial. El costo de inversión para cada unidad de capacidad instalada (Watts) debe estar entre 0,6 y 0,8 dólares por MW.

Como los datos de la Tabla 4.1 usados en esta evaluación, el valor del costo de inversión por la capacidad instalada es de 0,69 dólares por MW, si la tasa de cambio es de 11,50.

4.3.2 Costo de operación de la termoeléctrica.

La termoeléctrica que será evaluada en este estudio tiene como principales componentes del costo de operación el precio del gas natural y su eficiencia en transformar energía térmica en energía eléctrica.

El precio del gas natural para los subsistemas norte y noreste serán compuestos por los

precios del gas natural mexicano y estadounidense, no debiendo sobre pasar, una media de 2,26 dólares por MMBTU para contratos de 20 años. La variación de este precio se dará debido a la disponibilidad del gas mexicano.

Otro factor que compone el costo de operación es el rendimiento de la térmica. Por lo regular, las plantas que utilizan turbinas basadas en la tecnología de ciclo combinado presentan el mejor rendimiento, o sea, precisan de menos combustible para transformar energía térmica en energía eléctrica. Estas plantas tendrán un factor de rendimiento de cerca del 50%.

4.3.3 Precio *spot*.

El precio *spot* de electricidad, dado por el Costo Marginal a Corto Plazo, es el principal componente de incertidumbre o riesgo del mercado de energía mexicano. Como las estrategias de una planta de generación dependen de esta variable, ella debe estar correctamente representada en el problema de evaluación de un proyecto de inversión.

La previsión de precios *spot* futuros es una tarifa difícil debido a las características hidrológicas del sistema de cuencas fluviales. Además de esto, el cálculo del CMCP es hecho por un problema complejo de optimización estocástica. Asimismo, nuestra aproximación para modelar el precio *spot* futuro a través de un proceso estocástico, será fundamentada mediante el uso de una muestra representativa, sobre series futuras de precio *spot* para cada escenario diferente.

En caso de evaluaciones a largo plazo, esas series futuras de precios *spot* serán dadas por el sistema de información de evaluación de precios de SENER, desarrollado por el IMP. Estos precios son calculados en base a mensajes y dependen de varios factores ligados a la operación energética del sistema, como por ejemplo: las influencias pasadas, el volumen actual de la demanda; el costo de operación de las térmicas; el costo de déficit del sistema y los límites de intercambio entre los submercados; la configuración prevista para el parque generador y proyección de demanda, IMP (2000).

4.3.4 Nivel de contratación.

Las termoeléctricas en el sector eléctrico mexicano podrán actuar en dos frentes. Primero, ellas podrán comercializar parte de su energía en el mercado y por otra parte a través de

contratos bilaterales. En este caso las térmicas son consideradas flexibles y parte de su potencia será despachada por el organismo nacional de distribución de energía. Segundo, ellas se podrán declarar inflexibles y tener su energía comercializada apenas por contratos bilaterales. En este caso, la potencia no será despachada por el organismo nacional de distribución de energía.

El nivel de contratación influye directamente en la remuneración de las plantas termoeléctricas. En el caso que la térmica sea inflexible, ella deberá estar totalmente contratada. Ya en el caso de las térmicas flexibles, el nivel de contratación óptimo es un resultado importante, aún así, las preferencias del inversionista al riesgo deben ser tomadas en consideración.

4.3.5 Precio del contrato.

La definición de la venta de energía para contratos a largo plazo es un factor importante para la remuneración aceptable de una termoeléctrica. Además de esto, el precio debe reflejar la competencia entre generadores por contratos a largo plazo. Asimismo, un precio elevado que incentive las cargas al vencimiento en contratos con otros generadores (termoeléctricos o hidroeléctricos) que ofrecen condiciones más favorables. Precios bajos probablemente conducirán a una remuneración de inversiones.

A pesar de que las térmicas flexibles pueden disponer de energía a través del mercado *spot*, esto es arriesgado, esto debido a que la probabilidad de no remuneración es alta, y a la existencia de probabilidades de lucro extraordinarias, como se mostrará en este capítulo. En resumen, también se concluye que el valor esperado del precio *spot* futuro estará relacionado al precio de contratación con el mercado de contratos bilaterales.

4.3.6 Tasas de descuento.

Son las tasas usadas para descontar los flujos de caja futuros del proyecto. Normalmente estas tasas reflejan las expectativas del inversionista en relación a los riesgos asumidos con el proyecto.

Un esquema planteado originalmente por Coopers et. al. en [Co] permite un intervalo entre 12% y 15% de tasa de retorno como estándar de tasas de retorno apropiadas para actividades de generación de energía eléctrica en el sistema mexicano. Estos niveles de

retorno se reflejan en la época de finales de los 90 y principios del 2000, los riesgos adicionales del país por los cuales los inversionistas acostumbran exigir un premio de cerca del 4%. Este intervalo fue basado en las tasas de cambio de esa época y por esto no toman en cuenta la desvalorización sufrida por el dólar con respecto al euro en 2003 y 2004.

Como mucho estos niveles pueden crecer hasta un 30%. En este trabajo, será utilizado un intervalo de tasas de retorno para proyectos de generación de energía eléctrica que varía entre el 20% y 30%.

4.4 Suposiciones.

Para el proceso de evaluación propuesto en este capítulo, hacemos algunas hipótesis sobre el ambiente de negociaciones y sobre la operación de la planta.

Por una parte, el mercado es considerado incompleto, o sea, los riesgos de este proyecto no pueden ser reproducidos con activos existentes en este mercado. Asimismo, debe ser utilizada una tasa de descuento que representa el retorno que el inversionista tendría sobre otras oportunidades de inversión, con características de riesgos semejantes. La ecuación de *Bellman* es utilizada para calcular el valor de la oportunidad de inversión.

Por otra, algunas restricciones sobre la operación de la planta han de ser incluidas. No existe costo por entrar en operación cuando son observados precios favorables. Una planta termoeléctrica puede ser desmembrada sin incurrir en costos adicionales, cuando sean observados precios desfavorables. El tiempo de desmembramiento y ligas son considerados instantáneos, pudiendo ser despreciados.

4.5 Modelando.

El valor presente de las remuneraciones futuras del proyecto serán calculados de acuerdo con el modelo estudiado en el Capítulo 3. Este modelo considera la operación de una planta mediante una opción de operar, en el caso en que los ingresos sean menores que los costos de operación, se hace suspender la operación. En el caso de la termoeléctrica,

este modelo es equivalente a la operación flexible, en donde la térmica solamente será despachada por el ONS, si el costo de operación fuerá menor que el precio *spot* de la electricidad, en ese caso ella se considera flexible. Para el caso de inflexibilidad, no existe la opción de suspender temporalmente la operación.

Luego, la remuneración de la termoeléctrica con flexibilidad operacional (opción de suspender temporalmente), en un período t , viene dada por la ecuación (2.2) que será repetida nuevamente en este capítulo, por el momento, representando explícitamente la flexibilidad operacional.

$$\pi_t = (P_c - P_{spot}) * G_c + \underbrace{\max(P_{spot} - CO, 0)}_{\text{flexibilidad operacional}} * G_t. \quad (4.1)$$

Note que la expresión que representa la remuneración de la flexibilidad operacional es semejante a una opción de compra. Asimismo, si el valor esperado de esta expresión fue calculado y descontado para el período inicial del estudio, entonces el valor de una opción estará siendo calculado.

Usando una tasa de descuento ρ el valor del proyecto con opción de suspender temporalmente en cada instante $t(V_t)$ es dado por:

$$V_t = \pi_t + \frac{1}{1 + \rho} E(V_{t+1}). \quad (4.2)$$

Al final de la vida útil de la planta (T), el valor del proyecto es dado por

$$V_t = \pi_T. \quad (4.3)$$

De acuerdo con el Capítulo 3, la ecuación (4.2) es aplicada en retroceso (*backward*) a lo largo de la vida útil de la planta y, en $t = 0$, el valor del proyecto a lo largo de toda su vida útil es calculado.

La principal incertidumbre que será utilizada en esta evaluación es sobre el precio *spot* de energía. El sistema de información de evaluación de precios de SENER fue utilizado para generar 2000 series futuras mensuales de precio *spot*, cada una con duración de sesenta meses (cinco años). Las series en referencia al quinto año serán repetidas hasta que se alcanza el valor definido en el caso base. Asimismo, la remuneración del proyecto es también considerada una variable aleatoria y, por consiguiente, el valor del proyecto en un instante t cualquiera.

Calculando el valor del proyecto con flexibilidad operacional, debe ser encontrado el valor de la opción de suspender temporalmente, también será evaluada una termoeléctrica como inflexible, con las mismas características de la flexible.

En este trabajo, no será considerado ningún tipo de incertidumbre en la evaluación de una termoeléctrica inflexible. La remuneración de una termoeléctrica sin flexibilidad operacional es dado por la ecuación

$$\Pi_t = (P_c - CO) * G_c. \quad (4.4)$$

El valor del proyecto en cero es dado por

$$VI = \sum_{t=0}^T \frac{1}{1 + \rho} \Pi_t. \quad (4.5)$$

Asimismo, el valor de la opción de suspender temporalmente la operación, o sea, el valor de una termoeléctrica si se declara flexible, será dado por:

$$\text{Valor de la Flexibilidad} = V_0 - VI. \quad (4.6)$$

4.6 Proceso de evaluación

El diagrama de flujo de la Figura 4.1 representa las principales fases de procesamiento del algoritmo utilizado para la evaluación del proyecto de inversión. En la primera fase el sistema de información *Bloomberg* es utilizado para obtener, los precios *spot* de electricidad. En la segunda fase, mediante un algoritmo de programación dinámica de tipo *backward* se calculan los valores en cada período t , hasta que el valor del proyecto en el tiempo $t = 0$ sea encontrado. Y finalmente en la tercera fase, las estadísticas serán calculadas.

4.7 Resultados.

Los resultados serán calculados siempre llevando en cuenta una variación en el nivel de contratación de la termoeléctrica, igual que para el caso base. Asimismo, no será

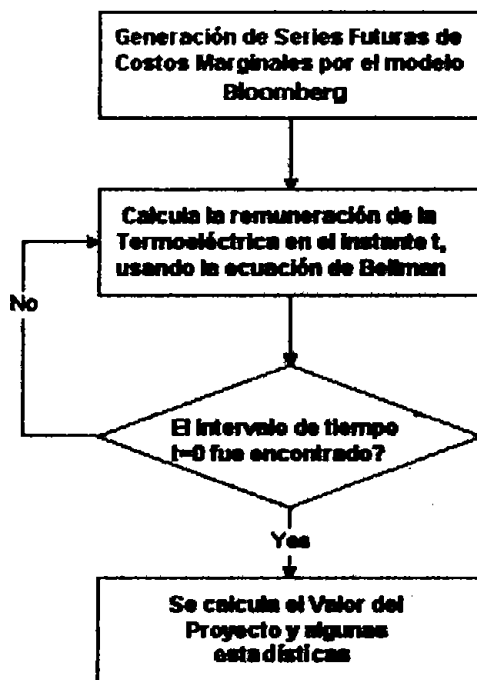


Figura 4.1: Diagrama de flujo del algoritmo de evaluación del proyecto.

definido solo el nivel para comercialización de la energía producida. Sin embargo, para una termoeléctrica, el nivel de contratación será considerado 100%.

4.7.1 Caso base.

La distribución de probabilidades del VPN presenta un comportamiento interesante en el caso de las termoeléctricas flexibles. Estas gráficas pueden ser vistas en las Figuras 4.2 y 4.3. Cuando la termoeléctrica se encuentra actuando solamente en el mercado *spot*, existe una probabilidad relativamente grande de no recuperar el capital invertido, cerca del 60%, a pesar de ser posible alcanzar lucros extraordinarios. La distribución comienza a estrechar a medida que aumenta la participación de contratos bilaterales de venta de energía y disminuye la participación en el mercado *spot*. Note que, cuando

la termoeléctrica consigue llegar a un nivel de contratación del 80%, la probabilidad de que el VPN sea negativo es mucho menor que el obtenido en niveles de contratación inferiores, además, en contra partida se reduce la posibilidad de obtener lucros grandes. Cuando la térmica está 100% contratada, sólo puede actuar en el mercado *spot* para comprar energía, a fin de cumplir los contratos, cuando el precio *spot* está por debajo de su costo de operación. De la misma manera, el VPN de la térmica es recuperado, pero sin posibilidad de altos niveles de rendimiento. Note como el intervalo de posibles valores del VPN disminuye. Al actuar solamente en el mercado *spot*, el VPN varía de -300 hasta 3000 millones de dólares. Ya con 100% de su energía contratada, el intervalo disminuye, y el VPN varía de -50 hasta 500 millones de dólares.

La gráfica de la Figura 4.4 presenta la variación del Valor Presente Neto Esperado del proyecto por el nivel de contratación. A medida que el nivel de contratación aumenta, el VPN esperado disminuye.

La gráfica de desvío ponderado para el VPN por nivel de contratación, ver Figura 4.5, muestra que alrededor del 90% existe un punto de inflexión, o sea, el desvío ponderado crece, en vez de disminuir. El desvío ponderado fue utilizado en Viera y Gorenstein [Vi-Go] como medida de riesgo del proyecto e indica el punto de inflexión como punto de riesgo mínimo para el proyecto de inversión en una termoeléctrica flexible.

Si el desvío ponderado del VPN fue considerado una medida de riesgo, entonces la gráfica de la Figura 4.6 muestra como el riesgo varía en relación al valor esperado del VPN. Note que en el punto de riesgo mínimo (90% contratado) el valor esperado del VPN es cerca de \$319,00 millones.

En verdad, la desviación ponderada es una medida de dispersión de las estimaciones del VPN en relación a la media. Cuando la distribución de probabilidad de los flujos es normal, entonces el desvío ponderado puede ser utilizado como una medida de riesgo. Pero, cuando la distribución de probabilidad es asimétrica, entonces, es mejor no usar el desvío ponderado, se puede usar otra medida de riesgo dado que la probabilidad de que el VPN sea negativo es grande. La gráfica de la Figura 4.7 muestra que próximo al 90% se alcanza el menor valor para la probabilidad del VPN sea negativo.

Un inversionista adverso al riesgo escogería un punto de este intervalo con el mayor retorno. Como la gráfica de la Figura 4.4 muestra, el valor esperado del VPN es decreciente con el nivel de contratación. Entonces el 90% sería el punto escogido por este inversionista.

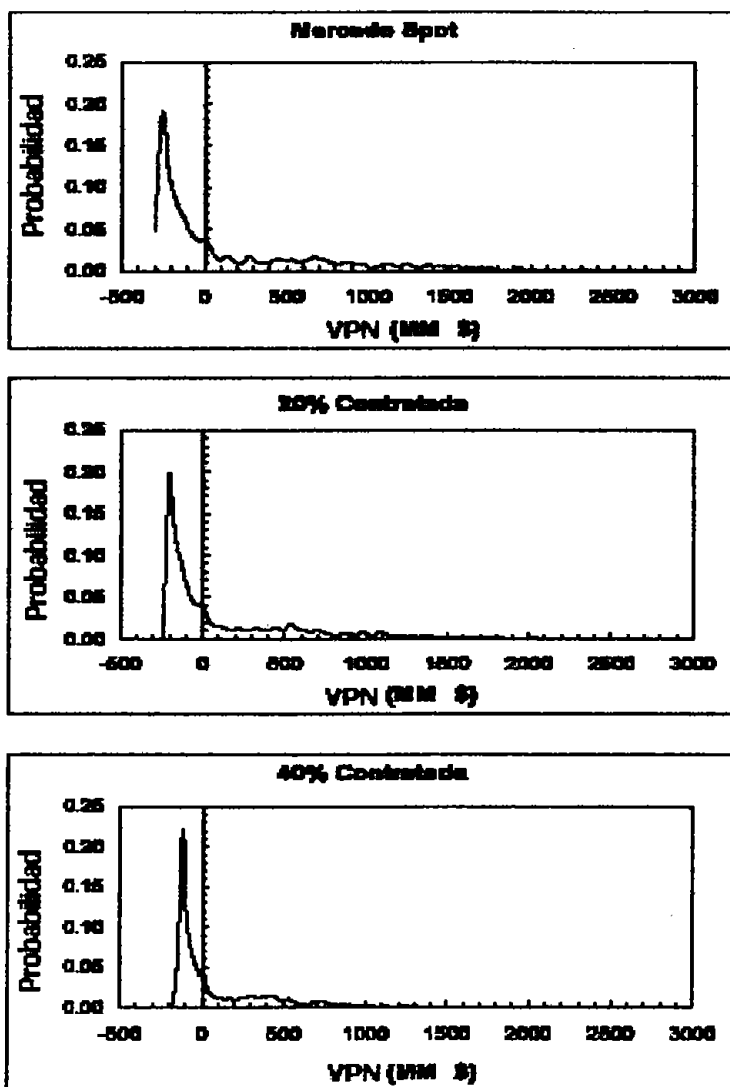


Figura 4.2: Distribución de probabilidad del VPN por el nivel de contratación (parte 1).

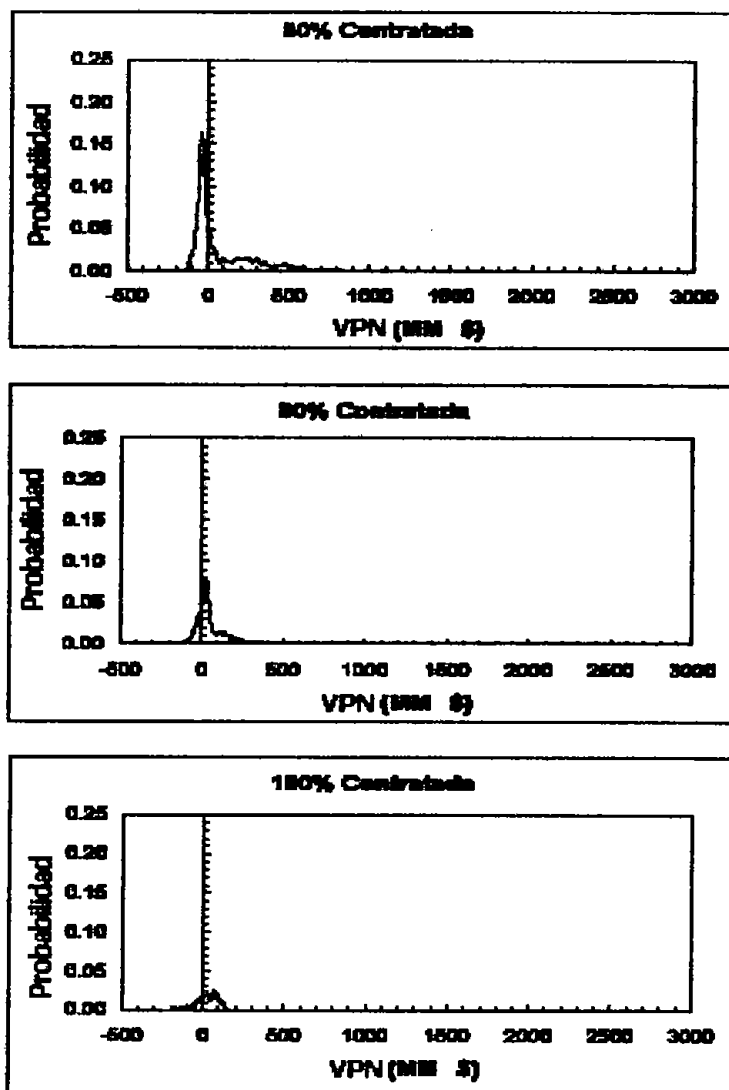


Figura 4.3: Distribución de probabilidad del VPN por el nivel de contratación (parte 2).

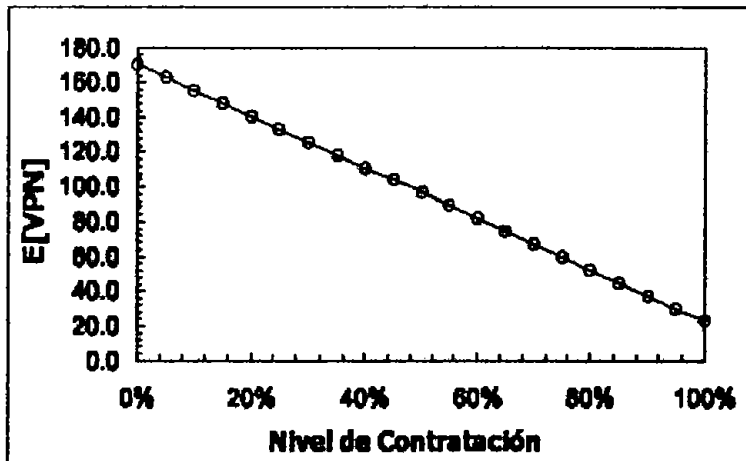


Figura 4.4: Valor presente neto esperado (MMR\$) por nivel de contratación.

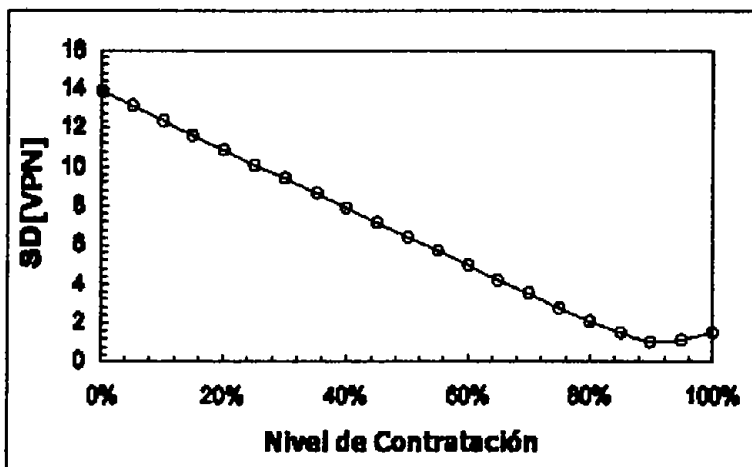


Figura 4.5: Desviación ponderada del VPN (MMR\$) por el nivel de contratación.

La gráfica de la Figura 4.8 muestra como la probabilidad de que el VPN sea negativo varía con el valor esperado del VPN.

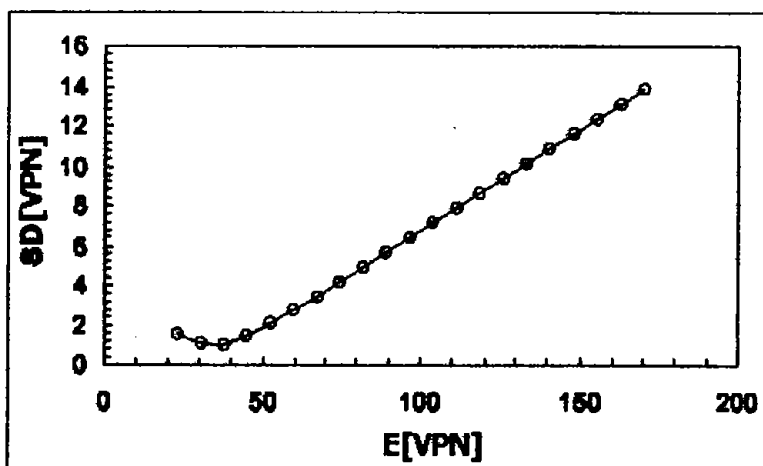


Figura 4.6: Desviación ponderada (MMR\$) por el valor esperado del VPN (MMR\$) parametrizado por el nivel de contratación.

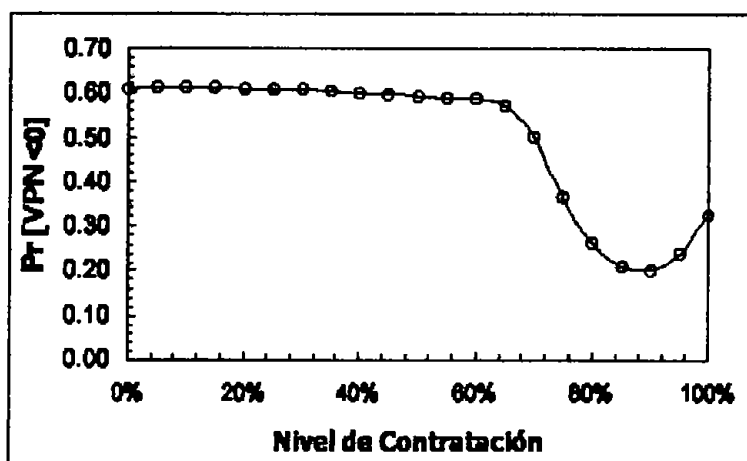


Figura 4.7: Distribución de probabilidad del VPN por el nivel de contratación.

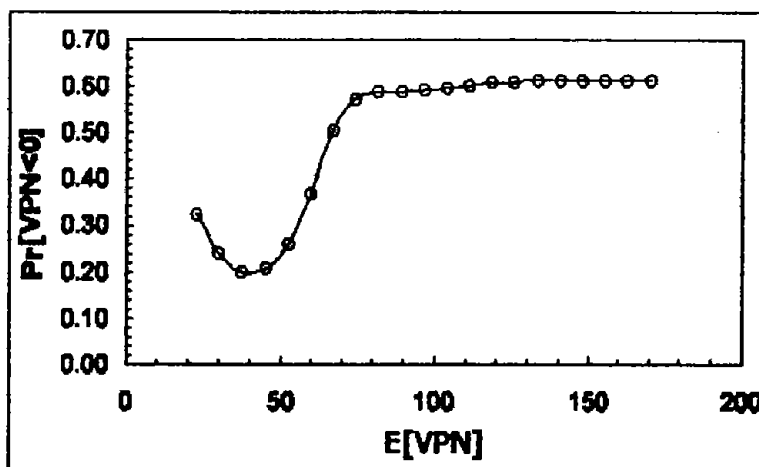


Figura 4.8: Probabilidad del $VPN \leq 0$ por valor esperado del VPN (MMR\$).

Estas gráficas son importantes, por que dan una noción de como se comporta el riesgo y la remuneración de la inversión en una planta termoeléctrica, de acuerdo con el nivel de contratación. Es por ello que las decisiones sobre el nivel de contratación óptimo deben ser tomadas teniendo en cuenta las preferencias del inversionista al riesgo. Considerando un inversionista adverso al riesgo, entonces su decisión sería asumir el menor riesgo con el mayor retorno. En caso de que el inversionista tenga preferencias por invertir más arriesgado, entonces una curva de utilidad debería ser utilizada para indicar el nivel óptimo de contratación.

Ahora, serán hechas algunas sensibilidades en relación a variables como el costo de operación, el precio de contratación, etc.

4.7.2 Sensibilidades sobre el costo de operación.

Unas de las principales discusiones actuales sobre inversiones en termoeléctricas se refiere al precio del gas natural. Como ya fue dicho, el precio del gas se debe mantener en la media en el caso dos, es decir, alrededor de los 2,26 dólares por MMBTU para contratos de 20 años. Por otra parte, algunos reajustes podrán ser hechos a lo largo del

tiempo de acuerdo con la disponibilidad de gas nacional. Al principio, estos reajustes serían efectuados cada tres meses en los que las generadoras estarían sujetas a riesgos de desvalorización de la moneda nacional frente al dólar y a variaciones del precio del *commodity* gas natural. También, el gobierno federal ha propuesto resolver este problema pasando los reajustes del precio del gas natural a períodos anuales.

Como el precio del gas natural está influido directamente por el costo de operación de la planta, entonces sería interesante evaluar el impacto del costo de operación sobre los flujos y el riesgo del proyecto.

La gráfica de la Figura 4.9 muestra como los flujos esperados del proyecto varían en relación al costo de operación. Cuanto mayor el costo de operación, menores serán los retornos del proyecto.

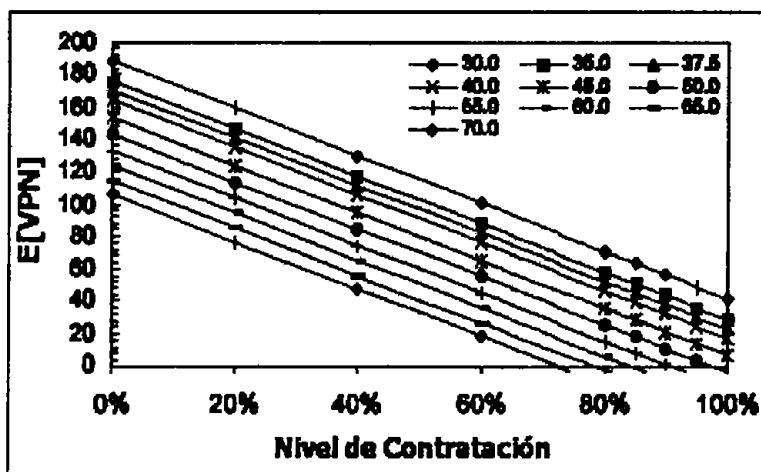


Figura 4.9: VPN Esperado por el costo de operación, parametrizado por el nivel de contratación.

En cuanto a la sensibilidad del riesgo del proyecto en relación al costo de operación, dado en la Figura 4.10, ahí se muestra que niveles de contratación entre 0% y 60% sufren los menores impactos.

La gráfica de la Figura 4.11 confirma la afirmación del párrafo anterior. Los niveles entre 0% y 60% sufren los menores impactos con la variación del costo de operación, pues el riesgo de no remuneración del proyecto es muy pequeño, próximo a cero.

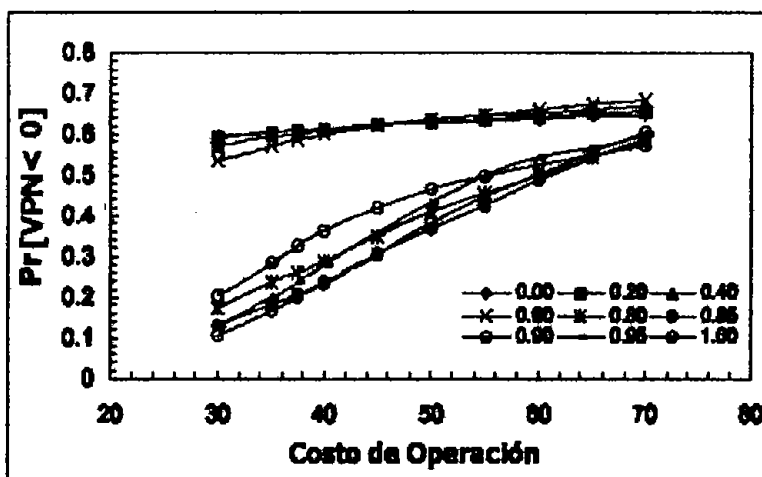


Figura 4.10: Probabilidad del $VPN \leq 0$ por el costo de operación, parametrizado por el nivel de contratación.

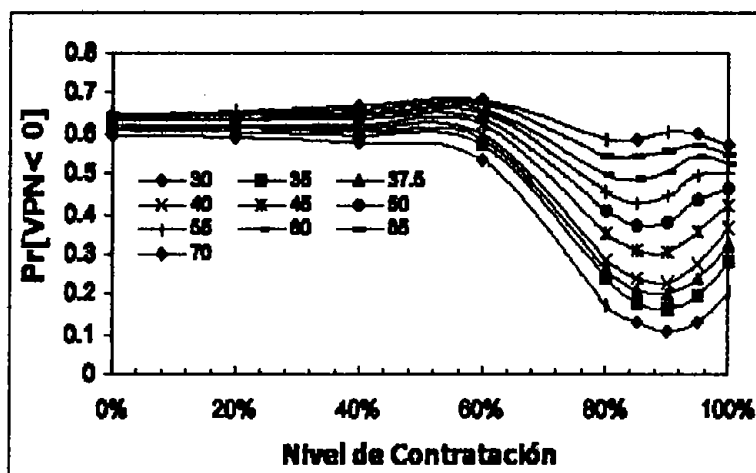


Figura 4.11: Probabilidad del $VPN \leq 0$ por el nivel de contratación, parametrizado por el costo de operación.

Estas gráficas muestran que el costo de operación de plantas termoeléctricas generan una influencia considerable en el riesgo a partir de un nivel de contratación del 60%.

4.7.3 Sensibilidad sobre el precio de contratación.

Encontrar el precio de contratación que recupere el capital invertido es una tarea difícil, principalmente debido al ambiente de competencia por contratos de generación al que las plantas generadoras estarán sujetas. Asimismo, las sensibilidades sobre el precio de contratación serán importantes para evaluar el grado de exposición y retorno sobre la inversión en termoeléctricas.

La gráfica de la Figura 4.12 muestra que, cuando el precio de contrato estuviera arriba de 65 dólares por MWh, la remuneración del proyecto crecerá según el nivel de contratación. Cuando el precio del contrato varía entre 50 y 65 dólares por MWh, entonces el proyecto presentará remuneración decreciente aun más positiva, con el nivel de contratación. Si el precio estuviera abajo de 50 dólares por MWh, entonces además de que la remuneración sería decreciente con el nivel de contratación nos permitirá alcanzar valores negativos.

El precio del contrato es muy importante para la definición del riesgo del proyecto. La gráfica de la Figura 4.13 muestra que precios próximos o que están por debajo del costo de operación incrementan dramáticamente el riesgo del proyecto. Esto puede ser explicado, pues la remuneración de la inversión será dependiente de la remuneración obtenida en el mercado *spot*.

4.7.4 Sensibilidad sobre la tasa de descuento.

La tasa de descuento es utilizada para descontar los flujos de caja futuros del proyecto y también indica el retorno esperado por el inversionista. La gráfica de la Figura 4.14 muestra como se comporta el VPN esperado para cada nivel de contratación, a medida que la tasa de descuento varía. Por ejemplo, para tasas entre 20% y 27%, la curva del VPN esperado es decreciente y no presenta valores negativos para ninguno de los niveles de contratación. Para las tasas entre 28% y 30%, el VPN esperado presenta valores

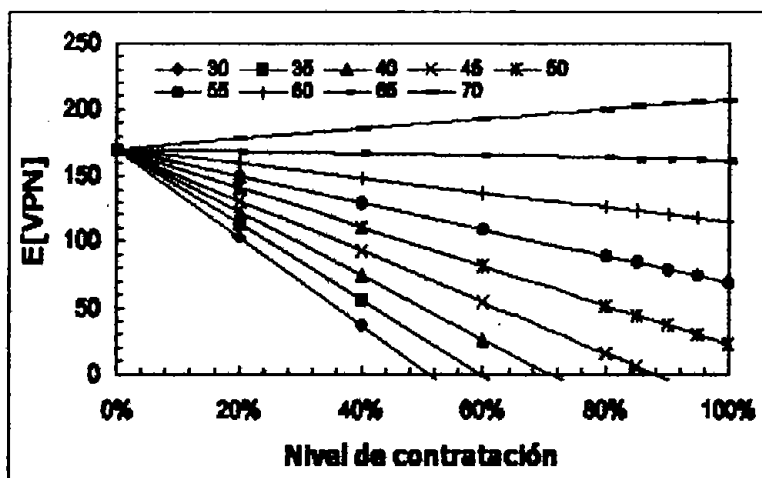


Figura 4.12: VPN Esperado por el nivel de contratación parametrizado por el precio del contrato.

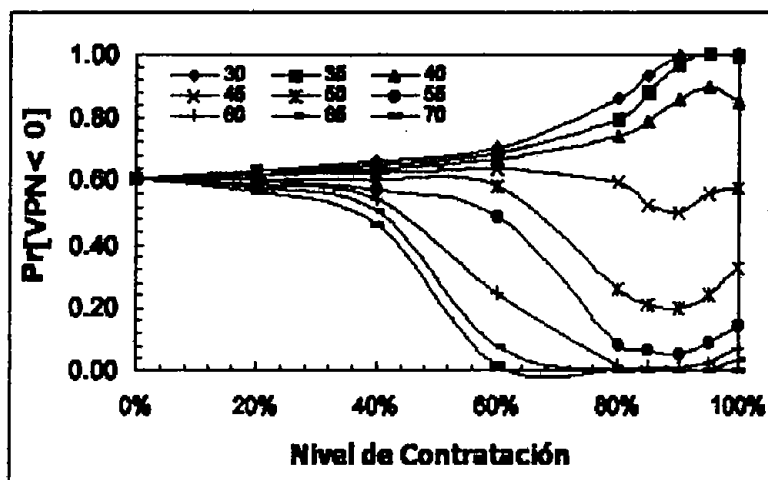


Figura 4.13: Probabilidad del $VPN \leq 0$ por el nivel de contratación, parametrizado por el precio del contrato.

negativos a medida que el nivel de contratación se aproxima al 100%.

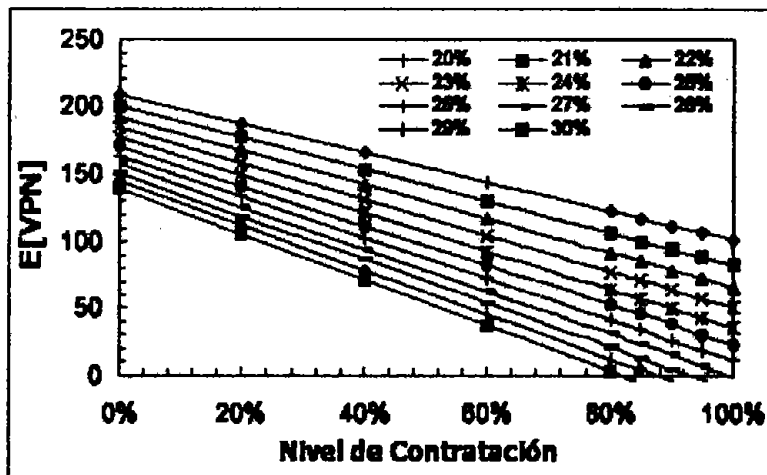


Figura 4.14: VPN Esperado por el nivel de contratación, parametrizado por la tasa de descuento.

En relación al riesgo, la tasa de descuento es bastante sensible para niveles de contratación arriba del 40%. Para los otros intervalos la tasa no altero mucho los niveles de riesgo del caso base, ver Figura 4.15.

4.7.5 Sensibilidad sobre la vida útil.

Al variar la vida útil de una termoeléctrica hay que notar que los primeros años desempeñaba un papel importante, principalmente si la planta tiene pocos contratos. La gráfica de la Figura 4.16 muestra que el VPN esperado es sensible a la vida útil hasta por 16 años, a partir del cual el impacto es menor.

Ya el riesgo, presenta un comportamiento altamente dependiente de la vida útil, como el presentado en la gráfica de la Figura 4.17. Por ejemplo, una termoeléctrica que actúa solamente en el mercado *spot*, presentaría un riesgo menor del que una termoeléctrica que trabaje con contratos en los tres primeros años de vida del proyecto. Este comportamiento puede ser explicado analizando la Figura 2.4. Los tres primeros años el valor esperado

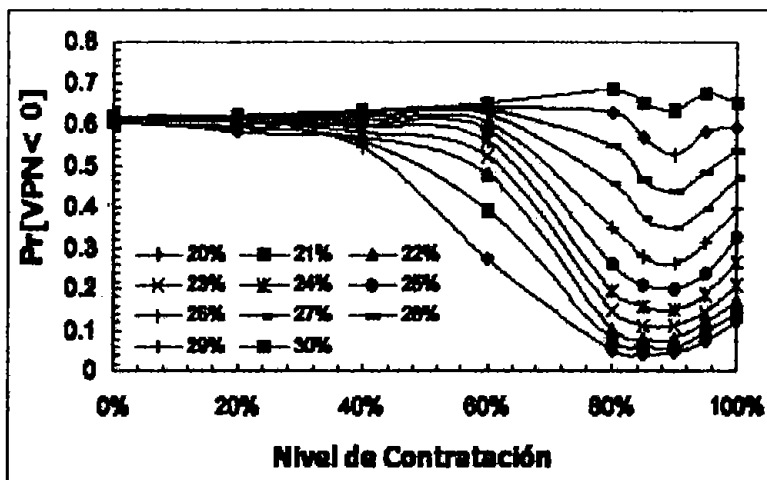


Figura 4.15: Probabilidad del $VPn \leq 0$ por el nivel de contratación, parametrizado por la tasa de descuento.

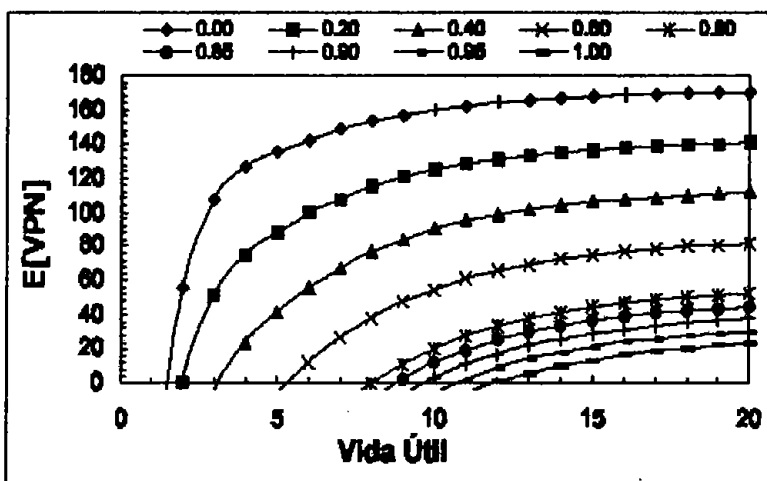


Figura 4.16: VPn Esperado por la vida útil, parametrizado por el nivel de contratación.

del precio *spot* es mayor que el costo de operación pudiendo obtener hasta cuatro veces

su valor en el 2000. Sin embargo, a partir del octavo año, la situación se invierte, y las termoeléctricas poco contratadas se tornan más arriesgadas. Esto puede ser explicado, nuevamente, mediante la Figura 2.4. A partir del quinto año, el valor esperado anual del precio *spot* se mantiene constante en un valor abajo del costo de operación de la termoeléctrica dependiendo del precio del contrato y la remuneración del capital invertido.

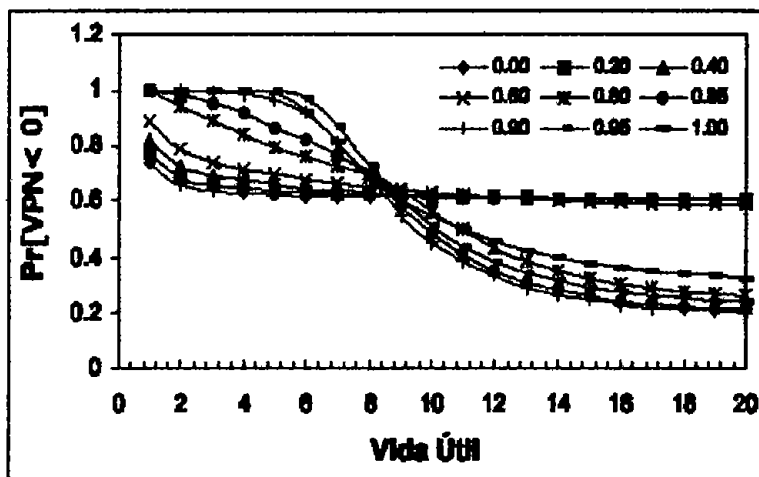


Figura 4.17: Probabilidad del $VPN \leq 0$ por la vida útil del proyecto, parametrizado por el nivel de contratación.

4.7.6 Sensibilidad sobre el número de series futuras del precio *spot*.

Cuando la Simulación de Monte Carlo es usada, se debe analizar como se comporta la precisión de las estimaciones en relación al tamaño de la muestra. Ya en el Capítulo 3, el índice *Beta* es una medida de la precisión de la estimación en relación a la media de la muestra. Cuanto menor el valor de *Beta*, más precisa se torna la estimación. La gráfica de la Figura 4.18 muestra como *Beta* converge, a medida que se aumenta el tamaño de la muestra.

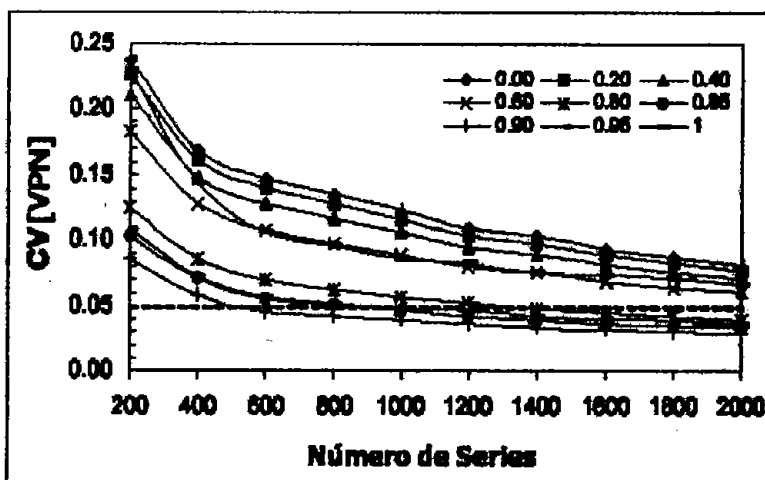


Figura 4.18: Gráfica de convergencia de las estimaciones del VPN.

Normalmente, las estimaciones con *Betas* por abajo del 5% son consideradas adecuadas. De acuerdo con la gráfica, 2000 series es un tamaño de muestra que presenta estimaciones precisas para termoeléctricas contratadas por arriba del 80%. Las estimaciones del VPN para termoeléctricas con niveles de contratación por abajo del 80%, son consideradas reales, pues su *Beta* está por arriba del 5%.

4.8 Valor de la flexibilidad operacional.

La flexibilidad operacional impuesta por el despacho centralizado cuando la termoeléctrica es declarada flexible, puede ser evaluada en este modelo. En este caso, será calculado el VPN con la opción de suspender la operación y el VPN sin esta opción, y entonces se calculará la diferencia.

El VPN de una termoeléctrica inflexible está dado por la ecuación (4.5), en donde su remuneración en un tiempo t cualquiera, es dada por la ecuación (4.4). No será considerado ningún tipo de incertidumbre sobre el flujo de caja de este proyecto, de modo que el VPN representa la decisión óptima de inversión.

Asimismo, dado el VPN con la opción de suspender temporalmente y el VPN sin esta opción, entonces la ecuación (4.6) es utilizada para calcular el valor de la opción de suspender temporalmente o el valor de una termoeléctrica si se declara flexible. Este análisis está de acuerdo con aquel presentado en Trigeorgis [Trig]

La gráfica de la Figura 4.19 muestra como el valor de la flexibilidad varía en relación al nivel de contratación. Cuanto más contratado, menor será el valor de la flexibilidad operacional.

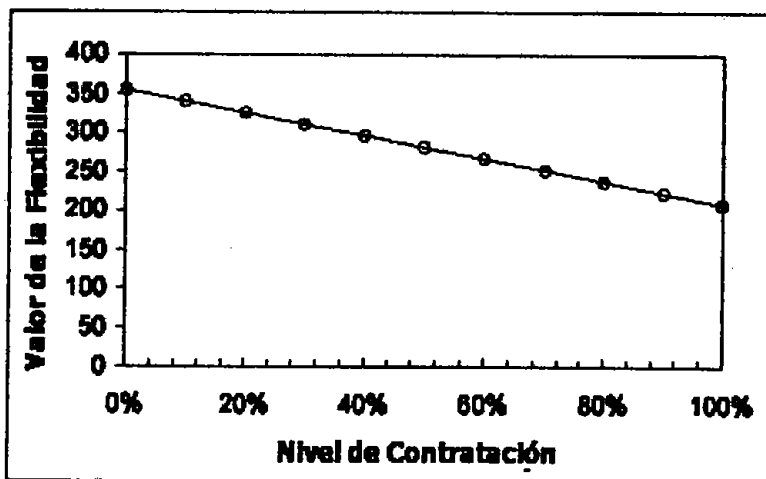


Figura 4.19: Valor de la flexibilidad (MM%) por el nivel de contratación.

El riesgo del proyecto se comporta de tres maneras diferentes, frente al valor de la flexibilidad, a medida que el nivel de contratación varía. Entre 100% y 90%, el riesgo decrece y el valor de la opción crece. Entre 90% y 70%, el riesgo se mantiene constante a medida que el valor de la opción aumenta. Y, entre 70% y 0%, el riesgo crece con el valor de la opción, ver Figura 4.20.

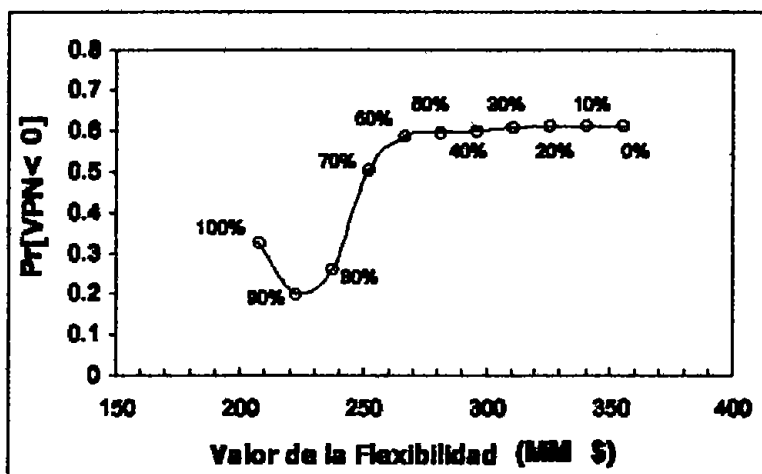


Figura 4.20: Valor de la probabilidad del $VPN \leq 0$ por el valor de la flexibilidad.

Capítulo 5

Un segundo caso de evaluación. ¿Cómo se comportan los datos?.

5.1 El análisis de los datos.

Para el caso de creación de opciones reales para comercialización en termoeléctricas en el noroeste de México iniciamos tratando los datos. El interés de esta sección se enfoca en una termoeléctrica, que como ya se mencionó es la principal fuente generadora de electricidad en México. El objetivo principal del siguiente análisis radica en conocer y estudiar las diferentes decisiones que la termoeléctrica podría tomar si le afectaran distintas circunstancias, para salir beneficiada, esto sin dejar de tomar en cuenta el precio del gas natural si lo que se quiere es tener una visión real del comportamiento de una termoeléctrica.

El estudio de estas circunstancias será realizado tomando en cuenta la Teoría de Opciones Reales, ya que como se vió en el Capítulo 3, tiene más ventajas que los métodos tradicionales al evaluar activos reales.

Se realizó un análisis estadístico a dos series de datos, las cuales son cotizaciones diarias de precios extraídos de los sistemas de información Bloomberg© y Reuters©. Tales cotizaciones de los precios de una termoeléctrica (Palo Verde en EU) que inician el

2 de marzo del 2001 hasta el 30 de junio del 2003, con un total de 585 datos, en donde el precio promedio para la serie completa es de \$61.7 y del precio del gas natural cotizado en el mercado de NYMEX, que inician el 03 de abril del 1990 hasta el 30 de junio del 2003, con un total de 3321 datos, en donde el precio promedio para esta serie es de \$2.59. Se efectuaron las cotizaciones de estos activos por varias razones:

- Se analizó la termoeléctrica de Estados Unidos ya que la situación de este país es muy similar a la situación de México porque en ambos países la generación de electricidad es predominantemente térmica.
- También se estudió el movimiento del precio del gas natural, porque el comportamiento de este está ligado al precio de la electricidad generada por medio de una termoeléctrica ya que es su principal materia prima.

Según la evidencia proporcionada por los datos tanto de la termoeléctrica, como del gas natural y comprobada mediante pruebas de bondad de ajuste Kolmogorov-Smirnov (K-S)¹ y Chi-cuadrada, nuestra conclusión coincide con la de Teoría General de Precios en donde se tiene que la distribución de un tal sistema de precios es lognormal. Sin embargo, la densidad empírica de ambas series de datos no es unimodal y se requiere el ajuste de una función de densidad de tipo convexo. Tal comportamiento nos permite deducir la existencia de dos estados en el comportamiento de los sistemas de precios. En ambos casos (electricidad y gas natural), el primero de ellos corresponde a precios bajos y el segundo a precios altos, que en conjunto nos permite construir, con sus correspondientes contribuciones, a la densidad total del sistema.

Con respecto a la termoeléctrica, el primer estado conocido como *precios bajos* o P_B contiene más de tres cuartas partes del total de la muestra. La tendencia de ese estado ronda el valor \$42.4, la volatilidad muestral es del 477.423 y el ajuste obtenido es una lognormal.

Por otro lado, el segundo grupo de la termoeléctrica, constituido por los *precios altos* o P_A tiene una tendencia que ronda el \$264.2, la volatilidad observada es del 8259.175 y la densidad ajustada (y validada por las pruebas χ -cuadrada y K-S con un nivel de

¹La Prueba K-S conducen a no rechazar la hipótesis del ajuste de una distribución lognormal con un 95% de confianza.

confianza del 95%) es también una lognormal. En otras palabras, la densidad ajustada para la muestra observada es

$$f(E_t) = 0.9128 \frac{1}{21.85 \cdot E_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(E_t) - 42.4}{21.85}\right)^2\right) + 0.0872 \frac{1}{90.88 \cdot E_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(E_t) - 264.2}{90.88}\right)^2\right).$$

El precio frontera de los datos de la temoeléctrica entre ambos estados es \$153.5. Es natural preguntarnos acerca de la independencia entre la transición de ambos estados durante la evolución temporal de la serie de precios, teniendo en cuenta esto se tomó únicamente el grupo de procedencia del precio en cada tiempo se realizó una *Prueba de Rachas* para detectar una posible influencia en la observación siguiente. Como se sabe la prueba de rachas de Wald-Wolfowitz convierte el número total de rachas en una estadística Z que sigue aproximadamente una distribución normal. Cuanto mayor sea la estadística y menor por lo tanto el grado de significatividad, más probable que sea verdad la hipótesis alternativa (de no independencia en la aparición de los precios). En este caso la evidencia proporcionada por la muestra nos permite deducir que no hay independencia entre las observaciones, ya que aparece un número total de 14 rachas de diferente duración y una estadística cuyo valor es -21.016 , con lo que indica una eventual dependencia entre ambos estados lo que forma la dinámica de precios.

Por otro lado, con respecto al precio del gas natural el primer estado P_B contiene más de dos terceras partes del total de la muestra. La tendencia de ese estado ronda el valor \$2.11, la volatilidad muestral es del 0.1764 y el ajuste obtenido es una lognormal.

El segundo grupo del precio del gas natural, formado por los P_A tiene una tendencia que ronda el \$4.59, la volatilidad observada es del 0.6084 y la densidad ajustada (y validada por las pruebas χ -cuadrada y K-S con un nivel de confianza del 95%) es también una lognormal. En otras palabras, la densidad ajustada para la muestra observada es

$$f(G_t) = 0.8064 \frac{1}{0.42 \cdot G_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(G_t) - 2.11}{0.42}\right)^2\right) + 0.1936 \frac{1}{0.78 \cdot G_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln(G_t) - 4.59}{0.78}\right)^2\right).$$

El precio límite de los datos del gas natural entre ambos estados es \$3.35. En este caso

también observaremos la independencia entre la transición de ambos estados durante la evolución temporal de la serie de precios, aquí también se tomo únicamente el grupo de procedencia del precio en cada tiempo se ha realizado una *Prueba de Rachas* para observar una posible influencia en la observación siguiente. En este caso la evidencia proporcionada por la muestra nos permite decir que no hay independencia entre las observaciones, por lo que aparece un total de 10 rachas de diferente duración y una estadística con valor de -57.147 , lo cual indica una eventual dependencia entre ambos estados lo que hace la dinámica de precios.

Comúnmente a los estados del sistema de precios se les conoce también en el ambiente financiero como *escenarios de precios* por lo que, de manera indistinta, se usará una u otra forma. El análisis de los datos nos permite observar que tanto los precios de la electricidad, como del gas natural permanecen la mayor parte del tiempo en precios bajos con períodos relativamente largos de precios altos.

Por otra parte, la transición entre los escenarios de la termoeléctrica está modelada por la matriz de transición

$$P = \begin{bmatrix} .9869 & .0131 \\ .1569 & .8431 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - \bar{p} & \bar{p} \\ \bar{q} & 1 - \bar{q} \end{bmatrix},$$

donde \bar{p} es la probabilidad de transición del estado P_B al estado P_A y \bar{q} es la probabilidad en la dirección contraria.

La matriz de transición entre los escenarios del gas natural fue calculada:

$$Q = \begin{bmatrix} .9985 & .0015 \\ .0047 & .9953 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - \bar{r} & \bar{r} \\ \bar{s} & 1 - \bar{s} \end{bmatrix},$$

donde \bar{r} es la probabilidad de transición del estado P_B al estado P_A y \bar{s} es la probabilidad en la dirección contraria.

Como es de suponer, no se puede analizar de manera independiente tanto el precio de la electricidad como el del gas natural, ya que como se ha mencionado el precio del gas influye y forma parte de la actividad financiera de la termoeléctrica.

Indudablemente lo ideal para la termoeléctrica es que el precio del gas natural esté en precios bajos, para comprarlo en el menor costo posible, así como que este disponible en cantidad y tiempo en que la termoeléctrica lo requiera.

Precio del Gas Natural	Precio de la Electricidad	Ganancia
Precio Bajo	Precio Bajo	<i>Buena</i>
Precio Bajo	Precio Alto	<i>Excelente</i>
Precio Alto	Precio Alto	<i>Buena</i>
Precio Alto	Precio Bajo	<i>Pérdida</i>

Tabla 5.1: Tabla de ganancias de una termoeléctrica con respecto a los precios del gas natural y la electricidad.

Es sabido que el precio de la electricidad es determinado por un promedio, ya que los precios de una acción cambian constantemente².

En la Tabla 5.1 se muestra la dinámica de los precios de gas natural y electricidad y su relación.

Supongamos que para generar $1MW/h$ es necesario medio barril de gas natural, (en este trabajo no se tomarán en cuenta los costos fijos de planta, personal e impuestos), si el gas está en precios bajos y el precio de la electricidad también, ésta última tiene una ganancia de \$0.5, pero si la electricidad está en precios altos, la ganancias serían de \$2.0. Cuando el gas se encuentre en precios altos y la electricidad también, la ganancias sería de \$0.5, similarmente, cuando el caso fuese que la electricidad está en precios bajos, no existe ganancia, (ver Figura 5.1). Como es de suponer cualquier empresa no podría subsistir por mucho tiempo a esta situación, ya que no sería un buen negocio, el invertir y no obtener algún beneficio o ganancia.

Indudablemente el caso que más preocupa es en donde no hay ganancias o existen pérdidas. Pero también se debe tomar en cuenta si hay escasez de gas natural. ¿Qué medidas podría tomar la termoeléctrica en ambos casos para protegerse, teniendo en cuenta que la electricidad no se puede almacenar?

- i) En los meses en que se incrementa el consumo de electricidad, hay que comprar más gas natural.
- ii) En los meses de más demanda, el precio del gas natural sube, por lo que es ade-

²Entre más se modifique el precio de una acción, suba o baje, mas tardará en volver a su precio anterior.

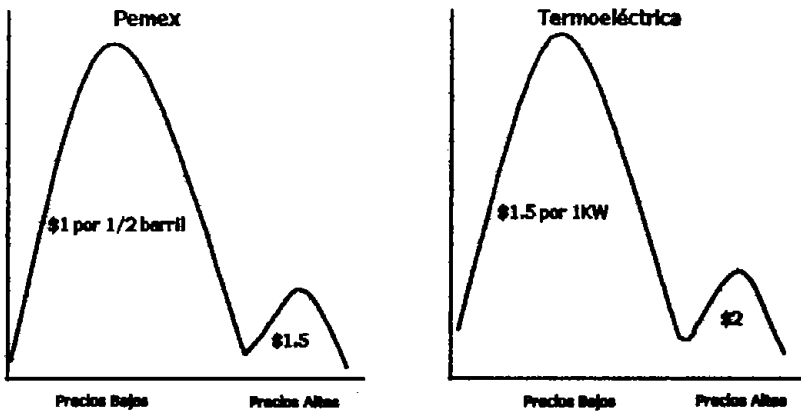


Figura 5.1: Ejemplo de ganancias de una termoeléctrica con respecto al precio del gas natural.

cuando que la termoeléctrica almacene un *stock* de gas sin superar los costos por almacenamiento programados.

- iii) Otra acción a tomar, sería comprar menos gas en la temporada cálida ya que existe menos consumo.
- iv) En los meses críticos, puede suceder que haya escasez de gas y tal vez no pueda PEMEX abastecer a la termoeléctrica del gas necesario para cubrir la demanda requerida, al mismo tiempo no se puede dejar de cumplir con la generación de energía eléctrica, en este caso lo que tendría que hacer la termoeléctrica es comprar electricidad a terceros y revenderla para cubrir sus contratos.
- v) A medida que el valor del gas es alto durante un lapso de tiempo largo, y el precio de la electricidad es bajo y no hay ganancias, incluso se generan pérdidas. Es un ambiente natural para las opciones reales de cerrar y abandonar.

Además de esto, es importante saber la función de probabilidad del precio de la electricidad dado el precio del gas, esto es la función de probabilidad condicional. Para obtener dicha probabilidad es necesario obtener la probabilidad conjunta.

Se determinó el valor del coeficiente de correlación ρ del gas natural con respecto a la electricidad, que nos permitirá obtener la función de densidad conjunta. El valor de éste

es: $\rho = 0.835$. Por ello, la función de densidad conjunta viene dada por:

$$f(E, G) = 0.7361 \frac{1}{2\pi(9.177) \cdot E \cdot G \sqrt{1 - (0.835)^2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2(1 - (0.835)^2)} \left[\left(\frac{\ln(E) - 42.4}{21.85} \right)^2 + \left(\frac{\ln(G) - 2.11}{0.42} \right)^2 - 2(0.835) \left(\frac{(\ln(E) - 42.4)(\ln(G) - 2.11)}{9.177} \right) \right] \right\} \\ + 0.0169 \frac{1}{2\pi(70.8864) \cdot E \cdot G \sqrt{1 - (0.835)^2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2(1 - (0.835)^2)} \left[\left(\frac{\ln(E) - 264.2}{90.88} \right)^2 + \left(\frac{\ln(G) - 4.59}{0.78} \right)^2 - 2(0.835) \left(\frac{(\ln(E) - 264.2)(\ln(G) - 4.59)}{70.8864} \right) \right] \right\}$$

Por lo tanto, la función de densidad condicional es:

$$f(E/G) = \left[\frac{0.0232}{E \cdot G} \exp \left\{ \frac{-1}{0.6055} \left[\left(\frac{\ln(E) - 42.4}{21.85} \right)^2 - 1.67 \left(\frac{(\ln(E) - 42.4)(\ln(G) - 2.11)}{9.177} \right) + \left(\frac{\ln(G) - 2.11}{0.42} \right)^2 \right] \right\} + \frac{0.0169}{245.0872E \cdot G} \exp \left\{ \frac{-1}{0.6055} \left[\left(\frac{\ln(E) - 264.2}{90.88} \right)^2 - 1.67 \left(\frac{(\ln(E) - 264.2)(\ln(G) - 4.59)}{70.8864} \right) + \left(\frac{\ln(G) - 4.59}{0.78} \right)^2 \right] \right\} \right] \\ + \left[\frac{0.50692}{G} \exp \left\{ -0.4999 \left(\frac{\ln(G) - 2.11}{0.42} \right)^2 \right\} \sqrt{2\pi\sqrt{0.6055}} \right. \\ \left. + \frac{1.5359}{245.0872G} \exp \left\{ -0.3027 \left(\frac{\ln(G) - 4.59}{0.78} \right)^2 \right\} \sqrt{2\pi\sqrt{0.6055}} \right] \quad (5.1)$$

Cada una de las alternativas que puede tomar la termoeléctrica con relación al estado del gas permiten disparar una opción real (ver Tabla 5.2). Las opciones que se utilizan son:

- **Contraer:** esta opción disminuye ya sea la compra de gas natural, y/o la generación de electricidad. Se aplica para los meses de menor demanda de electricidad.
- **Expandir:** en este caso la opción indica que hay que adquirir (comprar), ya sea más gas y/o generar más energía eléctrica. Esta opción se utiliza para los meses críticos, cuando se sabe que habrá un periodo de precios altos para el gas y cuando haya gran demanda de electricidad.

Situación	Opción Real
Meses críticos	Expandir
Meses de menor demanda	Contraer
Comprar energía a 3 ^{ros}	Cierre temporal
Gas en P_A y Elect. en P_B	Abandono por val.de salvamento

Tabla 5.2: Opciones Reales que se disparan dependiendo de la situación que afecte a la Termoeléctrica.

- **Interrupción:** lo que indica esta opción es que habrá una interrupción, esto es no se generará energía esperando que sea por un tiempo muy corto. Dicha opción se aplica cuando no hay suficiente suministro de gas y/o la demanda es muy grande que la termoeléctrica no puede cumplir con la cantidad establecida, así que tiene que comprar energía a terceros para cumplir con sus contratos.
- **Abandono por el valor de salvamento:** esta opción nos indica que hay que vender (seccionada, ya sea maquinaria, terreno, etc), la termoeléctrica, para poder sacar algún provecho y poder realizar los pagos necesarios. Se utiliza cuando la termoeléctrica se encuentra en un período largo, en donde el gas está en precios altos y su electricidad en precios bajos.

Con estos datos abordamos el problema de manera formal en el siguiente capítulo estableciendo un modelo matemático para la evaluación de la interacción entre opciones reales.

Capítulo 6

Opciones reales para el caso de comercialización.

6.1 Introducción.

6.1.1 Antecedentes.

Al amparo de las disposiciones constitucionales que definían a la industria petrolera como una actividad reservada en exclusiva al Estado Mexicano, hasta 1995 Petróleos Mexicanos (PEMEX) controló de manera exclusiva toda la cadena de suministro del gas natural en el país. Esta estructura industrial verticalmente integrada hizo que PEMEX se constituyera en un monopolio autoregulado, lo que limitaba la introducción de condiciones de competencia en el sector, tanto en términos de precio como de calidad del servicio a los usuarios.

Bajo esta estructura industrial, este combustible no estaba considerado como un producto comercializable, ya que tradicionalmente PEMEX y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utilizaban casi el 70% del volumen total disponible en sus propios procesos productivos y de generación. Del gas restante, cerca del 30% se comercializaba (ya fuera directamente o a través de comisionistas de distribución) al sector industrial (Comisión Reguladora de Energía, 1996), mientras que una mínima parte se destinaba a usuarios

residenciales y comerciales.

Para efectos de la comercialización del gas natural, PEMEX aplicaba un precio volumétrico al consumidor. Dicho precio era determinado por el gobierno e incluía, bajo un mismo concepto, el costo del gas natural, el de transporte, la distribución y el monto de la "comisión" a la que eran acreedoras las distribuidoras concesionadas por la prestación de sus servicios, misma que en el tiempo resultó insuficiente para cubrir los costos de operación y de expansión de las redes urbanas.

Esta situación causó problemas de financiamiento para las distribuidoras, lo que trajo consigo el deterioro y poca expansión de los sistemas de distribución existentes. Adicionalmente, en el entorno anteriormente descrito, los recortes de presupuesto que se presentaron como resultado de las políticas de austeridad económica aplicadas en las últimas dos décadas llevó a que se diera poca prioridad al desarrollo de infraestructura de gasoductos de transporte.

Por lo anterior, la disponibilidad del energético estuvo restringida a pocas regiones del país, principalmente en el centro y en el norte del territorio nacional, donde se concentraban más del 90 por ciento de los usuarios. Esto a su vez, contribuyó a que el uso de gas natural en la industria, el comercio y los hogares fuera sumamente limitado con respecto a su amplio potencial de consumo.

6.1.2 Reforma estructural de 1995.

En los últimos años el gas natural se ha posicionado internacionalmente como la principal alternativa energética, en virtud de que es un combustible eficiente, comparativamente menos contaminante y altamente competitivo en términos de precio con respecto a otros energéticos tradicionales. Por ello, la demanda mundial de este energético ha crecido en forma acelerada, principalmente como resultado de políticas ambientales cada vez más estrictas y de los nuevos requerimientos del sector eléctrico e industrial.

México no ha sido ajeno a este proceso. Con objeto de promover una política de aprovechamiento de gas natural, en 1995 el gobierno mexicano impulsó una serie de reformas legales e institucionales mediante las cuales se redefinió el alcance de la industria petrolera estatal. A partir de entonces se permitió que los particulares construyan, operen y tengan en propiedad sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de este

combustible, actividades previamente reservadas al Estado Mexicano a través de PEMEX.

El objetivo del proceso de apertura fue ampliar la disponibilidad de este recurso al mayor número de usuarios posible en condiciones de eficiencia, oportunidad, suficiencia, seguridad, equidad y confiabilidad a precios competitivos. Para ello, se requirió crear un entorno propicio a efecto de que la inversión privada se constituyera en la principal fuente de desarrollo de nueva infraestructura de gasoductos en México. Del mismo modo, con la apertura se buscó lograr un aprovechamiento más eficiente de la capacidad excedente del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) de PEMEX y que el gas natural producido por la empresa comenzará a explotarse bajo criterios comerciales.

De conformidad con la estrategia propuesta, durante 1995 se introdujeron las reformas pertinentes a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LRP)* y se expidieron, tanto el *Reglamento de Gas Natural (RGN)*, como la *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*. Asimismo, se expidieron los instrumentos básicos de regulación secundaria que complementan a dicho reglamento y que precisan el alcance de la regulación en materia de precios y tarifas, contabilidad y determinación de zonas geográficas para distribución.

La regulación de gas natural separó las actividades de venta de primera mano, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y comercio exterior, con lo que se otorga a los usuarios la opción de adquirir por separado cada uno de los servicios relacionados con el suministro de gas o de forma agregada, ya fuera a través de PEMEX, de un permisionario o un comercializador. De esta manera, la reforma introdujo un nuevo esquema regulador que promueve la competencia en esta industria a través de la participación de la inversión privada en actividades no estratégicas, permitiéndole a PEMEX concentrar sus recursos en actividades estratégicas (exploración, procesamiento y ventas de primera mano¹).

A efecto de acotar el poder de mercado de PEMEX en la industria como suministrador único del combustible, desde 1995 se eliminaron las restricciones legales al comercio exterior y se desregularon las actividades de comercialización² doméstica de gas natural.

¹En términos de la Directiva sobre la Venta de Primera Mano de Gas Natural (DIR-GAS-004-200), se entiende como venta de primera mano a la primera enajenación de gas de origen nacional que realice PEMEX a un tercero para su entrega en territorio nacional.

²En este documento se entenderá por comercialización a la actividad de intermediación en la compraventa de gas o en los servicios de transporte, almacenamiento o distribución. Los comercializadores

Congruente con esta estrategia, se estableció una metodología para determinar el precio máximo que PEMEX podría establecer para el gas natural nacional, la cual tenía dos objetivos: por una parte, replicar condiciones de mercados competitivos y por la otra, asegurar a la empresa estatal un precio razonable por su producto (costo de oportunidad del combustible). En este sentido, se buscó convertir a PEMEX en un competidor más en el mercado nacional, y a su vez sujetarlo a la misma disciplina con la que operan los productores de mercados competitivos en Estados Unidos y Canadá.

No obstante lo anterior, el marco regulador no estableció restricciones a la integración vertical de las actividades de venta de primera mano, transporte y comercialización. Dado que PEMEX goza de una posición estratégica en el transporte (ya que es el operador único del SNG y controla los puntos de importación que se conectan a éste), la empresa es el principal importador nacional de gas natural, lo cual, aunado a la escala de sus actividades de producción, también le da una posición ventajosa en la comercialización del producto.

Por ello, y tomando en cuenta la experiencia internacional en la materia, las autoridades reguladoras consideraron necesario establecer un marco regulador aplicable en específico a las ventas de primera mano. Esto con efecto de establecer una clara diferenciación entre las actividades reguladas y las no reguladas con miras a vigilar que PEMEX no incursionara en prácticas anticompetitivas al integrar en un mismo ámbito los dos tipos de actividades.

Sobre este punto, las autoridades prevén que la política de precios de gas natural, en conjunto con la entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales para las Ventas de Primera Mano, así como la operación de los gasoductos de PEMEX como un sistema de acceso abierto, establecerán las condiciones necesarias para el desarrollo de un mercado abierto y competitivo en la comercialización y el transporte del gas natural.

Sin embargo, y de acuerdo con distintas opiniones de representantes de la industria, consumidores e inversionistas potenciales, existen temores en relación al hecho de que la posición de dominancia de PEMEX continuará aun a pesar de las medidas reguladoras propuestas a la fecha (Comisión Reguladora de Energía, 2000). Esta expectativa, argumentan, ha creado barreras a la entrada de nuevos participantes en la industria. Bajo este escenario, los agentes privados manifiestan que no han encontrado incentivos para participar no se distinguen por las características intrínsecas del producto, sino por los servicios de valor agregado que acompañan a la venta.

ipar en nuevos proyectos, o en su caso, no se sienten capaces de competir con PEMEX en igualdad de condiciones. De manera particular, esta situación se ha presentado en el área de comercialización.

6.1.3 Importancia de los comercializadores en el desarrollo competitivo de la industria.

La falta de nuevos actores en el área de comercialización ha dado lugar a rezagos importantes en el desarrollo competitivo y eficiente de la industria de gas natural mexicana. La importancia de contar con un entorno dinámico de participación de comercializadores privados se evidencia en la amplia gama de fuentes de suministro, productos y servicios de valor agregado que éstos ofrecen a los usuarios finales en mercados competitivos y desarrollados. Lo anterior se traduce en un importante grado de flexibilidad operativa, la cual permite que los usuarios finales puedan escoger la alternativa de suministro del combustible y la opción contractual óptima (de adquisición, transporte, almacenamiento, coberturas financieras, contratos de largo plazo, etc.) de acuerdo con su perfil de consumo (sea éste estable, variable, estacional o una combinación de éstos).

Un entorno competitivo en el área de comercialización permite a los usuarios (principalmente industriales y comerciales) diversificar las fuentes de riesgo que podrían, en un momento dado, afectar la operación y rentabilidad de sus actividades. Asimismo y, mediante la contratación de servicios integrados ofrecidos por los comercializadores, los adquirentes tienen la posibilidad de simplificar la contratación de su suministro, incurriendo en menores costos de administración y operación que si contrataran directamente estos servicios con cada uno de los diversos oferentes dentro de la cadena de suministro del combustible.

6.1.4 Mercado potencial de gas natural en México y aplicación de un modelo alternativo de evaluación de proyectos de comercialización.

De acuerdo con la Prospectiva de Gas Natural 2000-2009 (Secretaría de Energía, 2000a), de continuar la tendencia actual en la sustitución de combustibles tradicionales por gas natural y en el incremento del consumo de este energético, se estima que en este período la tasa promedio de crecimiento anual de la demanda nacional de este combustible podrá alcanzar 10.1 por ciento. Lo anterior, como resultado de la promoción de inversiones privadas en las áreas de transporte y distribución, lo que dará acceso a esta alternativa energética a un mayor número de usuarios industriales, comerciales y residenciales. Otro factor determinante en el incremento de la demanda de este energético ha sido la aplicación de políticas ambientales cada vez más estrictas, aunado al hecho de que las provisiones de expansión del sistema eléctrico nacional se basan en la conversión de plantas de CFE y en el desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica privada bajo las modalidades donde ésta se permite desde 1992 (autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y producción independiente).

A pesar de las grandes expectativas de crecimiento de la industria de gas natural para los próximos años, y ante la inminente entrada en vigor de los Términos y Condiciones Generales para la Venta de Primera Mano de Gas Natural, así como la conclusión de la Temporada Abierta en el SNG, no se han presentado a la fecha proyectos de comercialización privada e independiente con una visión de negocio de mediano y largo plazos en el país. Esta actividad no ha resultado atractiva para los inversionistas, dado que éstos perciben la existencia de algunas condiciones estructurales en el mercado que constituyen barreras de entrada en esta área. Todo parece indicar que esta percepción ha incidido negativamente en la evaluación de sus proyectos.

Tradicionalmente, la evaluación de proyectos de inversión se ha venido realizando mediante métodos tales como el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el análisis de decisión. Bajo esta óptica, y a partir de los parámetros utilizados en su instrumentación, la viabilidad de un posible proyecto se determina considerando únicamente condiciones estáticas del entorno del negocio en el tiempo. El problema de emplear este tipo de

modelos de evaluación reside principalmente en el hecho de que los resultados suelen ser tajantes con respecto a si un proyecto es viable o no en un momento dado, además de que suelen subestimar el valor de una inversión y que no consideran escenarios alternativos que se le presentan al inversionista bajo condiciones de incertidumbre en diferentes etapas de la vida del proyecto.

A partir de la revisión de los últimos avances teóricos en el ámbito financiero, se encontró que recientemente ha cobrado fuerza la utilización de un nuevo método de evaluación de proyectos sobre activos reales denominado "Teoría de Opciones Reales". A diferencia de los métodos tradicionales, esta teoría permite incorporar elementos de flexibilidad en el análisis de viabilidad de las inversiones. De esta forma, proyectos que a primera vista no resultarían factibles bajo criterios de inflexibilidad, pueden resultar en ganancias atractivas para los inversionistas en distintos escenarios. Considerando lo anterior, el propósito de este Capítulo es proponer un modelo de evaluación de un proyecto de comercialización aplicando la teoría de opciones reales. Ello con objeto de plantear que, bajo los supuestos del modelo, podría resultar factible llevar a cabo un proyecto de comercialización en México.

6.2 Teoría de opciones reales.

6.2.1 ¿Qué método de evaluación de inversión debe adoptar una empresa hoy en día?

El propósito de toda empresa es crear valor para sus accionistas a través de sus inversiones en activos reales. En un entorno caracterizado por una creciente incertidumbre y volatilidad en los mercados financieros y de bienes de consumo, cualquier decisión de inversión trae consigo una opción, es decir, una disyuntiva entre realizarla o no realizarla en un momento determinado en el tiempo.

Desafortunadamente, los modelos tradicionales para evaluar las decisiones de inversión no reflejan o, en el mejor de los casos, subestiman el impacto que este nuevo entorno tiene en el desempeño financiero de las empresas. Por ejemplo, el VPN arroja un valor que se

deriva de la previsión de los flujos de efectivo que promete generar en el futuro la inversión y de la comparación de su valor presente con respecto al desembolso inicial que implica la realización del proyecto. Acorde con esta óptica, los inversionistas estarán dispuestos a invertir cuando la rentabilidad de un proyecto de inversión supere el costo de llevarlo a cabo.

Los supuestos del VPN son:

- Los flujos de efectivo se determinan a partir de un valor predeterminado al principio de la vida del proyecto;
- Se asume una tasa de descuento constante, y
- Se proyectan los precios y los costos esperados a lo largo de todo el horizonte temporal del proyecto.

A partir de estos supuestos, puede observarse que en un escenario de inversión real, el VPN presenta las siguientes limitaciones (Amram y Kulatilaka, 1999; Copeland y Antikarov, 2001; Mascareñas, J.):

- Los flujos de efectivo se proyectan considerando un escenario estático, que no refleja la dinámica, la incertidumbre y la volatilidad del mercado durante la vida del proyecto. En la práctica, estas condiciones alteran el escenario de rentabilidad de los proyectos;
- Es poco realista asumir una tasa de descuento constante, dado que el riesgo del proyecto varía en el tiempo y es incierto, y
- Ante los distintos escenarios que se podrían enfrentar con respecto al precio y los costos de un proyecto en el tiempo, la elección de un solo parámetro de estas variables podría traducirse en una evaluación arbitraria y sesgada.

De lo anterior se desprende que el VPN, en un entorno caracterizado por la incertidumbre, no proporciona la flexibilidad necesaria para la toma de decisiones de las empresas modernas (es decir, no les permite optar por invertir ahora, más adelante, no hacerlo o identificar oportunidades de crecimiento contingentes). Inclusive, en la opinión de Copeland y Antikarov (2001), esta herramienta sistemáticamente subvalúa los proyectos

de inversión e ignora el costo de oportunidad de ejecutar la inversión ahora, renunciando a la opción de esperar para obtener nueva información.

Bajo esta perspectiva, si sólo se eligen proyectos en términos de VPN, se pueden estar perdiendo otras posibilidades para emprender una inversión que proporcione valor agregado al negocio. Ello en virtud de que las inversiones crean oportunidades subsecuentes que generan valor y que pueden ser aprovechadas por la empresa. En este sentido, una oportunidad de inversión debe ser vista como un flujo de efectivo al que corresponden una diversidad de opciones.

6.2.2 Aspectos fundamentales de la teoría de opciones reales.

En términos generales, y como hemos venido resaltando a lo largo de esta tesis, la Teoría de Opciones Reales es una extensión de la Teoría Financiera de Opciones aplicada a activos reales (no financieros) (Amram y Kulatilaka, 1999). También hemos hecho énfasis en que una opción financiera es un contrato mediante el cual se adquiere el derecho, pero no la obligación, de comprar (*call*) o vender (*put*) una cantidad determinada de un activo al precio y en la fecha establecidos.

En el período de ejercicio, el beneficio de la opción está dado por la diferencia entre el valor de mercado del activo subyacente y el precio de ejercicio. El perfil de pérdidas y ganancias del poseedor de una opción está dado por la posición que toma respecto a éstas. En el caso de una opción de compra, se dice que un inversionista está largo si compra el derecho de comprar un valor a un precio fijo y está corto si vende el derecho de comprar a un precio fijo. La relación contraria aplica en el caso de las opciones de venta.

Como bien se ha mencionado a lo largo de esta tesis, una opción real es el derecho, mas no la obligación, de tomar una decisión de inversión (sea invertir, posponer, expandir, contraer o abandonar) a un costo preestablecido (llamado precio de ejercicio) por un período de tiempo predeterminado. Por ello, las opciones reales existen cuando los directivos tienen la oportunidad, pero no la obligación, de alterar la estrategia existente o la operación actual de inversión.

La evaluación de proyectos a través de la metodología de "opciones reales" se basa en que la decisión de invertir puede ser alterada fuertemente por: la irreversibilidad, la incertidumbre y el margen de maniobra del tomador de decisiones (Copeland y Antikarov,

2001).

Aún si el análisis de los flujos de efectivo descontado indica un valor presente neto positivo, puede haber un valor adicional en evaluar todas las opciones que se presentan a la empresa antes de llevar a cabo el proyecto, permitiendo que el tiempo ofrezca más información del mismo. Haciendo uso del valor de esperar (equivalente a una opción *call*), necesitamos considerar cualquier eliminación de ingresos durante el período de aplazamiento. Una vez que el proyecto ha sido iniciado, tener una opción de abandono (equivalente a una opción *put*) puede ser de gran valor si las ganancias del proyecto son volátiles.

La flexibilidad ofrecida por las opciones reales en inversiones puede ser analizada en diferentes formas:

- Como una opción que nos permite diferir o abandonar una inversión;
- Como una opción que nos da la oportunidad de expandir o disminuir una inversión;
- Como una opción que nos permite llevar a cabo una inversión por etapas;
- Como una opción que nos permite realizar inversiones y que en el futuro nos conducirán a mayores oportunidades de crecimiento, y
- Como una opción que nos permite cambiar insumos o productos en el proceso de producción.

Un análisis de opciones reales se requiere en las siguientes situaciones:

- Cuando se debe tomar una decisión de inversión contingente;
- Cuando la incertidumbre es suficientemente grande como para considerar factible esperar a contar con más información para desarrollar un proyecto, evitando arrepentimientos por inversiones irreversibles;
- Cuando parece existir valor en posibilidades futuras de crecimiento más que en los flujos de efectivo presentes;
- Cuando la incertidumbre es suficientemente grande como para considerar necesaria cierta flexibilidad en la toma de decisiones, y

- Cuando habrá revisiones sobre el desarrollo de un proyecto y se prevén correcciones sobre la marcha.

En general, la evaluación de las opciones reales depende de cinco variables principales:

- **El valor de un activo subyacente (proyecto, inversión o adquisición).** Si el valor del activo subyacente sube, también subirá el valor de la opción. El propósito de este método es evaluar una colección de flujos de efectivo en un marco temporal a lo largo de la vida de la opción (proyecto).
- **El precio de ejercicio.** Ésta es la cantidad de dinero invertido para ejercer la opción si se está pensando en adquirir el activo (con una opción de compra), o la cantidad de dinero recibido si se está vendiendo el mismo (con una opción de oferta). Conforme el precio de ejercicio de una opción aumenta, el valor de la opción de compra decrece y el valor de la opción de venta aumenta.
- **Tiempo de vigencia de la opción.** El valor de la opción presenta una relación positiva con relación al plazo o duración de la opción.
- **La desviación estándar del valor del activo subyacente.** El valor de una opción aumenta con el nivel de riesgo del activo subyacente.
- **Tasa de interés libre de riesgo.** Conforme la tasa libre de riesgo aumenta a lo largo de la vida del proyecto, entonces el valor de la opción también se incrementa.

6.2.3 Proceso de evaluación de una opción real.

En términos generales, el proceso de evaluación de una opción real se origina modelando el comportamiento esperado del activo subyacente en el tiempo. La representación de este modelo se efectúa a través de la conformación de un árbol binomial que refleja los movimientos de incremento indicados por el factor (u) o decremento indicados por el factor (d) del activo subyacente (ver figura 6.1).

Los valores de u y d se calculan conforme a las siguientes ecuaciones:

$$u = e^{\delta\sqrt{\Delta t}} \quad (6.1)$$

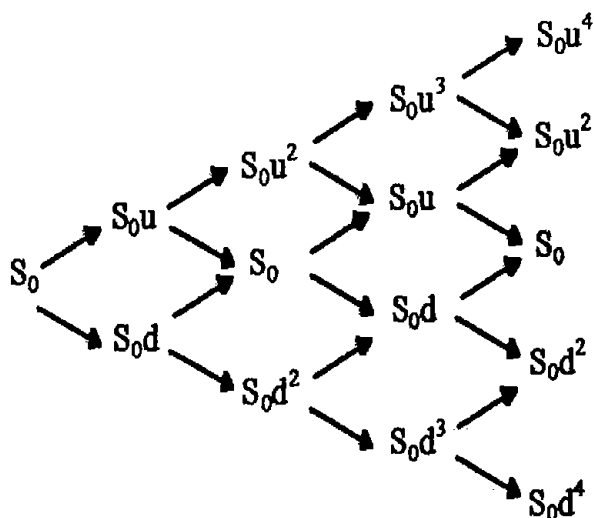


Figura 6.1: Árbol binomial.

$$d = e^{-\delta\sqrt{\Delta t}} \quad (6.2)$$

Donde,

δ es la desviación estándar del activo subyacente, y

t es el período de evaluación.

A fin de evaluar la información replicada en este árbol binomial existen dos alternativas de medición (Luenberger 1998; Copeland y Antikarov 2001). Si bien ambos métodos parten de procesos recursivos (a partir de condiciones de frontera), éstos difieren en la obtención de los resultados de la evaluación en cada nodo. Luenberger (1998) propone la utilización de probabilidades libres de riesgo, mismas que se determinan en función de la tasa libre de riesgo del mercado.

En cambio, Copeland y Antikarov (2001) proponen utilizar una metodología de portafolios replicados en función del costo promedio ponderado del capital (WACC o Weighted Average Cost of Capital, por sus siglas en inglés).

En virtud de que esta variable no es directamente observable en un mercado y podría estar sujeta a criterios subjetivos de evaluación, cualquier aplicación de la Teoría de Opciones Reales debe tener en cuenta que la propuesta de Luenberger (1998) presenta las siguientes ventajas:

- Los resultados obtenidos son perfectamente replicables en los mercados financieros, ya que los flujos de efectivo del activo subyacente están en función de las cotizaciones de mercado;
- No existen condiciones de arbitraje, y
- Existe un período finito de evaluación, lo que garantiza resultados precisos en el tiempo.

6.3 Aplicación de la teoría de opciones reales a un modelo de comercialización de gas natural.

6.3.1 Supuestos generales del modelo.

A fin de simular un proceso de integración de un portafolios de inversión en actividades de comercialización de gas natural en México, bajo la perspectiva de la Teoría de Opciones Reales, se plantea un modelo de evaluación sobre un proyecto limitado a la intermediación en la adquisición de gas y de contratación de transporte con PEMEX. Para estos efectos, se considera como supuesto que la regulación sobre la venta de primera mano y el acceso abierto al SNG ya están siendo instrumentados.

El horizonte del proyecto es de 5 años, considerando que se realizan evaluaciones mensuales sobre el desempeño del portafolios. En lo relativo a la cobertura de mercado, se asume como meta inicial de penetración cubrir 10% de la demanda industrial actual en la región noreste del país (Estados de Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas y Zacatecas), lo que se traduciría en un nivel de ventas mensuales de 1,028,690 millones de Btu (MMBtu) (Secretaría de Energía, 2000a). Se eligió como mercado objetivo la región mencionada por ser la que presentará un mayor incremento en el nivel de consumo de gas

natural en términos absolutos en los próximos ocho años (Secretaría de Energía, 2000a). Ello como resultado del alto grado de concentración de actividad industrial, así como de la próxima construcción y entrada en operación de nuevos proyectos de Producción Independiente de Energía (PIE) (Secretaría de Energía, 2000b).

Considerando la ubicación del mercado, se construyeron las funciones de ingresos y costos del comercializador. Los ingresos y los costos por volumen estarían dados por la ecuaciones siguientes ³:

$$I_c = P_a + MC + CUT + CP \quad (6.3)$$

y

$$C_c = P_a + CUT + CPT + CP + PNVP + PNT \quad (6.4)$$

Donde,

I_c Son los ingresos del comercializador.

C_c Son los costos del comercializador.

P_a Es el precio de adquisición ponderado del gas de venta de primera mano con descuento por volumen aplicado por PEMEX (se consideraron los establecidos por la Metodología para la Determinación de Precios y Tarifas Para Gas Natural de julio de 1995).

MC Es el margen de comercialización (se tomó como referencia el costó por servicio en base firme que obtiene Pemex por concepto de sus actividades de comercialización).

CUT Es el cargo por uso ponderado para los posibles trayectos de transporte del SNG en la región noreste ⁴.

CPT Es el cargo por capacidad ponderado para los posibles trayectos de transporte del SNG en la región noreste.

CP Es el cargo por gas combustible.

³El modelo no incluye los costos fijos de planta y personal, ni los impuestos.

⁴Reynosa-Reynosa, Reynosa-Madero, Reynosa-Monterrey, Reynosa-Monclova y Reynosa-Torreón.

% de desbalance	El usuario paga a PEMEX
De 0 hasta 5%	100% * Precio del Período
Mayor a 5% hasta 7%	110% * Precio del Período
Mayor a 7% hasta 15%	120% * Precio del Período
Mayor a 15% hasta 20%	130% * Precio del Período
Mayor a 20%	150% * Precio del Período

Tabla 6.1: Penalizaciones por concepto de desbalance en el SNG⁵.

PNVPM Es la penalización aplicable al incumplimiento en la recepción de la cantidad pactada de gas de venta de primera mano a la salida de las plantas de proceso.

PNT Es la penalización aplicable a los desbalances ocasionados en el SNG.

Se debe señalar que a efectos de garantizar la competitividad del proyecto, se plantea que el comercializador trasladará directamente a sus clientes el precio con descuento obtenido en la adquisición del gas y los cargos por combustible.

Para efectos de simplificación del modelo, también supondremos que el comercializador contratará, tanto la adquisición del gas, como el servicio de transporte con PEMEX en base firme. Asimismo, por concepto de transporte, el comercializador recuperará el cargo por uso y el cargo por capacidad correspondientes al volumen de ventas, pero asumirá como costo el exceso de reserva de capacidad.

Del mismo modo, sólo el comercializador incurrirá en penalizaciones. De esta manera, el comercializador enfrentará por concepto de penalización en la adquisición de gas de venta de primera mano a la salida de las plantas de proceso un 30 por ciento del precio del gas establecido en el contrato, multiplicado por la cantidad de gas no recibida. En lo relativo a los servicios de transporte, el comercializador estará sujeto a las penalizaciones que se muestran en la Tabla 6.1, por concepto de desbalance.

De lo anterior, son derivados los beneficios netos del comercializador (BN_c) en cada período mensual y que tan determinados por la siguiente ecuación:

$$BN_c = (MC - PNVPM - PNT) * \text{Volumen} - (CPT * \text{Exceso en Reserva}). \quad (6.5)$$

Dada la ecuación de beneficios netos del comercializador, se puede observar que su árbol de eventos de opciones reales está determinado por la volatilidad de dos variables, es decir, el precio de referencia y la demanda. Como se mencionó en la sección "Proceso de evaluación de una opción real", se requiere modelar el comportamiento de las variables que influyen en el árbol de eventos de flujos de efectivo, por lo que se requiere conocer el comportamiento del precio y la demanda.

6.3.2 Árbol de eventos del precio y la demanda de gas natural.

Análisis de series de tiempo.

El primer paso en la definición del árbol de eventos del precio y la demanda lo constituye el análisis de las series de tiempo de dichas variables, mismo que nos permitirá conocer su volatilidad en el tiempo. Para este efecto, se utilizó información mensual de las ventas internas de PEMEX y de los precios de referencia del Houston Ship Channel (HSC) para el período comprendido entre enero de 1995 y mayo del 2000. Esto implica que el análisis de los flujos de efectivo del proyecto serán mensuales, lo que reduce la complejidad de los posibles valores que podrían tomar los nodos de decisión. En términos diarios, los nodos de decisión podrían alcanzar hasta 1,600 valores, en comparación a los 60 que resultan de la evaluación en términos mensuales.

Si bien nuestro mercado objetivo es el sector industrial de la región noreste, ante la falta de información histórica desagregada del consumo de gas natural por sector y por región se utilizó el volumen agregado de las ventas internas de PEMEX⁶. Asimismo, se debe hacer especial énfasis en que nuestra serie de consumos incluye también la demanda del sector eléctrico (Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro), lo que induce una menor correlación intuitiva entre el precio y la demanda de gas natural.

Con base en la información señalada, la demanda de gas natural se modeló como una dinámica cuyo comportamiento MBG (Hull, 2000):

⁶Petróleos Mexicanos, Indicadores Petroleros, abril 1997, julio 1999, enero 2000, febrero 2001.

$$\frac{dS}{S} = mdt + dz \quad (6.6)$$

Donde,

$\frac{dS}{S}$: es el cambio porcentual de la demanda en cada período t ,

m : es el promedio de la demanda;

d : es la desviación estándar relativa de la demanda;

dt : es el cambio relativo del volumen de demanda en el período t , y

dz : es el número aleatorio extraído de la distribución normal.

Esta forma funcional implica que el consumo varía de forma porcentual contra sí mismo en cada período t . De esta manera, se obtiene un modelo que refleja cómo la demanda respondería a las condiciones presentes de mercado. Como resultado de dicha función se obtuvo una desviación estándar anual igual a 13.85 %.

En lo relativo a los precios de referencia del gas natural, se debe mencionar que la razón por la que se utilizó información hasta mayo del 2000 fue porque a partir de esa fecha los mercados de este combustible en Estados Unidos presentaron un cambio estructural en el nivel de cotizaciones. Esto como consecuencia de un escenario inesperado de fuerte demanda y escasez de oferta. De esta forma, se eliminaron los sesgos en el modelo que podría introducir la información de los precios extraordinarios y coyunturales que se observaron en el mercado de gas natural.

De acuerdo con la teoría financiera, los precios de un "commodity" (activo real) representan un caso típico de variables de incertidumbre que presentan un proceso de regreso a la media (*mean reverting*) como se observa en la Figura 6.2.

Ante la hipótesis de que el precio del gas natural exhibe un comportamiento de regreso a la media, se realizó una regresión en la cual los cambios en el precio son absolutos y no relativos como sucede en el caso del MBG. La forma funcional de la regresión es la siguiente (Hull, 2000):

$$dP = \alpha(b - P)dt + \delta dz \quad (6.7)$$

Donde,

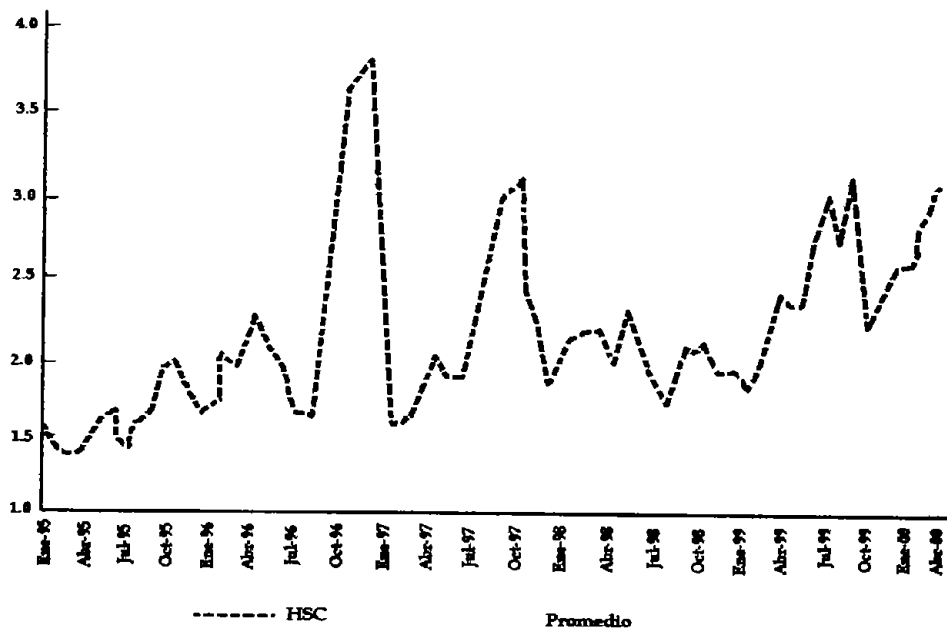


Figura 6.2: Serie de precios del gas natural en el mercado HSC (dólares por MMBTU).

- a : Es la velocidad de regreso a la media;
- b : Es el nivel de precios promedio del activo en el período de observación;
- P : Es el nivel de precios del activo en el período inmediatamente anterior;
- δ : Es la volatilidad absoluta de los precios;
- dt : Es el cambio absoluto del precio del activo en el período t , y
- dz : Es un número aleatorio extraído de la distribución normal.

En esta regresión, la variable incremental dependiente (cuya versión infinitesimal es dP), se determina en función de la diferencia entre el precio hoy (b) y el precio de ayer (P), con lo que se obtiene la serie de tiempo del cambio en los precios. La variable

R^2 Ajustada	0.10495841
Error Típico (δ)	0.35642546
Parámetro $X_1(a)$	0.25837564
Estadístico t	2.986468349 ⁷

Tabla 6.2: Resultados de la regresión.

independiente es el conjunto $b-P$, donde b se estimó como el nivel de precio promedio del período de observación (P_t) y P es simplemente el precio observado ayer (P_{t-1}).

Una vez definidas las variables dependientes e independientes, se efectuó una regresión sin ordenada al origen a fin de reflejar la definición de la variable independiente. Los resultados de la regresión se muestran en la Tabla 6.2.

Los resultados muestran que los datos son consistentes con la hipótesis de que el precio del gas natural exhibe un proceso de regreso a la media.

Correlación entre las variables.

A partir del comportamiento conocido de las variables precio y demanda, se obtiene la correlación de las dos series de tiempo que se utilizarán en la construcción de árbol de eventos de estas variables. Para estos efectos, es muy importante considerar que se correlacionan el cambio D logarítmico de la demanda contra el D absoluto de los precios. Ello con el objeto de evitar inconsistencias y captar el comportamiento de regreso a la media del precio o el crecimiento geométrico de la demanda. Como resultado, se obtiene que la correlación entre el precio y la demanda es igual a 0.054919373.

Árbol de eventos del precio de gas natural.

En la Teoría de Opciones Reales, idealmente se busca utilizar un árbol binomial en función de una sola fuente de incertidumbre, ya que de esta forma es más sencillo evaluar las opciones. Desafortunadamente, la construcción del árbol de eventos de precio y demanda presentó un reto importante para el modelo de comercialización: combinar el comportamiento de una variable con crecimiento geométrico (árbol binomial) y una con regreso

a la media (árbol trinomial)⁸.

Copeland y Antikarov (2001), así como Hull (2000) sólo describen metodologías para combinar dos variables binomiales, ya sea que estén correlacionadas o no a través de un árbol cuadrinomial u otras técnicas. A pesar de que esas técnicas son complejas, no resuelven el problema de modelar la correlación entre una variable binomial y otra trinomial.

Como una alternativa de evaluación, se plantea correlacionar el precio y la demanda mediante un árbol de precios que sea función del árbol de demanda. Esta manera de vincular ambas variables, nos permitirá retener la simplicidad del modelo e incorporar las correlaciones del precio y la demanda.

En primer lugar, se obtienen las correlaciones entre el precio y la demanda en cada nodo de la evaluación. Para estos efectos, se corrió una simulación de Monte Carlo de 150 corridas para cada variable, es decir, un total de 300 corridas a través de los 60 períodos de evaluación del proyecto. La simulación se aplica considerando las ecuaciones (6.6) y (6.7) estimadoras del comportamiento del precio y la demanda.

Una vez obtenidos los datos de la simulación Monte Carlo, ha sido aplicado el método de descomposición de Cholesky para establecer la correlación entre el precio y la demanda (Hull, 2000). Debido a que la demanda tiene varios niveles y el precio también, se requiere obtener de manera adicional a las correlaciones horizontales, las correlaciones verticales en cada uno de los nodos de evaluación, ya que éstas nos permitirán conocer cómo el precio es función de la demanda y hacer que éste sea función del nodo de la demanda (ver Figura 6.3).

Con base en la simulación, se calculó la desviación estándar del precio en los períodos 10, 20, 30, 40, 50 y 60 con 150 precios cada uno, la cual fue igual a 0.5 en todos los casos. Esto demuestra que la desviación estándar del precio se mantiene en el tiempo, lo que confirma que esta variable mantiene un proceso de regreso a la media. Lo anterior nos permite establecer que el precio tiene poca difusión y que regresa a la media en bandas.

A partir de estos criterios sobre el precio, se plantea como alternativa al método de Cholesky que una variable se puede correlacionar con otra a través de una combinación lineal. Para estos efectos, se aplica una ponderación de la correlación entre variables

⁸Normalmente, una variable que presenta un proceso de regreso a la media se modela mediante un árbol trinomial (Hull, 2000).

Periodo	1	2	3	4	5	6
Demanda	941,015.64	910,448.95	866,126.75	914,215.66	888,381.22	890,788.16
Precio	5.47	5.12	5.03	4.91	4.10	4.04
Demanda	1,037,136.77	1,057,855.23	1,101,965.82	1,144,227.42	1,183,525.48	1,184,866.08
Precio	5.58	4.74	4.31	4.16	3.82	3.91
Demanda	1,034,454.90	1,028,088.64	1,079,753.14	1,140,958.13	1,125,067.26	1,108,143.81
Precio	5.44	6.07	5.71	5.14	4.80	4.47
Demanda	1,021,701.20	1,017,080.91	999,290.82	1,007,311	1,131,536.95	1,148,321.45
Precio	5.42	4.73	3.94	3.80	3.79	4.15
Demanda	1,064,190.24	1,051,848.90	1,090,338.80	1,196,278.85	1,157,221.20	1,144,281.36
Precio	4.88	4.59	4.85	4.35	3.80	4.00
Demanda	1,049,134.84	1,089,870.43	1,133,431.04	1,164,727.77	1,190,762.31	1,262,582.09
Precio	4.58	4.94	4.26	4.13	3.84	3.95
Demanda	1,061,222.88	1,042,863.37	1,076,273.98	1,065,718.58	1,134,376.54	1,163,036.18
Precio	4.41	4.47	4.13	4.14	4.45	4.21

→ Correlación Horizontal

↓
Correlación Vertical

Figura 6.3: Diagrama de evaluación de correlaciones⁹.

perfectamente dependientes y variables perfectamente independientes, lo que nos permite replicar en el comportamiento del precio un estimado de correlación entre el precio y la demanda. De esta manera, el precio en cada nodo se obtiene como una ponderación del nivel de precios que resulta de un escenario de total dependencia con la demanda y aquél que se obtiene en un escenario de total independencia.

Adicionalmente, hay que señalar que el árbol de precios del gas está sujeto al nivel esperado de largo plazo (3.54 USD/MMBtu¹⁰). Esto nos garantiza que el nivel de precios se mantendrá alrededor de un rango determinado que corresponderá a las condiciones de demanda aún en un escenario de independencia entre el precio y la demanda. De esta manera, cuando la correlación es igual a 1, el promedio de precios converge al nivel de

¹⁰Se consideró el promedio de precios de venta al sector industrial proyectado para el período 2001-2010.

precios esperado en el largo plazo. Asimismo, cuando la correlación es igual a cero, el promedio de precios en el largo plazo es el mismo.

Acerca de este planteamiento del árbol de precios, se debe señalar que éste es consistente con las siguientes consideraciones:

- Existe convergencia en los precios cuando existe tanto correlación dependiente como independiente, esto es relevante ya que sus resultados se encuentran en los extremos.
- Cumple con la premisa de que conforme mayor sea la correlación entre factores de riesgo, mayor es su varianza.
- El proceso de regreso a la media se tradujo a la forma binomial mediante la aplicación de un factor de escala de cortes transversales entre la varianza real y la varianza teórica. Ello permite que el árbol de precios no se expanda de manera exponencial y mantenga el comportamiento de regreso a la media.
- El árbol de precios está correlacionado con la demanda.

Por razones de espacio, se muestra únicamente el árbol de precios que se obtuvo para los primeros 12 meses de evaluación, mismo que se origina a partir de un nivel de precios en el período cero de 5.35 USD/MMBtu¹¹ (ver Figura 6.4).

Árbol de eventos de la demanda de gas natural.

Una vez que se obtuvo el árbol de precios en función del comportamiento de la demanda, se construye el árbol binomial de la demanda. A diferencia de la aplicación del procedimiento general descrito en la sección "Proceso de evaluación de una opción real", la variable demanda no es un activo subyacente cuyo comportamiento puede ser replicado en los mercados financieros. Por ello, el proceso de evaluación que se describe en la sección siguiente se llevará a cabo considerando probabilidades naturales, lo que implica que se va a respetar la tasa de crecimiento esperada de la demanda (7.17 por ciento) (Secretaría de Energía, 2000a).

Se escogió el modelo de Hull (2000), a fin de utilizar un árbol equiprobable, el cual tiene las características siguientes:

¹¹Promedio del precio ponderado de venta de primera mano en las distintas plantas de proceso factibles para este proyecto aplicable en abril 2001.

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	4.982	4.986	4.976	4.934	4.888	3.984	3.834	3.784	3.788	3.777	3.788	3.886
	4.983	4.978	4.921	4.111	3.979	3.883	3.814	3.785	3.731	3.788	3.888	3.877
		4.986	4.986	4.888	3.987	3.882	3.784	3.745	3.711	3.888	3.871	3.888
			4.988	4.884	3.835	3.811	3.773	3.735	3.682	3.888	3.883	3.842
				4.811	3.813	3.838	3.783	3.788	3.673	3.888	3.838	3.888
					3.888	3.888	3.738	3.888	3.883	3.881	3.817	3.888
Precio						3.779	3.713	3.888	3.834	3.812	3.888	3.888
							3.888	3.847	3.814	3.888	3.888	3.873
								3.887	3.886	3.884	3.882	3.888
									3.874	3.888	3.844	3.838
										3.888	3.888	3.888
											3.887	3.888
												3.888

Figura 6.4: Árbol de precios de gas natural (USD/MMBTU).

- La probabilidad de incremento como la de decremento es igual a 0.5 ($p=0.5$ y $1-p=0.5$);
- En la determinación de los movimientos de incremento (u) y decremento (d) se sustituye el supuesto de que $u = \frac{1}{2}$.

Ahora, u y d se calculan en función de las ecuaciones siguientes;

$$u = e^{(r-\delta^2/2)\Delta t + \delta\sqrt{\Delta t}} \quad (6.8)$$

$$d = e^{(r-\delta^2/2)\Delta t - \delta\sqrt{\Delta t}} \quad (6.9)$$

Donde,

u : es el movimiento de incremento de la demanda de gas natural;

d : es el movimiento de decremento de la demanda de gas natural;

r : es el crecimiento promedio anual esperado de la demanda industrial en la región noreste en los próximos cinco años;

δ : es la desviación estándar anual de la demanda (13.85 por ciento)¹², y

¹²Este valor se obtuvo como resultado de la regresión de la ecuación 6.6.

- Calcular el margen de comercialización (MC) de acuerdo con el nivel de consumo en cada nodo del árbol de demanda.
- Obtener los costos por exceso de capacidad de reserva, mismos que se determinan de acuerdo con la diferencia entre la capacidad reservada y el nivel de consumo esperado en cada nodo del árbol de demanda.
- Calcular los montos de las penalizaciones por venta de primera mano y servicios de transporte en función de los árboles de precios y demanda.
- Dadas las características de transporte del combustible, el nivel de ventas está limitado por la reservación de capacidad. Esto implica que cuando la demanda posible en un nodo determinado es mayor a la capacidad reservada, el comercializador cubrirá al 100 por ciento su compromiso de adquisición de gas en la planta de proceso y utilizará toda la capacidad reservada en el SNG sin incurrir en penalizaciones por desbalance.
- Considerar una tasa de descuento del 6 por ciento.
- Aplicar el principio de recursividad, es decir se parte de las condiciones de frontera, con lo que la evaluación inicia en el último nodo del árbol de flujo de efectivo. El método recursivo de evaluación se aplica a partir del período 60 hasta llegar al período inicial. En el período 60 la evaluación del proyecto es igual al beneficio esperado en este período. En los períodos del 59 al 1, el valor de cada nodo del período t (VP_t) es igual a la ponderación por las probabilidades (p) y $(1 - p)$ de los ingresos esperados relativos al movimiento de incremento (VPI_{t+1}) o decremento (VPD_{t+1}) en el período $t + 1$ traídos a valor presente más el beneficio neto esperado en el período t (FC_t). En otras palabras,

$$VP_t = \frac{(p * VPI_{t+1}) + ((1 - p) * VPD_{t+1})}{(1 + td)} + FC_t. \quad (6.10)$$

- Finalmente se considera el principio "no anticipativo", es decir, las decisiones del proyecto se basan en las expectativas futuras en cada nodo, no con base en información ya revelada. Ello implica que existe la posibilidad de incurrir en pérdidas en algún momento.

6.4.1 Evaluación sin flexibilidad (Valor Presente Neto).

A fin de hacer evidentes las bondades de la Teoría de Opciones Reales, se evalúa en primer lugar el proyecto de comercialización sin considerar criterios de flexibilidad operativa. En este contexto, el comercializador operaría durante los cinco años y mantendría constante su nivel inicial de capacidad de reserva sin ajustarse a la dinámica que presente la demanda de gas natural.

En esta evaluación, se supone que la capacidad de reserva sería igual al nivel de demanda inicial del proyecto (1,028,690 MMBtu). Dada la inflexibilidad en la reservación de capacidad, se obtienen las penalizaciones de venta de primera mano y transporte como la diferencia entre la reservación de capacidad y el nivel de consumo en cada nodo del árbol de demanda. A manera de ejemplo, se muestran las penalizaciones de transporte que aplicarían en los primeros doce meses (ver Figura 6.6).

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	100,027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		230,044	95,115	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			332,205	215,041	88,463	0	0	0	0	0	0	0
				414,001	305,287	204,735	82,445	0	0	0	0	0
					571,230	389,400	234,925	157,042	83,215	0	0	0
Penalizaciones						701,027	592,484	370,017	267,473	194,000	91,004	0
							708,002.00	677,054	400,012	372,400	263,304	191,907
								652,005.17	705,005	670,270	491,200	350,672
									945,000.37	690,000.00	751,043	652,000
										1,022,207.00	932,026.00	690,017.10
											1,057,429.25	1,012,206.21
												1,100,230.06

Figura 6.6: Árbol de penalizaciones de transporte (dólares).

Una vez que se ha obtenido la información de los costos de desbalance por venta de primera mano y transporte, se integró el árbol de beneficios netos del comercializador. Hasta el período 60, en todos aquellos nodos donde la reserva de capacidad es menor a la demanda esperada, los costos por exceso de reserva de capacidad y penalizaciones se anulan, con lo que se obtiene un beneficio neto mensual de 61,721 dólares y los costos

varían dependiendo de la magnitud de las caídas de la demanda (ver Figura 6.7).

Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24
	-83,738.97	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24
		-348,976.67	-48,733.08	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24
			-368,001.09	-218,973.89	-48,161.82	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24
				-477,573.43	-337,888.26	-285,165.87	-54,912.18	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24	61,721.24
					-197,783.83	-148,982.64	-122,989.88	-101,424.16	-82,918.28	61,721.24	61,721.24	61,721.24
Beneficios						-118,748.28	-87,238.88	-63,833.84	-42,841.81	-24,878.74	-10,888.87	61,721.24
							-118,748.28	-78,974.08	-578,008.28	-434,891.28	-328,894.88	-188,888.77
								-1,918,787.81	-881,788.88	-772,843.88	-688,877.84	-418,842.22
									-1,127,388.82	-888,148.22	-887,211.78	-788,888.87
										-1,212,847.28	-1,188,744.78	-887,188.22
											-1,288,888.78	-1,188,788.88
												-1,288,888.71

Figura 6.7: Árbol de beneficios netos (dólares).

Aplicando la ecuación de recursividad (6.10), se obtiene que el valor presente del proyecto sin flexibilidad es de -\$1,403,445 dólares ¹³ (ver Figura 6.8).

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	-1,403,445.00	148,887.81	1,036,279.28	1,708,833.43	2,212,888.26	2,478,488.84	2,638,882.88	2,711,887.83	2,708,888.28	2,708,778.88	2,704,147.88	2,714,881.28
		-3,417,887.24	-1,272,881.78	888,888.16	1,418,248.81	1,782,888.88	2,188,888.73	2,414,882.88	2,883,887.24	2,841,887.43	2,871,887.88	2,871,888.88
			-6,837,834.28	-3,287,882.27	-1,228,884.82	188,488.88	1,888,242.28	1,712,788.26	2,187,888.87	2,348,888.11	2,488,218.81	2,888,888.28
				-8,888,777.88	-6,841,178.87	-3,188,888.83	-1,184,218.84	872,888.82	1,888,112.81	1,878,888.84	2,883,888.87	2,883,887.22
					-12,878,887.88	-8,842,887.84	-6,888,267.73	-3,188,881.88	-1,148,888.83	878,287.88	1,888,884.82	1,888,881.81
						-8,884,288.88	-12,283,272.24	-8,832,888.87	-6,548,888.12	-3,818,284.81	-1,187,888.88	884,881.87
Evaluación							-28,877,788.27	-18,884,842.12	-11,881,228.84	-8,838,888.88	-6,412,288.28	-4,287,788.47
								-35,881,167.88	-28,221,443.88	-17,842,844.28	-11,778,888.88	-8,282,888.47
									-28,278,888.88	-14,886,271.88	-8,881,288.28	-6,881,287.78
										-12,778,288.44	-8,278,888.78	-6,881,288.87
											-37,281,877.78	-32,878,881.88
												-42,187,288.87

Figura 6.8: Árbol de evaluación del valor presente neto (dólares).

¹³Se supone que no hay un costo de entrada.

6.4.2 Evaluación con flexibilidad (opciones reales).

Con el propósito de aplicar la Teoría de Opciones Reales a la evaluación de un proyecto de comercialización, se incorporan las siguientes opciones:

- Ajuste mensual en los pedidos de gas y nominaciones en el SNG.
- Ajuste anual en la reservación de capacidad.
- Abandono al vencimiento del contrato de transporte.

Opción obtenida mediante el ajuste mensual en los pedidos de gas y nominaciones en el SNG.

En virtud de que existe la opción de hacer pedidos de gas de Valor Presente mensual y nominaciones en el SNG de forma mensual, se plantea que los valores de las penalizaciones PNVPM y PNT se determinen en función de los desbalances en que podría incurrir el comercializador derivado del pedido y la nominación que éste optaría de manera mensual. De esta manera, se pretende reflejar el hecho de que si el comercializador observa un cambio en el nivel de volumen de venta, éste ajustará sus requerimientos de gas y de servicios de transporte en el período siguiente.

En este contexto, y a efectos de evitar un alto costo de desbalance, el comercializador sujetará sus pedidos y nominaciones de gas al incremento de ventas esperado en cada nodo i en el período t . De esta manera, el costo de desbalance del nodo i en el período $t+1$ se determina como la diferencia entre los movimientos de incremento y decremento de la demanda multiplicado por el precio del gas correspondiente al nodo de decremento y ponderado por la probabilidad de decremento ($1-p=0.5$). Por ejemplo, en el caso de las penalizaciones de venta de primera mano en el penúltimo nodo del período 10, sería igual a la diferencia entre la demanda del movimiento de incremento (846,792 MMBtu) y decremento (781,079 MMBtu) multiplicado por el 30 por ciento del precio del gas en el nodo indicado y ponderado por la probabilidad de decremento igual a 0.5, lo que da como resultado una penalización de \$35,038 dólares (ver Figura 6.9).

Período	9	10	11
	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
Penalización	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00
	67,380.17	35,038.79	0.00
		64,291.96	33,536.16
			61,547.67

Figura 6.9: Penalizaciones de venta de primera mano con opción de ajuste (dólares).

Opción de ajuste anual en la reserva de la capacidad.

La opción de ajustar la capacidad de reserva anualmente, se introdujo en el modelo mediante la optimización de dicha reserva en función de los posibles niveles de demanda de cada año. Dicha optimización se efectuó en los períodos donde el comercializador requiere hacer la reserva de capacidad de cada año (períodos 13, 25, 37 y 49). En estos períodos, se tomó una muestra de la capacidad óptima y se observó la información sobre los ingresos esperados en cada uno de los nodos dado ese nivel de reserva de capacidad óptimo. A partir de las cuatro muestras, se realizó una regresión que replica el nivel de ingreso en los períodos correspondientes para cada uno de sus nodos. Se debe señalar que entre cada uno de estos períodos prevalece el procedimiento recursivo de evaluación, lo que garantiza que el proceso de evaluación acumula el valor de los ingresos desde el período 60. Ello lo demuestra el hecho de que en los períodos señalados, se observa un nivel acumulado de ingresos (ver Figura 6.10).

Período	11	12	13	14
	3,833,016.12	3,968,341.78	4,112,462.29	3,486,840.23
	3,518,629.90	3,638,502.09	3,766,399.54	3,237,666.99
	3,230,698.52	3,336,417.61	3,448,486.27	3,007,928.96
	2,966,996.96	3,069,762.79	31,692,002.16	2,796,104.62
	2,725,483.11	2,806,368.64	2,893,363.06	2,600,802.26
	2,604,293.08	2,674,306.16	2,649,883.67	2,420,731.78
	2,301,715.64	2,361,771.14	2,426,911.63	2,264,706.11
Evaluación	2,116,184.60	2,167,120.43	2,222,682.98	2,101,626.98
	1,946,266.54	1,968,949.09	2,036,668.83	1,960,487.66
	1,702,071.14	1,826,578.86	1,864,363.14	1,830,366.67
	1,298,691.81	1,498,012.24	1,707,481.66	1,719,372.67
	952,204.86	1,367,926.78	1,563,801.19	1,699,747.62
		1,099,482.32	1,432,211.16	1,497,760.11
			1,311,694.11	1,403,707.46
				1,316,823.16

Figura 6.10: Evaluación ajuste anual de reserva de capacidad.

Abandono al vencimiento del contrato de transporte.

La opción de abandono se puede ejercer únicamente al final de cada año. Esto en virtud de que la vigencia mínima de los contratos de transporte en el SNG es anual. Esta opción de abandono se evalúa al final de cada período anual en función de los flujos esperados del proyecto en los próximos 12 meses. Para efectos de evaluación de esta opción, el valor del proyecto en los períodos 12, 24, 36, y 48 se condiciona a que los beneficios esperados en el resto de los períodos, más el precio de ejercicio de la opción (equivalente a 30 días de la reserva de capacidad) sean mayores a las pérdidas del comercializador. De otro modo, el comercializador ejerce la opción y sale del mercado. En el modelo planteado, esta opción no se ejerce en ninguno de los períodos mencionados, ya que la flexibilidad otorgada tanto

por los ajustes mensuales de pedidos y nominaciones como por los ajustes anuales de reservación de capacidad permite obtener beneficios en todos los períodos donde se puede ejercer la opción (ver Figura 6.11).

Periodo	23	24	25	26
	4,834,768.69	5,026,812.60	5,228,345.77	3,882,283.86
	4,461,934.87	4,636,705.37	4,820,583.28	3,607,286.44
	4,118,178.63	4,277,207.28	4,444,622.47	3,344,568.82
	3,801,232.18	3,945,746.72	4,087,983.13	3,102,388.37
	3,508,004.63	3,640,137.01	3,778,378.44	2,878,142.23
	3,238,568.12	3,358,362.02	3,463,888.96	2,673,347.46
	2,981,146.16	3,088,582.86	3,212,003.86	2,483,840.72
	2,762,086.87	2,859,025.84	2,981,487.14	2,308,764.33
	2,580,812.24	2,638,170.08	2,730,527.82	2,147,588.82
	2,368,186.06	2,434,539.23	2,517,671.97	1,998,966.78
	2,178,668.76	2,246,789.68	2,321,224.70	1,861,969.67
	2,011,143.01	2,073,682.87	2,140,190.68	1,736,692.48
	1,868,526.81	1,914,076.78	1,973,276.66	1,619,267.03
Evaluación	1,717,811.34	1,766,918.49	1,819,378.46	1,811,981.68
	1,588,071.30	1,631,237.18	1,677,483.80	1,413,064.76
	1,468,449.77	1,506,137.76	1,546,666.82	1,321,880.76
	1,368,157.62	1,390,794.91	1,426,030.82	1,237,626.08
	1,268,467.23	1,284,447.76	1,314,813.83	1,160,340.47
	1,162,707.76	1,186,394.69	1,212,270.36	1,088,913.22
	1,076,260.64	1,096,988.85	1,117,724.61	1,023,069.81
	996,666.60	1,012,633.83	1,030,662.36	962,373.71
	923,066.81	936,779.73	950,178.83	908,422.64
	856,309.47	864,919.63	876,073.69	864,846.36
	698,518.06	799,666.77	807,748.07	807,073.27
		649,764.83	744,751.21	760,221.69
			686,667.52	700,712.67
				526,163.62

Figura 6.11: Evaluación opción de abandono.

Resultado de la evaluación con opciones reales.

Como resultado de la incorporación de las tres opciones descritas en el modelo, el proyecto resulta rentable con un valor de \$2,770,834 dólares. Dicho monto, comparado con el resultado obtenido en el caso de la evaluación sin flexibilidad, ello nos indica que la evaluación con flexibilidad tiene un valor de \$4,174,279 dólares.

6.5 Consideraciones finales.

Los grupos de evaluadores de proyectos de inversión reconocen que mediante el modelo empleado se visualiza únicamente una parte muy elemental de las diferentes vertientes y circunstancias que afectarían a un comercializador en la vida real. Es decir, no se incorporaron -por razones de complejidad en el modelo- escenarios en los que fuera PEMEX el que pagará penalizaciones al comercializador, ni se consideró la posibilidad de recurrir a suministro vía importaciones, ni se plantearon escenarios específicos para cada tipo de cliente, su ubicación y perfil individual de consumo, ni el ofrecimiento de mecanismos de cobertura de precios, etc.

Sin embargo, se espera que este ejemplo haya cumplido con el objetivo de constituir un primer acercamiento a la utilización de esta nueva herramienta de evaluación de proyectos en la industria de gas natural mexicana. Los resultados contrastantes entre las evaluaciones con escenarios sin y con flexibilidad hablan por sí mismos y seguramente despertarán interés en estudiar con mayor profundidad sus implicaciones, no sólo en el área de comercialización, sino en el desarrollo de proyectos privados de transporte, distribución y almacenamiento.

En estos casos, la evaluación de proyectos tomando como base el activo subyacente (la demanda de gas natural) tampoco sería replicable en mercados financieros. Por ello, y al igual que en este caso, la aplicación de la Teoría de Opciones Reales contribuiría a dar una estimación del valor real del proyecto en cuestión. Cabe recordar que sólo pueden obtenerse valores precisos de las opciones reales cuando existe un mercado replicable del activo subyacente, tal como lo señala Luenberger (1998).

Conclusiones.

Como resultado de la evaluación mediante la metodología de opciones reales se considera el valor de la flexibilidad, en otras palabras, de la incertidumbre que es valorizada e incluido en el valor del proyecto. Esto no es otra cosa que la evaluación de las oportunidades según se va desarrollando el proyecto. Técnicamente se trata de la valoración de un proceso estocástico adaptativo que modela al valor del proyecto con una dinámica descrita mediante una ecuación diferencial parcial y unas ciertas condiciones de frontera asociadas a las propias restricciones en las que se ve inmerso el proyecto de inversión en la realidad.

Como resultado de la incorporación de las opciones reales en un modelo, el proyecto resulta rentable con un valor mayor que aquel obtenido mediante la evaluación con técnicas tradicionales como el VPN (también denominado como evaluación sin flexibilidad). De hecho, la diferencia entre ambos resultados con flexibilidad y sin ella es precisamente el valor de la misma.

Las opciones reales no son otra cosa que decisiones que el inversionista toma a medida que observa como evoluciona su empresa, negocio o proyecto para aprovechar las ventajas del entorno. Con ello aumenta el valor de su inversión y la valoración de las opciones le permite saber hasta cuanto es posible aumentarlo.

Las opciones reales tampoco son la panacea dado que para tomar una decisión de invertir todo o nada como la ofrecida por los métodos tradicionales en ocasiones resulta una aproximación que si bien es burda no es difícil de calcular en casi todos los medios electrónicos actuales. La metodología de opciones reales es sugerida sobretudo en proyectos con plazos largos, en donde se requiere de una adaptación constante al entorno cambiante, en proyectos en donde los montos también pueden ser grandes, o en donde el precio del activo subyacente a producir posee una alta volatilidad. También es empleado en entornos altamente cambiantes como el segmento de telecomunicaciones,

electrónica y *software* dada la rápida evolución y caducidad de los productos generados en ella. Otra rama de importancia es la investigación, tanto básica, como la investigación aplicada mejor conocida como Investigación y Desarrollo Tecnológico (*Research and Development* o *R&D* por sus siglas en inglés) puesto que se trata de valorar productos que actualmente no existen pero que poseen un amplio potencial de demanda en el caso de existir. El mejor ejemplo de aplicaciones de esta rama lo encontramos en las empresas farmacéuticas, petroquímicas y de innovación tecnológica.

En esta tesis sólo se mostramos una parte muy elemental de las diferentes vertientes y circunstancias que afectarían a un comercializador en la vida real. Es decir, no se incorporaron -por razones de complejidad en el modelo- escenarios en los que fuera PEMEX el que pagará penalizaciones al comercializador, ni se consideró la posibilidad de recurrir a suministro vía importaciones, ni se plantearon escenarios específicos para cada tipo de cliente, su ubicación y perfil individual de consumo, ni el ofrecimiento de mecanismos de cobertura de precios, etc.

El objetivo sólo era acercar a la utilización de esta nueva herramienta de evaluación de proyectos en la industria de gas natural mexicana. Los resultados contrastantes entre las evaluaciones con escenarios sin y con flexibilidad hablan por sí mismos y seguramente despertarán interés en estudiar con mayor profundidad sus implicaciones, no sólo en el área de comercialización, sino en el desarrollo de proyectos privados de transporte, distribución y almacenamiento. Estas áreas de oportunidad en la aplicación de las opciones reales constituyen un amplio trabajo a futuro que surge de la presente tesis.

En estos casos, la evaluación de proyectos tomando como base el activo subyacente (la demanda de gas natural) tampoco sería replicable en mercados financieros. Por ello, la aplicación de la Teoría de Opciones Reales contribuiría a dar una estimación del valor real de cada proyecto evaluado.

Bibliografía

- [Am-Ku] Amram, M. y Kulatilaka, N. *Real Options. Managing Strategic Investments in an Uncertainty World*. Harvard Business School Press, Boston, 1999.
- [Ba-Ma] Barraquand, J. y Martineau D. Numerical Valuation of High Dimensional Multivariate American Securities. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 30, 383-405, 1994.
- [Be] Bellman, R. S. *Dynamic Programming*. Princeton University Press, Princeton, 1957.
- [Bl-Sch] Black, F. y Scholes, M. The Pricing of Options and Corporate Liabilities. *Journal of Political Economy*, 81, 637-659, 1973.
- [Bo] Boyle, P. Options: A Monte Carlo Approach. *Journal of Financial Economics*, 4, 323-338, 1977.
- [Bo-Bro-Gla] Boyle, P., Broadie, M. y Glasserman, P. Monte Carlo Methods for Security Pricing. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 21, 1267-1321, 1997.
- [Br-My] Brealey, R. A. y Myers, S. *Principles of Corporate Finance*. Mc Graw Hill, Nueva York, 1999.
- [Bre] Brennan, M. The Price of Convenience and the Valuation of Commodity Contingent Claims, en D. Lund y Oksendal (eds.), *Stochastic Models and Options Values: With Applications to Resources, Environment, and Investment Problems* (Amsterdam: North Holland), 33-77, 1991.
- [Bre-Sch] Brennan, M. y Schwartz, E. Finite Difference Methods and Jump Processes Arising in the Pricing of Contingent Claims: A Synthesis. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 13, 462-474, 1978.

- [Bre-Tri] Brennan, M. y Trigeorgis L. (eds). *Flexibility, Natural Resources, and Strategic Options*. Oxford University Press, Oxford. 1999.
- [Bri-Ro] Brito, D. y Rosellón, J. (2000). Pricing Natural Gas in México. An Application of the Little-Mirlees Rule, [http:// www.cre.gob.mx/publica/docinv/dbritongpricing.pdf](http://www.cre.gob.mx/publica/docinv/dbritongpricing.pdf), 38 pp.
- [Bro-Gla] Broadie, M. y Glasserman P. Pricing American-Style Securities using Simulation. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 21, 1323-1352, 1997.
- [Ca-Te-Me] Castro, A. L., Teixeira J. P. y Melo A. C. G. Evaluación de Activos de generación Termoeléctrica y el Mercado Competitivo de Electricidad en el Brasil. *XXXI Simposio Brasileño de Pesquisa Operacional*, Juiz de Fora. 1999.
- [Che-Stri] Chewhow, L. y Strickhand, C. Implementing Derivatives Models. *John Wiley & Sons*, Nova York, 1998.
- [Co] Coopers & Lybrand. *Estudio de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño. Sumario Ejecutivo*. Relatorio del Proyecto. MME/sen/ELETRORBRAS. 1998.
- [Co-Ant] Copeland, T. y Antikarov, V. (2001). Real Options. A Practitioner's Guide. Ed. Texere, Nueva York.
- [Co-Ro] Cox, J. y Ross, S. The Valuation of Options for Alternative Stochastic Process. *Journal of Financial Economics*, 3, 145-166, 1976.
- [Co-Ro-Ru] Cox, J., Ross, S. y Rubinstein, M. Option Pricing. A Simplified Approach. *Journal of Financial Economics* 7, 229-263, 1979.
- [Cre] Comisión Reguladora de Energía. Los Nuevos Retos de la Industria de Gas Natural. Documento Marco de la Consulta Pública para Avanzar hacia una Estructura más Eficiente y Competitiva en la Industria del Gas Natural en México, México, <http://www.cre.gob.mx.2000>.
- [Cre-Pu] Comisión Reguladora de Energía, La Regulación del Gas Natural en México (Apéndice), <http://www.cre.gob.mx/publica/series/Folleto%202/doc2.html>.1996.

- [Di-Ti-Her] Díaz-Tinoco, J. y Hernández, F. *Futuros y Opciones Financieras. Una Introducción*. Editorial Limusa, México.1998.
- [De-Jo-So] Deng, S., Johnson B. y Sogomonian. A. *Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission Assets. Proceedings of the Chicago Risk Management Conference*, Chicago. 1998.
- [Den] Deng, S. *Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean-Reversion with Jump and Spikes. PSERC Working Paper 98-28*. 1998.
- [Deng] Deng, S. *Financial Methods in Competitive Electricity Markets*. Tesis de Doctorado, University of California, Berkeley. 2000.
- [Di-Ro] Dias, M. y Rocha, K. *Petroleum Concession with Extendible Options Using Mean Reversion with Jumps to Model Oil Prices. 3^o Annual Conference on Real Options - Theory Meets Practice*. 1999.
- [Di-Pi] Dixit, A. y Pindyck. R. *Investment Under Uncertainty*. Princeton University Press. 2^a Edición. 1995.
- [Do] Dothan, M. U. *Prices in Financial Markets*. Oxford University Press. 1990.
- [Du] Duffie, D. *Dynamic Asset Pricing Theory*. Princeton University Press. 1992.
- [Et] Ethier, R. *Valuing Electricity Assets in Deregulated Markets: A Real Options Model with Mean reversion and Jump. Working Paper*. Cornell University, New York. 1999.
- [Ga] García, D. *A Monte Carlo Method for Pricing American Options. Working Paper*. University of California, Berkeley. 1999.
- [Gi-Sch] Gibson, R. y Schwartz, E. *Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims. Monte Carlo Methods*. Methuen & Co., Londres. 1990.
- [Ha-Ha] Hammersley, J.M. y Handcomb, D.C. *Monte Carlo Methods*. Methuen & Co., Londres, 1964.
- [Ho] Hoare, J. *The UK Electricity Market*, en *Managing Energy Price Risk*, Risk Publications. 1995.

- [Hu-Li] Huang, C. y Litzenberger, R. *Foundations for Financial Economics*, Elsevier Science Publishers, New York. 1990.
- [Hu-Whi] Hull, J.C. y White, A. The Use of Control Variate Technique in Option Pricing. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 23, 237-251, 1988.
- [Hul] Hull, J. C. *Options, Futures and Other Derivatives Securities*. Prentice Hall. 1997.
- [Ib-Za] Ibáñez A. y Zapatero, F. Monte Carlo Valuation of American Options through Computation of Optimal Exercise Frontier. *Working Paper*. Departamento de Administración. Instituto de Tecnología de México. 1999.
- [Ja-Ru] Jarrow, R. y Rudd, A. *Options Pricing*. Irwin. 1983.
- [Jo-So] Johnson, B. y Sogomonian, A. Electricity Futures, en *The US Power Market: Restructuring and Risk Management* (Risk Publications). 1997.
- [Ka-Sh] Karatzas, I. e Shreve, S. *Methods of Mathematical Finance*. Springer, New York. 1998.
- [Lue] Luenberger, D. *Investment Science*. Oxford University Press, Nueva York, pp. 296-299.1998.
- [Lu-Ok] Lund, D. y Oksendal, B. (eds.) *Stochastic Models and Option Values: With Applications to Resources, Environment, And Investment Problems*. Noth Holland, Amsterdam. 1991.
- [Masc] Mascareñas, J. Las Decisiones de Inversión Como Opciones Reales: Un Enfoque Conceptual. Documento de trabajo de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales de la Universidad Complutense de Madrid, <http://www.ucm.es/BUCM/cee/doc/0061/03010061.htm>.2004.
- [Ma-Pi] Majd, S. y Pindyck, R. Time to Build, Option Value, and Investment Decisions. *Journal of Financial Economics*, bf 18, 7-27, 1987.
- [Ma-My] Majd, S. y Myers, S. C. Abandonment Value and Project Life. *Advances in Futures and Options Research*. 4, 1-21, 1990.

- [Mc-Si] McDonald, R. y Siegel, D. Investment and the Valuation of Firms When There is an Option to Shut Down. *International Economic Review*, 26, 331-349, 1985.
- [McD-Sie] McDonald, R. y Siegel, D. The Value of Waiting to Invest. *Quarterly Journal of Economics*, 101, 707-727, 1986.
- [Me-Go] Melo, A., Gorenstein, B., Reis M., Matos, A. y Castro, L. Evaluación Económico-Financiera de Proyectos de Expansión del Sector Eléctrico - Un Enfoque Empresarial. *SNPTEE*. 1997.
- [Mel] Melo, A. Competitive Generation Arrangements in Latin America Systems with Significant Hydro Generation - The Brazilian Case. *IEEE Power Engineering Review*. 1999.
- [Mer] Merton, R. The Theory of Rational Option Pricing. *Dei Journal of Economics and Management Science*, 4, 141-183, 1973.
- [Mini] Ministerio de las Minas y Energía. *Reglas del Mae*.
- [Pa-Si-Sm] Paddock, J., Siegel, D. y Smith, J. Option Valuation of Claims on Physical Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases. *Quarterly Journal of Economics*, 103, 479-508, 1988.
- [Pe] Pereira, M. La nueva operación del Sistema Eléctrico Brasileño. *Notas de Aula*. Coordinación Central de Extensión. PUC-Rio.
- [Pi] Pilipovic, D. *Energy Risk*. McGraw-Hill, New York. 1999.
- [Pin-Fa] Pinto, P., Faria, S., Filho, X., Reis, M., Melo, A. y Gorenstein, B. Methods and Tools for Financing Projects in Desregulated Hydrothermal Systems. 1999.
- [Ros] Rosellón, J. Regulación de Precios y Tarifas para la Industria del Gas Natural en México, <http://www.cre.gob.mx/publica/docinv/jrosellon-regulacion.pdf>, 9 pp. 1997.
- [Ro-We-Ja] Ross, S., Westerfield, R. y Jaffe, J. (1995). *Finanzas Corporativas*, (Primera versión en español). Irwin, España, Capítulo 4.
- [Sc] Schwartz, E. The Stochastic Behaviour of Commodity Prices: Implication of the Society of Actuaries, 45, 83-104, 1993.

- [Se-En] Secretaría de Energía . Prospectiva de Gas Natural 2000-2009. México D.F.2000.
- [Sec-En] Secretaría de Energía. Prospectiva del Sector Eléctrico 2000-2009, México D.F.2000.
- [Ti] Tilley, J. Valuing american Options in Path Simulation Model. *Transaction of the Society of Actuaries*, 45, 83-104, 1993.
- [To] Tourinho, O. The Option Value of Reserves of Natural Resources. *Working Paper*. University of California, Berkeley. 1979.
- [Tr] Trigeorgis, L. A Log-Transformed Binomial Numerical Analysis Method for Valuing Complex Multi-Option Investment. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*. 26, 309-326, 1991.
- [Tri] Trigeorgis, L. The Nature of Options Interactions and the Valuation of Investment with Multiple Real Options. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*. 28, 202-224, 1993.
- [Trig] Trigeorgis, L. *Real Options in Capital Budgeting. Managerial Flexibility in Capital Resource Allocation*. MIT Press. 1995.
- [Trige] Trigeorgis, L. (ed.) *Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications*. Praeger Publishers, Westport. 1995.
- [Ts-Ba] Tseng, C. y Barz, G. Short Term Asset Valuation. Working Paper, Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Maryland. 1998.
- [Vi-Go] Vieira, X., Gorenstein, B., Granville, S., Pereira, M., Melo, J. y Melo, A. Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation Contracts. *CIGR*, 1998 Session.
- [Vie-Fa] Vieira, X., Faria, S., Gorenstein, B., Sobrinho, S., Vieira, S. y Pereira, M. Investment Planning Methods to Maximize the use of Asset Managing Uncertainty and Financial Risk, 1999a.
- [Viei-Pe] Vieira, X., Pereira, M., Gorenstein, B., Mello, J. y Mesquita, N. The Introduction of a Spot Market in a Predominantly Hydro System, 1999b.